

CUADERNOS ORKESTRA

ISSN 2340-7638

 <https://doi.org/10.18543/RTWM2847>

IMPACTO DEL CBAM Y LA DIRECTIVA RED III SOBRE LA COMPETITIVIDAD DEL SECTOR INDUSTRIAL

Núm. 01/2026

 <https://doi.org/10.18543/YXFU3108>

Jorge Fernández Gómez

Jaime Menéndez Sánchez

CUADERNOS ORKESTRA, núm. 01/2026

ISSN 2340-7638

 Colección: <https://doi.org/10.18543/RTWM2847>

 Cuaderno: <https://doi.org/10.18543/YXFU3108>

 Resumen ejecutivo en euskera: <https://doi.org/10.18543/JPUH4092>

 Resumen ejecutivo en inglés: <https://doi.org/10.18543/EARM7155>

© Jorge Fernández Gómez, Jaime Menéndez Sánchez

© Instituto Vasco de Competitividad–Fundación Deusto

Acerca de Orkestra:

Con casi 20 años de experiencia y conocimiento, Orkestra-Instituto Vasco de Competitividad (Fundación Deusto) es un centro de investigación referente en Europa en competitividad regional. Su misión es impulsar la competitividad al servicio del bienestar inclusivo y sostenible en el País Vasco. Para ello, el instituto trabaja día a día en proyectos de investigación transformadora con agentes locales e internacionales y aporta análisis rigurosos para la toma de decisiones.

➔ Accede a todas nuestras publicaciones en www.orquestra.deusto.es

Agradecimientos

Este Cuaderno forma parte del plan de actividades de investigación del Lab de Energía y Medioambiente de Orkestra, acordado con diversos *stakeholders* de Orkestra, entre ellos, el Ente Vasco de la Energía, Iberdrola y Petronor.

Los autores agradecen los comentarios recibidos de distintas personas en estas instituciones.

Las opiniones, análisis y comentarios recogidos en este documento reflejan exclusivamente la visión de los autores y no necesariamente de la institución a la que pertenecen. Cualquier error u omisión es atribuible únicamente a los autores.

Índice

Resumen ejecutivo.....	v
Lista de tablas.....	xi
Lista de gráficos.....	xi
Lista de figuras	xi
Lista de acrónimos.....	xii
Introducción.....	1
Parte I: IMPACTO DE LA DIRECTIVA DE ENERGÍAS RENOVABLES (RED III) SOBRE LA COMPETITIVIDAD INDUSTRIAL.....	4
1. Introducción.....	5
2. Obligaciones para las empresas industriales en la Directiva RED III y otras normas recientes	7
2.1. Obligaciones impuestas por la RED III.....	7
2.1.1. <i>Obligaciones relativas al uso de energías renovables</i>	7
2.1.2. <i>Requisitos de cumplimiento de la regulación e información regulatoria</i>	8
2.2. Reglamentos Delegados de la Directiva RED II	10
2.2.1. <i>Producción de carburantes líquidos y gaseosos renovables de origen no biológico</i>	10
2.2.2. <i>Metodología para evaluar la reducción de las emisiones de GEI</i>	13
2.3. Decisión de ejecución sobre el mecanismo voluntario de demostración del cumplimiento de los requisitos sobre RFNBOs.....	15
2.4. Paquete sobre el mercado de gas natural e hidrógeno	16
3. Oportunidades para el País Vasco asociadas a la implementación de la RED III y normas relacionadas	18
3.1. Descarbonización competitiva de la industria vasca	18
3.2. Desarrollo de tejido industrial competitivo en el País Vasco	20
3.2.1. <i>Fortalezas del País Vasco</i>	20
3.2.2. <i>Cadenas de valor consolidadas en el sector energético y en sectores relacionados con la transición energética</i>	22
3.2.3. <i>Nuevas cadenas de valor relacionadas con tecnologías limpias</i>	29
4. Principales implicaciones y riesgos para las empresas industriales.....	32
4.1. Coste del suministro energético	32
4.2. Abastecimiento de hidrógeno renovable y otros vectores energéticos y combustibles	35
4.3. Cumplimiento de la normativa, monitorización de actividades e información regulatoria	37
4.4. Adaptación de procesos y negocios para cumplir con los objetivos de la RED III.....	38
4.5. Riesgo regulatorio	38
4.6. Requerimientos financieros y necesidades de inversión	41

4.7. Apoyo social a la descarbonización de la industria intensiva en energía	43
5. Conclusiones.....	45
Parte II: IMPACTO DEL MECANISMO DE AJUSTE EN FRONTERA POR CARBONO (CBAM) SOBRE LA COMPETITIVIDAD INDUSTRIAL	48
1. Introducción.....	49
2. Funcionamiento del CBAM	52
2.1. ¿Qué es el CBAM?	52
2.2. Objetivos del CBAM.....	52
2.3. Marco normativo	53
2.4. Funcionamiento del CBAM.....	54
2.4.1. Reglamento (UE) 2023/956	54
2.4.2. Reglamento (UE) 2025/2083	57
3. Impacto sobre la competitividad industrial	59
3.1. Situación general de la competitividad de la industria intensiva en energía de la UE	60
3.2. Posicionamiento sectorial europeo	66
3.2.1. Formas de evasión y fraude.....	69
3.2.2. Ampliación del CBAM.....	73
3.2.3. Tratamiento de las exportaciones.....	77
3.2.4. Emisiones indirectas	80
3.2.5. Asignación gratuita de derechos de emisión	81
3.3. Potenciales implicaciones para la industria vasca.....	85
3.3.1. Exposición de la industria vasca al CBAM.....	85
3.3.2. Potenciales medidas para facilitar un efecto positivo sobre la competitividad del País Vasco de la implementación del CBAM.....	93
4. Conclusiones.....	97
Parte III: RECOMENDACIONES PARA LAS ADMINISTRACIONES PÚBLICAS Y LAS EMPRESAS INDUSTRIALES	100
Recomendaciones para las Administraciones Públicas	101
(a) Implementación de una estrategia industrial vasca inteligente.....	101
(b) Planificación integrada de los sectores energéticos	101
(c) Incentivos a la inversión	102
(d) Desarrollo de infraestructuras relevantes.....	104
(e) Un marco regulatorio adecuado para la industria vasca	106
(f) Apoyo social a la transición sostenible de las empresas industriales	107
(g) Políticas específicas de desarrollo de las cadenas de valor de RFNBOs.....	107

(h) Otras acciones de apoyo a las empresas.....	108
Recomendaciones para las empresas industriales	109
(a) Inteligencia de la empresa	109
(b) Estrategia de descarbonización.....	110
(c) Gestión de la energía.....	110
(d) Requerimientos de información regulatoria.....	110
(e) Inversiones necesarias y financiación de las mismas	111
(f) Estrategia regulatoria	111
Referencias.....	113
Anexo 1	127
EUROFER (hierro y acero)	127
CEMBUREAU (cemento)	128
Fertilizers Europe (fertilizantes).....	128
European Aluminium (aluminio)	128
Hydrogen Europe (hidrógeno)	128
Eurelectric (electricidad)	128
FuelsEurope (refino).....	129

Resumen ejecutivo

La compleja situación de la economía y la geopolítica global implica riesgos significativos para la industria vasca y europea. Este trabajo analiza el potencial impacto sobre la competitividad del sector industrial de dos normas recientemente actualizadas en la Unión Europea (UE) y orientadas a proteger la competitividad de las empresas industriales y, simultáneamente, impulsar la descarbonización de sus actividades: (a) la actualización de la Directiva de Energías Renovables, conocida como RED III; y (b) el mecanismo de ajuste en frontera por carbono (*carbon border adjustment mechanism* o CBAM).

PARTE I: IMPACTO DE LA DIRECTIVA DE ENERGÍAS RENOVABLES (RED III) SOBRE LA COMPETITIVIDAD INDUSTRIAL

La RED III impulsa el desarrollo de fuentes de energía renovables y bajas en emisiones (incluyendo hidrógeno renovable y otras) y la adopción de nuevas tecnologías limpias

En particular, la RED III fija una cuota objetivo de energías renovables en el consumo total de energía de la UE del 42,5% en 2030 (con un suplemento adicional del 2,5%) y establece objetivos de penetración de otras energías renovables (incluyendo hidrógeno renovable, otros gases renovables y combustibles renovables de origen no biológico), en distintos sectores (transporte, industria, edificación, sistemas de calefacción y frío urbanos, etc.).

El impacto potencial sobre la industria europea de este marco normativo para fomentar un incremento las energías renovables en el mix energético es de gran magnitud

Las empresas industriales deberán incrementar la cuota de energías renovables en su consumo de energía, utilizar combustibles renovables de origen no biológico (RFNBO) y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas al consumo de energía por un valor de al menos el 70% respecto de una referencia determinada. Además, establece diversos requisitos relacionados con el cumplimiento de la normativa y el envío de información regulatoria. Las empresas industriales son responsables de garantizar y demostrar que cumplen con los objetivos impuestos y deberán monitorizar e informar sobre la cuota de energía renovable y las medidas que están adoptando.

Por otro lado, los Reglamentos Delegados de la Directiva RED II (Directiva (UE) 2018/2001) establecen una metodología con normas detalladas para la producción de carburantes líquidos y gaseosos renovables de origen no biológico, incluyendo, en el caso del hidrógeno renovable, requisitos de adicionalidad en el uso de energía eléctrica renovable como input y correlación temporal y geográfica entre la producción de la energía renovable y la producción del hidrógeno renovable. También especifican una metodología para evaluar la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero derivada de los carburantes líquidos y gaseosos renovables de origen no biológico y de los combustibles sintéticos.

Para adaptarse a las nuevas normas, las empresas industriales intensivas en energía deberán acometer la transformación profunda de sus modelos de negocio y de sus procesos operativos

Entre los potenciales impactos significativos cabe destacar (a) el incremento de los costes del suministro energético; (b) una disponibilidad limitada de oferta de hidrógeno renovable y otros combustibles renovables; (c) la necesidad de realizar inversiones relevantes y encontrar vías de

financiación adecuadas; (d) los costes asociados a las obligaciones regulatorias; (e) la incertidumbre asociada a la evolución del marco normativo (aún no completado); (f) la necesidad de adaptar las estructuras organizativas y de

La RED III genera múltiples oportunidades para las empresas industriales vascas

En el País Vasco, el desarrollo de las energías renovables convencionales (eólica y fotovoltaica) y el impulso hidrógeno renovable, otros RFNBO y de tecnologías de descarbonización innovadoras que impulsa la RED III tiene sentido estratégico, dado el peso de la industria intensiva en energía y emisiones y de los servicios asociados en la generación de valor añadido, y puede permitir poner en valor el conocimiento y acervo industrial, las capacidades empresariales e industriales en los sectores energéticos y en otras cadenas de valor y el capital humano en las industrias intensivas en energía.

Además del impulso de las cadenas de valor asociadas a las energías renovables eléctricas, a las redes inteligentes de electricidad, electrónica de potencia, etc., el marco normativo sobre el hidrógeno y otros gases renovables ofrece una gran oportunidad para el País Vasco, alineada con una “estrategia regional de descarbonización inteligente” (que permita avanzar simultáneamente en la reducción de emisiones y en la competitividad de la industria), en el desarrollo de cadenas de valor, incluyendo actividades de desarrollo, producción, uso y comercialización de productos energéticos para la industria intensiva en energía, en torno a: (1) electricidad renovable; (2) combustibles renovables y bajos en carbono (biocombustibles de segunda generación, hidrogeno renovable y bajo en carbono y productos derivados como el amoníaco, metanol y combustibles sintéticos); y (3) captura y utilización de CO₂.

El apoyo decidido de las Administraciones Públicas a la transformación industrial facilitará la generación de valor asociada a la implementación de la RED III

Materializar estas oportunidades a través del despliegue de modelos de negocio competitivos en torno a las tecnologías y energías limpias por parte de las empresas industriales requerirá un contexto económico y regulatorio adecuado en el que las Administraciones Públicas jugarán un papel relevante, ayudando a impulsar la innovación, facilitar la financiación de las inversiones, y garantizando un contexto económico, empresarial, legal/regulatorio e institucional estable y adecuado que facilite las decisiones de inversión y la financiación de proyectos innovadores, la generación de nuevas capacidades y la cooperación entre agentes públicos, privados y otros agentes del tercer sector relevantes (p. ej., fundaciones e instituciones filantrópicas con capacidad de invertir).

PARTE II: IMPACTO DEL MECANISMO DE AJUSTE EN FRONTERA POR CARBONO (CBAM) SOBRE LA COMPETITIVIDAD INDUSTRIAL

El CBAM intenta proteger a la industria europea y evitar la “fuga de carbono”

El CBAM es una herramienta que pretende conciliar los grandes objetivos de la estrategia energética-industrial-medioambiental de la UE: (1) proteger la industria doméstica intensiva en energía frente a las importaciones desde países con menor ambición medioambiental; (2) generar incentivos a la descarbonización industrial; y (3) expandir globalmente los objetivos medioambientales de la UE.

En esencia, el CBAM es un mecanismo para ajustar los precios de importación a la UE de un conjunto de bienes y mercancías básicos o *upstream* (productos relacionados con el cemento, la electricidad, los abonos, la fundición, el hierro y el acero, el aluminio y sustancias químicas como el hidrógeno) si estos precios no incorporan el coste de las emisiones de CO₂ implícitas en su producción y transporte hasta la frontera de la UE, y así evitar una posible desventaja competitiva de la producción doméstica de la UE de los mismos productos, que está sujeta al sistema de comercio de emisiones (ETS).

El ajuste al precio de importación de cada bien se lleva a cabo mediante la compra y entrega de “certificados CBAM” por parte de los importadores. En la práctica, este instrumento tiene un funcionamiento similar a un “impuesto en frontera” compatible con las normas de la Organización Mundial del Comercio (WTO), aunque técnicamente no es ni un impuesto ni una tasa o cargo regulado.

Hasta finales de 2025 la aplicación del CBAM es limitada

Durante un periodo de transición, que termina a finales de 2025, su aplicación ha sido limitada. A partir del 1 de enero de 2026, los importadores de bienes y mercancías sujetos al esquema CBAM estarán obligados a entregar certificados CBAM por el valor de las emisiones implícitas de CO₂ en sus importaciones.

La obligación de entregar créditos CBAM aumentará de forma gradual en 2026-2034, en línea con la reducción gradual prevista de la asignación gratuita de derechos de emisión de CO₂ dentro del esquema de comercio de derechos de emisión. En 2034 los importadores de productos sujetos al CBAM soportarán el 100% del coste de los “certificados CBAM”, mientras que las empresas industriales (con derecho a ello) recibirán el 0% de los derechos de emisión que se asignaban gratuitamente.

Riesgos asociados a la implementación del CBAM

A priori, el CBAM tenderá a mejorar la competitividad doméstica de industrias europeas intensivas en energía y emisiones en el corto plazo y generará incentivos a la descarbonización industrial. Sin embargo, su diseño complejo, la falta de precedentes de un mecanismo similar y el contexto geopolítico actual generan gran incertidumbre sobre los posibles impactos para las empresas industriales, entre los que pueden señalarse los siguientes:

1. La posibilidad de que los exportadores en terceros países eviten la aplicación del CBAM, tanto aguas arriba en las cadenas de valor (e.g., derivando productos básicos intensivos en emisiones hacia mercados menos exigentes en términos ambientales o bien exportando material secundario a la UE) como aguas abajo (exportando productos finales).
2. El foco sobre las importaciones, sin soluciones específicas para las exportaciones desde la UE, puede implicar que el incremento en los costes de producción en la UE pueda deteriorar la posición en los mercados internacionales de las empresas industriales manufactureras exportadoras.
3. El coste de cumplimiento de la norma para las empresas es significativo, debido a la disponibilidad de datos, la complejidad de las cadenas de valor y de los procedimientos requeridos, la carga administrativa, los vacíos legales y los cambios o incertidumbres en la norma, etc.

4. La gradual reducción de los derechos de emisión asignados gratuitamente puede poner en riesgo la viabilidad de las empresas industriales si no se llevan a cabo inversiones necesarias en descarbonizar sus actividades que, en muchos casos, pueden suponer desembolsos de capital muy significativos.

El mecanismo CBAM será evaluado y revisado en 2026

La revisión del CBAM, además de buscar la simplificación regulatoria y burocrática del mecanismo (en línea con el “paquete ómnibus” de febrero de 2025), deberá priorizar (a) la ampliación del esquema a otros bienes y productos energéticos más allá de los 6 seis iniciales; (b) su extensión aguas abajo en las cadenas de valor y, en particular, a las manufacturas; (c) la inclusión de las emisiones indirectas; (d) la protección de las empresas exportadoras (p. ej., a través del reciclaje de los ingresos del CBAM); (e) la mitigación de situaciones potenciales de evasión y fraude; y (f) estableciendo mecanismos de flexibilidad en la aplicación del CBAM para que pueda adaptarse a distintos contextos en los mercados internacionales en función de la coyuntura comercial (e.g., aranceles) y geopolítica (e.g., conflictos armados, precios de la energía, etc.).

El CBAM puede tener un impacto significativo sobre la industria del País Vasco

La industria del País Vasco (y, en particular, sectores con fuerte exposición internacional, como el sector de componentes de automoción) puede verse potencialmente afectada en términos de pérdida de actividad económica y empleo, exportaciones e inversión. Casi el 30% del valor añadido en el País Vasco es creado por los sectores de industria (manufacturera), energía y construcción. Las tasas de importación de acero, hierro, aluminio, cobre y chatarra de terceros países (fuera de la UE), por debajo del 25% en todos los casos, limitan los riesgos del CBAM para la industria vasca en el corto plazo.

El posicionamiento del País Vasco ante cambios en el CBAM debe centrarse en su extensión a industrias y productos *downstream*, inclusión de medidas de apoyo a las exportaciones, implementación de vías de flexibilidad para las industrias más afectadas o despliegue de esquemas de financiación de la descarbonización industrial de amplio calado y alcance incluyendo los ingresos del CBAM).

Parte III: RECOMENDACIONES PARA ADMINISTRACIONES PÚBLICAS Y EMPRESAS INDUSTRIALES

Recomendaciones para las Administraciones Públicas

1. Continuar trabajando en la implementación de una “estrategia industrial vasca inteligente”. A partir del marco que ofrecen la Ley Vasca de Transición Energética y Cambio Climático y el recientemente aprobado Plan de Industria Euskadi 2030, debe asegurarse un alineamiento de las políticas de crecimiento económico, innovación, política industrial y política medioambiental con el doble objetivo de descarbonización competitiva y reindustrialización en torno a energías limpias, tecnologías de descarbonización y nuevos materiales.
2. Planificar los sectores energéticos de forma integrada. Un elemento relevante de la estrategia de descarbonización industrial debe ser la obtención de sinergias y eficiencias a partir de estrategias energéticas y de descarbonización que tengan en cuenta la integración

entre distintos sectores energéticos e industriales y distintas fuentes de energía y vectores energéticos.

3. Acompañar a las empresas industriales vascas. Las Administraciones Públicas deben favorecer ecosistemas de apoyo a la inversión y financiación de proyectos y *start-ups* en torno a tecnologías limpias innovadoras, con esquemas de incentivos a la inversión y mecanismos de financiación de las inversiones en tecnologías limpias efectivos e inteligentes (i.e., eficientes y orientados a resultados y a una transformación real de la economía). En este sentido, la Alianza Financiera Vasca y el Plan de Ayudas a la Industria 2025, dentro del Plan de Industria Euskadi 2030, facilitarán la descarbonización competitiva de la industria vasca. Debe favorecerse también la utilización y optimización de los mecanismos de exención de ayudas de estado habilitados por la UE y actualizados en el contexto del *Clean Industrial Deal*. El acompañamiento a las empresas también puede plasmarse en iniciativas para el avance de la digitalización, el apoyo técnico y regulatorio y en los procesos de financiación, la generación de información y conocimiento sobre la descarbonización industrial, el desarrollo de nuevas capacidades y modelos de negocio...

4. Desarrollar infraestructuras estratégicas. Resulta esencial identificar zonas óptimas para renovables y planificar infraestructuras de hidrógeno y otros RFNBO integradas con otros sectores. Además, deben apoyarse esquemas innovadores de financiación como los modelos de asignación intertemporal de costes que faciliten tarifas asequibles y recuperaciones progresivas. Proyectos Transformadores dentro del Plan de Industria Euskadi 2030, como la creación de un “Hub del Dato Soberano” o un “Centro de Soluciones Avanzadas en Robótica”, los proyectos “Grid4Industry” y “Valle de descarbonización” o la creación de un “Hub de combustibles renovables” apuntalarán las redes de infraestructuras necesarias para la descarbonización competitiva de Euskadi.

5. Apoyar el desarrollo adecuado del marco regulatorio. Debe asegurarse la coherencia normativa (RED III, CBAM, EU-ETS...), evitando cargas excesivas que reduzcan la competitividad industrial. Sobre el CBAM, se deben clarificar aspectos como su alcance a productos *downstream*, medidas de protección a exportaciones, el calendario de eliminación de derechos de emisión gratuitos y su coordinación con la financiación de nuevas inversiones y otros esquemas de apoyo a la industria. En relación con la RED III, resulta clave definir correctamente las exenciones de hidrógeno como co-producto, insumo o para descarbonización de gases, y flexibilizar criterios de adicionalidad y correlación temporal/geográfica.

6. Favorecer el apoyo social a la transición industrial. Las Administraciones Públicas deben ayudar a comunicar los beneficios de la transformación sostenible y promover la aceptación social del desarrollo de infraestructuras (renovables, hidrógeno...), además de fomentar la demanda de productos bajos en carbono.

7. Desarrollar cadenas de valor de RFNBO. El apoyo a los nuevos combustibles debe concentrarse en sectores donde el hidrógeno renovable y otros tengan mayor impacto y existan menos alternativas para las empresas industriales. Se deben crear condiciones favorables para ello, reduciendo barreras como (a) los altos costes frente a los combustibles fósiles; (b) los precios elevados de electricidad; (c) la escasez de PPA y contratos de suministro; (d) el acceso a generación renovable dedicada; (e) la falta de infraestructuras; y (f) la baja

demanda firme por parte de la industria. Varios de los Proyectos Transformadores del Plan de Industria Euskadi 2030 mencionados facilitarán el desarrollo de las cadenas de valor de RFNBO.

Recomendaciones para las empresas industriales

Las empresas industriales que dependen de energía de origen fósil deben rediseñar sus estrategias para cumplir con la RED III, el CBAM y el paquete de gases renovables, manteniendo su competitividad ante el nuevo marco normativo. Esto requiere:

1. Fortalecer la inteligencia de la empresa. Las nuevas regulaciones exigen desarrollar conocimiento interno sobre el alcance, el calendario de implementación y las obligaciones de normas como el CBAM y la RED III, y anticipar el impacto en materiales, productos y obligaciones de información regulatoria.

2. Desplegar una estrategia eficiente de descarbonización. Cada empresa debe trazar una hoja de ruta para transformar su mix energético en línea con la RED III y la reducción de derechos de CO₂ gratuitos que implica el CBAM. Esto implica (a) realizar auditorías periódicas de emisiones; (b) colaborar con las cadenas de suministro; (c) evaluar alternativas de energía renovable o baja en emisiones, eficiencia energética y de materiales, tecnologías limpias y la optimización de procesos; (d) revisar las estrategias de aprovisionamiento (p. ej., buscar proveedores más cercanos y transparentes); (e) analizar la conveniencia de establecer mecanismos internos de incentivos, como precios de CO₂ internos.

3. Optimizar la gestión de la energía y los materiales. Es necesario adaptar los contratos energéticos (p. ej., PPA renovables, productos con garantías de origen) y de suministro de materiales. Además, las empresas que produzcan su propio hidrógeno deberán preparar su logística y producción, asegurando mayor consumo de renovables.

4. Mejorar la información regulatoria. Las empresas deben asignar recursos a capturar, procesar y reportar datos requeridos por el CBAM y la RED III y monitorizar las emisiones de CO₂ y los consumos de energía, productos y materiales, lo que implica nuevas capacidades técnicas, analíticas, legales y regulatorias.

5. Asegurar la financiación de las inversiones requeridas. La transformación del *mix* energético implicará inversiones significativas en infraestructuras y equipamientos, que deben ser financiadas mediante mecanismos adecuados.

6. Implementar una estrategia regulatoria. Las grandes empresas deben definir estrategias para influir en la regulación, promoviendo la simplificación normativa, una definición clara de los bienes y productos afectados, el apoyo a la financiación de proyectos piloto, a flexibilidad en la aplicación de las normas, el establecimiento de incentivos para empresas pioneras en la transformación, una fiscalidad favorable a los nuevos combustibles, entre otras medidas.

Lista de tablas

Tabla I-3.1 Empresas y tecnologías de cimentaciones para eólica flotante en el País Vasco.....	27
Tabla II-2.1 Implementación progresiva del CBAM y reducción gradual de la asignación gratuita de derechos de emisión de CO ₂	57
Tabla II-3.1 Principales asociaciones europeas que representan a los sectores inicialmente cubiertos por el CBAM	66
Tabla II-3.2 Sectores para los que el CBAM cubre emisiones indirectas.....	81
Tabla II-3.3 Distribución del empleo y el número de establecimientos por sector de actividad en industria y energía en el País Vasco en 2022	89
Tabla II-3.4 Exportaciones de bienes industriales en el País Vasco	90
Tabla II-3.5 Inversión neta de la industria manufacturera del País Vasco en 2022 y 2023.....	92

Lista de gráficos

Gráfico I-4.1 Costes de producción por país implícitos en la primera subasta de primas a proyectos de producción de hidrógeno renovable.....	34
Gráfico II-4.1 Estimación de efectos sectoriales (izquierda) y macroeconómicos (derecha) del CBAM en la UE (% , año 2030).....	98

Lista de figuras

Figura I-3.1 Cadena de valor de la energía solar fotovoltaica en el País Vasco.....	23
Figura I-3.2 Cadena de valor de la energía eólica en el País Vasco	24
Figura I-3.3 Capacidad industrial en el País Vasco para los distintos componentes clave de un aerogenerador.....	25
Figura I-3.4 Cadena de valor de servicios marítimos y para buques relacionados con la energía eólica en el País Vasco.....	26
Figura I-3.5 Cadena de valor de la energía eólica flotante en el País Vasco	27
Figura I-3.6 Cadena de valor de la energía de las olas en el País Vasco	28
Figura I-3.7 Cadena de valor de las redes eléctricas en el País Vasco	29
Figura I-3.8 Cadena de valor del hidrógeno en el País Vasco	30
Figura I-3.9 Cadena de valor del sector O&G en el País Vasco	31
Figura I-4.1 Coste total del hidrógeno verde y rosa en distintos escenarios.....	33
Figura II-2.1 Concepto básico del CBAM	53
Figura II-2.2 Representación gráfica de la implementación progresiva del CBAM y la reducción paralela de la asignación gratuita de derechos de emisión de CO ₂	57

Figura II-3.1 Principales elementos de la política de la UE que han influido en el proceso de revisión del CBAM entre finales de 2024 y principios de 2025	61
Figura II-3.2 Visión complementaria entre instrumentos del ETS de la UE, según parte de los sectores inicialmente cubiertos por el CBAM	68
Figura II-3.3 Posibles vías de circunvalación del CBAM a lo largo de la cadena de valor del aluminio	71
Figura II-3.4 Flujos de actividad administrativa en frontera para la aplicación del CBAM, basada en las autoridades competentes de cada Estado miembro.....	72
Figura II-3.5 Ejes de potencial ampliación de alcance del CBAM	77
Figura II-3.6 Asimetría entre exportaciones (izquierda) e importaciones (derecha), aun con la aplicación del CBAM	78
Figura II-3.7 Cobertura de emisiones de emisiones del CBAM de la UE bajo diferentes opciones de implementación	79
Figura II-3.8 Alcance del CBAM en relación con las emisiones directas o indirectas.....	81
Figura II-3.9 Necesidad de coexistencia del CBAM con la asignación gratuita de derechos de emisión según las asociaciones industriales.....	82
Figura II-3.10 Ejemplificación de EUROFER del impacto del CBAM sobre los costes directos de carbono sobre la industria del acero europea	83
Figura II-3.11 Distribución del incremento de precios en el sector automovilístico y otros sectores en España e importancia de sus exportaciones.....	86
Figura II-3.12 Importaciones de material y chatarra de acero/hierro, aluminio y cobre del País Vasco ..	87
Figura II-3.13 Principales destinos de las exportaciones vascas (2021-2023) (% del total de exportaciones; valor en miles de millones de €*)	91

Lista de acrónimos

CBAM	Carbon Border Adjustment Mechanism
CCUS	Carbon Capture, Use and Storage
CISAF	Clean Industrial Deal State Aid Framework
CSDDD	Corporate Sustainability Due Diligence Directive
CSRD	Corporate Sustainability Reporting Directive
DAC	Direct Air Capture
EU-ETS	European Union – Emissions Trading System
FID	Final Investment Decision
FOAK	First Of A Kind
GEI	Gases de Efecto invernadero
LOHC	Liquid Organic Hydrogen Carrier
NIMBY	Not In My Backyard

ODC	Organización Dinamizadora de Clúster
PPA	Power Purchase Agreement
RED III	Renewable Energy Directive III
RFNBO	Renewable Fuels of Non-Biological Origin
SAF	Sustainable Aviation Fuels
TRL	Technology Readiness Level

Introducción

Este Cuaderno Orkestra analiza el impacto sobre la industria (y, en particular, sobre la industria del País Vasco) de dos nuevos paquetes normativos relevantes para el proceso de descarbonización y la competitividad de las empresas: (i) la nueva Directiva de Energías Renovables, conocida como RED III; y (ii) el Mecanismo de Ajuste en Frontera por Carbono (*Carbon Border Adjustment Mechanism*, CBAM, en inglés).

Estos dos conjuntos de normas, de amplio calado y con estrecha relación e interacciones entre ellas, definirán el terreno de juego en el que las empresas industriales intensivas en energía y emisiones deberán llevar a cabo los procesos de descarbonización en los próximos años. Las obligaciones e indicaciones que contienen tendrán efectos directos sobre la competitividad y el posicionamiento en los mercados internacionales de las empresas industriales sujetas a estas normas, tanto de manera directa como indirecta, y deberían ocupar un espacio central en las estrategias de las empresas y de las Administraciones Públicas. En el caso del País Vasco, por ejemplo, resulta muy relevante que las nuevas estrategias de política industrial (Plan de Industria -- Euskadi 2030) (Gobierno Vasco, 2025) e iniciativas para la financiación de la transformación industrial (Alianza Financiera Vasca) (Irekia, 2025) estén adecuadamente alineadas no solo con la estrategia de competitividad y crecimiento de la UE (p. ej., según lo establecido en el *Clean Industrial Deal* o en la Brújula de Competitividad) (European Commission, 2025d,e), sino también con el marco legal normativo que se está implementando y desarrollando.

Los dos paquetes normativos mencionados en el primer párrafo (junto con otras normas) impulsan el doble objetivo de la Unión Europea (UE) de (a) avanzar en la descarbonización de la economía; y (b) proteger a la industria europea en un contexto geopolítico y macroeconómico complejo caracterizado por una reconfiguración del orden global en torno a grandes bloques (EE.UU., China y los BRICS+, UE...) y el debilitamiento de los consensos que existían en torno a la lucha contra el cambio climático. Todo esto ha llevado a la UE a replantear su estrategia de competitividad y crecimiento verde, adoptando diversas estrategias y medidas a principios de 2025 (Pacto por una Industria Limpia, Brújula de Competitividad, etc.) orientadas a garantizar y reforzar la competitividad de la industria europea a través de la mejora en los procesos de innovación, la descarbonización de los consumos energéticos y los procesos industriales y el incremento en la autonomía estratégica y la reducción de dependencias críticas para la economía europea.

La Directiva RED III tiene como principal objetivo impulsar de manera decisiva el consumo de energías renovables y alcanzar los objetivos climáticos (un 42,5% de cuota de las energías renovables --pudiendo llegar al 45%-- en el consumo final de energía en la UE en 2030). Para ello, establece un amplio marco de normas, regulaciones, incentivos y herramientas que busca incrementar el despliegue y uso de energías renovables (incluyendo energía eléctrica renovable, y combustibles renovables, incluyendo los de origen no biológico, como el hidrógeno verde) en sectores en los que los procesos de descarbonización han avanzado más lentamente, como el sector del transporte o la industria intensiva en energía y emisiones.

Una de las principales consecuencias de la Directiva RED III es que obligará a muchas empresas industriales a invertir en la descarbonización de sus actividades en los próximos años, lo que incrementa sus costes y a corto plazo reduce su competitividad, *ceteris paribus*, en los mercados internacionales (especialmente, frente a empresas que operan en países con regulaciones medioambientales menos estrictas que las de la UE), generando riesgos para la viabilidad de las empresas industriales y abriendo la puerta a la potencial deslocalización de las empresas.

En este contexto, el CBAM surge como un mecanismo adicional para proteger la competitividad de la industria europea, estableciendo un sobrecoste para las importaciones de determinados productos que busca reflejar el coste del CO₂ que afrontan las empresas europeas intensivas en energía y emisiones y sujetas a esta norma. Bajo el CBAM, se busca garantizar la igualdad de condiciones entre empresas europeas e importadores en los mercados de la UE, aunque esta medida no mitigará potenciales efectos negativos sobre el posicionamiento de las empresas europeas en otros mercados internacionales.

Este nuevo mecanismo de protección sustituirá, progresivamente, a la asignación gratuita de derechos de emisión a los sectores industriales que podían acogerse a esta medida, en función de valores de referencia relacionados con sus emisiones y el riesgo de fuga de carbono (MITECO, s.f.; European Commission, s.f.). De acuerdo con el plan de implementación gradual del CBAM, a partir de 2035 no habrá asignaciones gratuitas de derechos de emisión (que serán sustituidas por la aplicación al 100% a las importaciones del sobrecoste CBAM), por lo que la industria europea tendrá que afrontar todo el coste de sus emisiones de CO₂. Para mantener su competitividad, deberán invertir en la descarbonización de sus actividades.

La complejidad de la implementación de la Directiva RED III y del CBAM, la obligación de utilizar algunos productos energéticos renovables que aún no han alcanzado la madurez, la eliminación gradual de la asignación gratuita de derechos de emisión, la aplicación del CBAM limitada a un conjunto de productos (y no a otros, especialmente aguas abajo en las cadenas de valor) (European Commission, 2025k), los posibles efectos asimétricos asociados a una transposición no homogénea a los marcos normativos de los Estados miembros y el impacto incierto sobre el posicionamiento de la industria europea en los mercados internacionales son algunos de los riesgos para la industria europea derivados de la aplicación del nuevo marco normativo que implican la RED III y el CBAM.

En este Cuaderno revisamos ambas normas y analizamos las principales implicaciones para la industria europea, con un foco especial en la industria vasca. En la primera parte del informe, se analiza el impacto de la Directiva RED III. Para ello, se revisan las obligaciones que impone la norma, se identifican las oportunidades para la industria vasca y se señalan las principales implicaciones y riesgos. Entre estos últimos, cabe destacar el potencial incremento del coste de la energía, la dificultad de abastecimiento (de algunos de los productos energéticos renovables que sustituirán a los combustibles fósiles que se utilizan hoy), la dificultad en el cumplimiento de la normativa, la necesidad de adaptar en profundidad los procesos y actividades industriales, el riesgo regulatorio (incluyendo el asociado a la transposición de la Directiva), los elevados requerimientos de inversión y financiación y el potencial debilitamiento del apoyo a la transición energética y la descarbonización de la industria intensiva en energía y emisiones.

La segunda parte del informe se centra en el análisis del impacto potencial del CBAM. Tras revisar el funcionamiento del mecanismo se analiza el posicionamiento de la industria intensiva

en energía en la UE sobre fuentes de riesgo e incertidumbre para las empresas como las vías potenciales para evadir el mecanismo (o aplicarlo de forma fraudulenta), la necesidad de ampliar el mecanismo a otros productos aguas abajo en las cadenas de valor industriales, las formas de proteger las exportaciones a terceros países, la estimación y el tratamiento de las emisiones indirectas (i.e., emisiones asociadas a la generación de la electricidad utilizada en los procesos industriales) o la eliminación gradual de la asignación gratuita de derechos de emisión. Se analiza también la exposición de la industria vasca al CBAM y potenciales medidas para facilitar un efecto positivo sobre la competitividad del País Vasco de la implementación de dicha normativa.

En la tercera y última parte del informe se presentan algunas recomendaciones para las Administraciones Públicas vascas y para las empresas industriales. Entre las primeras, se incluye avanzar en la definición e implementación de una “estrategia industrial vasca inteligente”, que puede aprovechar el recientemente aprobado Plan de Industria Euskadi 2030 y otras iniciativas relevantes para la industria, como la Alianza Financiera Vasca, además de la Ley Vasca de Transición Energética y Cambio Climático, para impulsar la descarbonización de las empresas industriales a la vez que se protege su competitividad y se generan nuevas capacidades empresariales, industriales y tecnológicas aprovechando las fortalezas de la economía vasca y en áreas clave, como las tecnologías limpias para la industria o las cadenas de valor de los combustibles renovables de origen no biológico.

Además, se hace hincapié en la necesidad de avanzar en la planificación integrada de los sectores energéticos, reforzar el acompañamiento técnico, financiero (mediante esquemas de incentivos a las inversiones en soluciones de descarbonización y de apoyo en la financiación de las mismas) y tecnológico de las empresas vascas a través de distintos instrumentos, incluyendo nuevas formas de cooperación público-privada, asegurar el desarrollo de infraestructuras relevantes para la descarbonización industrial o impulsar un mayor apoyo social a la transición sostenible de las empresas industriales.

En cuanto a las empresas industriales, se subraya la necesidad de que inviertan en recursos para desarrollar una mayor inteligencia sobre los aspectos regulatorios, tecnológicos y de mercado que tienen relación con el nuevo marco regulatorio, desarrollen estrategias de descarbonización con horizontes de corto, medio y largo plazo, avancen en la implantación de procedimientos y sistemas de gestión avanzada de los costes energéticos, identifiquen las inversiones necesarias y estudien las distintas alternativas de financiación de las mismas y desarrollen estrategias regulatorias que cubran desde el cumplimiento de la normativa hasta la participación en distintos foros para impulsar, junto con otros agentes, incluyendo la Administración, desarrollos regulatorios favorables.

Parte I: IMPACTO DE LA DIRECTIVA DE ENERGÍAS RENOVABLES (RED III) SOBRE LA COMPETITIVIDAD INDUSTRIAL

1. Introducción

El éxito del avance en la descarbonización de los sectores industriales intensivos en energía está ligado a la adopción de nuevas tecnologías y fuentes de energía bajas en emisiones (incluyendo electricidad, hidrógeno renovable y otras fuentes de energía renovables).

La nueva Directiva de Energías Renovables (conocida como RED III, de la expresión en inglés Renewable Energy Directive)¹ fija una cuota objetivo vinculante de energías renovables en el consumo total de energía de la Unión Europea (UE) del 42,5% en 2030, con un objetivo adicional (no vinculante) de alcanzar el 45%.

La nueva directiva, que actualiza la anterior versión (RED II, de 2018), establece, junto con los Reglamentos y Actos Delegados asociados, distintos mecanismos y objetivos de penetración de diversos tipos de energías renovables, incluyendo hidrógeno renovable, otros gases renovables y combustibles renovables de origen no biológico, en distintos sectores (transporte, industria, edificación, sistemas de calefacción y frío urbanos, etc.). Los Estados miembros podrán plantear distintos objetivos en sus Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima en función de distintas variables.

La directiva RED III debe ser transpuesta a los marcos legislativos de los Estados miembros de la UE antes del 21 de mayo de 2025.

Este trabajo analiza el potencial impacto sobre los sectores industriales en la UE (y con especial foco en el País Vasco), de la nueva Directiva de Energías Renovables (RED III) y otras normas que regulan distintos aspectos relacionados con la definición y producción de otros vectores energéticos renovables, como el hidrógeno, los combustibles derivados del hidrógeno u otros vectores energéticos que pueden ser considerados renovables, centrándose específicamente en las siguientes cuestiones:

- las obligaciones que impone la Directiva RED III y otras normas (p. ej., el paquete sobre gas natural e hidrógeno) sobre las empresas industriales;
- las oportunidades que supone el nuevo marco normativo para el País Vasco y para sus cadenas de valor;
- las principales implicaciones del nuevo marco normativo para las empresas industriales;
- un conjunto de recomendaciones generales para facilitar la aplicación y efectividad de la Directiva.

¹ Directiva (UE) 2023/2413 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 18 de octubre de 2023, por la que se modifican 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 fuentes renovables y se deroga la Directiva (UE) 2015/652 del Consejo. El texto consolidado de las Directivas RED I, RED II y RED III puede descargarse en el siguiente enlace: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A02018L2001-20240716>.

El análisis realizado se basa en la revisión de la normativa y de literatura académica y gris (proveniente de diversas entidades, incluyendo instituciones internacionales, asociaciones empresariales, institutos de investigación, consultoras, *think tanks*, etc.).

Este capítulo del informe está estructurado como se describe a continuación. En la sección 2 se revisan las obligaciones que impone a las empresas industriales la Directiva RED III y otras normas recientes (actos delegados asociados, paquete sobre el mercado de hidrógeno y gases descarbonizados, etc.). En la Sección 3 se analizan las principales oportunidades para el País Vasco y sus empresas de una implementación efectiva y eficiente del nuevo marco normativo, que pueden resumirse en dos: (a) favorecer la descarbonización competitiva de la industria vasca a través de una “estrategia de descarbonización inteligente”; y (b) generar tejido industrial competitivo en torno a nuevas tecnologías limpias y soluciones para la descarbonización industrial, tanto en cadenas de valor consolidadas en el sector energético y en sectores relacionados con la transición energética (p. ej., energías renovables eléctricas, redes eléctricas inteligentes, soluciones digitales en energía, materiales para la industria, etc.) como en nuevas cadenas de valor relacionadas con tecnologías limpias (hidrógeno y otros combustibles renovables, CCUS², O₂, etc.).

La Sección 4 presenta una reflexión sobre las principales implicaciones (y los principales riesgos) para las empresas industriales asociadas al desarrollo del nuevo marco normativo. Entre los potenciales impactos significativos sobre las empresas se incluyen posibles incrementos de los costes del suministro energético, una disponibilidad limitada de oferta de hidrógeno renovable y otros combustibles, los costes asociados al cumplimiento de un conjunto complejo de obligaciones regulatorias, la incertidumbre asociada a la evolución del marco normativo (aún no completado), la necesidad de realizar inversiones relevantes y encontrar vías de financiación adecuadas y la relevancia y conveniencia de asegurar un amplio apoyo social al proceso de descarbonización de la industria vasca.

La Sección 5 presenta las principales conclusiones del análisis y una serie de recomendaciones para materializar las oportunidades que genera la nueva Directiva RED III y el resto de normas para el País Vasco y su industria. La principal conclusión del análisis realizado es que el nuevo marco normativo supone un reto considerable para las empresas industriales vascas, que deberán dar pasos para la transformación profunda de sus modelos de negocio y de sus procesos operativos en un contexto geopolítico y económico complejo. Las recomendaciones se dividen en (a) recomendaciones para las Administraciones Públicas, que deben asegurar que las condiciones de contexto del proceso de descarbonización de la industria son adecuadas, impulsando las inversiones y minimizando los riesgos para la competitividad de las empresas industriales; y (b) recomendaciones para las empresas industriales, que deben poner en marcha estrategias de descarbonización y adaptar su organización interna para responder adecuadamente a los retos regulatorios y de mercado que genera la nueva normativa.

² *Carbon capture, usage and storage*, por sus siglas en inglés.

2. Obligaciones para las empresas industriales en la Directiva RED III y otras normas recientes

2.1. Obligaciones impuestas por la RED III

2.1.1. Obligaciones relativas al uso de energías renovables

Las obligaciones en relación con el incremento del consumo de energías renovables, que se imponen a los Estados miembros de la UE, se refieren tanto a la cuota de energías renovables en el consumo y a la utilización de combustibles renovables de origen no biológico (*renewable fuels of non-biological origin*, RFNBOs) como a la reducción de emisiones de GEI que implica el uso de RFNBOs y de combustibles renovables sintéticos³.

2.1.1.1. Incremento de la cuota de energías renovables en el consumo de energía

En el caso del sector industrial se establece un objetivo agregado para los Estados miembros de la Unión Europea de incremento anual del consumo de energías renovables del 1,6 % (Consilium, 2023).

2.1.1.2. Utilización de combustibles renovables de origen no biológico

Los RFNBOs son combustibles renovables gaseosos (p. ej., hidrógeno) o líquidos (p. ej., amoníaco, metanol o electrocombustibles producidos a partir de hidrógeno renovable) cuyo origen no es biológico y se producen a partir de fuentes de energía renovables distintas de la biomasa⁴.

Según el art. 22.a de la RED III el 42 % (60 %) del contenido energético del hidrógeno utilizado en la industria en 2030 (2035) deberá provenir de combustibles renovables de origen no biológico (RFNBOs). En el cálculo de dicha cuota de RFNBOs se tiene en cuenta tanto el hidrógeno utilizado como materia prima en procesos como el utilizado como fuente de energía.

Para evitar una doble contabilidad (p. ej., hidrógeno utilizado para combustibles de transporte, ya cubiertos por la RED II), no se incluyen en el cálculo de los volúmenes de energía tres tipos de consumo de hidrógeno:

³ Es decir, que implican el reciclado de CO₂ en su producción.

⁴ El caso del hidrógeno renovable producido a partir de fuentes de biomasa (como el biogás) es especial. Aunque no se considera un combustible renovable de origen no biológico (RNFB), está cubierto por la Directiva sobre las fuentes de energía renovables en la definición de “combustibles de biomasa”. Los combustibles de biomasa pueden contribuir a los objetivos fijados en la RED III si cumplen con los requisitos de sostenibilidad establecidos (en particular, si reducen las emisiones de gases de efecto invernadero más del 70 % en comparación con los combustibles fósiles, norma que también se aplica a los RFNBOs). Ver, por ejemplo, ISCC (2024).

- hidrógeno utilizado como producto intermedio para la producción de combustibles de transporte convencionales;
- hidrógeno que se produce descarbonizando gas residual industrial;
- hidrógeno producido como subproducto o derivado de subproductos en instalaciones industriales.

Bajo determinadas condiciones (ligadas al cumplimiento de los objetivos generales y en relación con el uso de hidrógeno gris), los Estados miembros podrán establecer objetivos de consumo de RFNBOs inferiores.

2.1.1.3. Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero

El artículo 29bis de la RED III establece expresamente que la energía procedente de RFNBOs y de combustibles renovables sintéticos se contabilizará en las cuotas de energía renovable de los Estados miembros y en los objetivos establecidos de utilización de energías renovables solo si la reducción de emisiones de GEI derivada del uso de dichos productos energéticos es de al menos el 70 % (respecto de una referencia fijada en 94 g CO₂eq./MJ en los Reglamentos Delegados⁵). Esto implica que las emisiones máximas de los RFNBOs son 28,2 g CO₂eq./MJ, que, en el caso del hidrógeno renovable, son equivalentes a 3,38 tCO₂eq./tH₂.

Los actos delegados correspondientes especifican la metodología para evaluar la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero derivada del uso de estos productos energéticos, garantizando que no se conceda ningún crédito (en términos de los objetivos marcados por la RED III) a las emisiones evitadas en relación con el CO₂ procedente de fuentes fósiles cuya captura ya haya recibido créditos por reducción de emisiones en virtud de otras disposiciones legales.

Además, la metodología abarca las emisiones de gases de efecto invernadero durante todo el ciclo de vida de los productos energéticos y tendrá en cuenta las emisiones indirectas resultantes del desvío de “insumos rígidos” (como los residuos utilizados para la producción de combustibles sintéticos).

2.1.2. Requisitos de cumplimiento de la regulación e información regulatoria

Los artículos 30, 31 y 31a de la RED III establecen obligaciones explícitas sobre las empresas (operadores económicos) en términos de la verificación del cumplimiento de los objetivos de sostenibilidad (utilización de hidrógeno renovable, otros gases renovables y RFNBOs) y el envío de información a las entidades reguladoras y a la base de datos de la Unión Europea sobre combustibles renovables (líquidos, gaseosos y sintéticos).

⁵ Esta referencia de emisiones de combustibles fósiles está en línea con el valor fijado para biocombustibles y biolíquidos en la 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. Ver Official Journal of the European Union (2018).

Las empresas industriales son, bajo la nueva normativa, responsables de garantizar y demostrar que cumplen con los objetivos impuestos (p. ej., proporciones mínimas de hidrógeno renovable en el consumo de energía).

El nuevo marco normativo implica, además, la obligación de monitorizar e informar sobre la cuota de energía renovable y las medidas que están adoptando las empresas para cumplir con los objetivos cuantitativos establecidos, incluyendo, entre otras cuestiones:

- (1) el envío de **informes anuales relativos al cumplimiento de la nueva normativa, incluyendo las obligaciones de sostenibilidad**, obligación también aplicable a empresas de menor tamaño⁶;
- (2) la demostración, mediante **auditorías obligatorias, independientes y transparentes, del cumplimiento de los objetivos de ahorro de emisiones de gases de efecto invernadero** asociadas a la utilización de gases renovables y RFNBOs (tanto si son producidos en la UE como en terceros países), de acuerdo con el Acto de Ejecución correspondiente⁷, utilizando un “sistema de balance de masa” que garantice una contabilidad adecuada de las materias primas y combustibles utilizados por las empresas, incluyendo, además información sobre si se han concedido ayudas a la producción de dichas materias primas y combustibles y, en caso afirmativo, acerca de los sistemas de apoyo;
- (3) la **puesta a disposición de las autoridades regulatorias correspondientes, bajo petición, de la información utilizada** en los cálculos e informes mencionados anteriormente, y la verificación, en las auditorías mencionadas, de la solidez de los datos utilizados y la frecuencia y la metodología de muestreo, así como de que los sistemas de monitorización, cálculo y verificación utilizados por los agentes económicos “...sean exactos, fiables y estén protegidos contra el fraude, incluyendo una verificación que garantice que no se haya modificado ni desechado de forma intencionada ningún material para que la partida o parte de ella se convierta en residuo o desecho...” (artículo 30.3);
- (4) el **envío de información a una base de datos de la UE⁸ sobre combustibles renovables líquidos y gaseosos y sintéticos** sobre las transacciones realizadas y las

⁶ En el caso de empresas que utilicen combustibles sólidos o gaseosos derivados de biomasa para producir electricidad, calefacción y refrigeración o de instalaciones que produzcan combustibles gaseosos derivados de biomasa se reducen los niveles de potencia térmica nominal y caudales de biometano, respectivamente, respecto de versiones anteriores de la normativa. El artículo 30.6 establece la posibilidad de que los Estados miembros pongan en marcha sistemas simplificados de verificación para instalaciones que producen electricidad, calefacción o refrigeración con potencias térmicas nominales entre 7,5 y 20 MW.

⁷ Ver [Diario Oficial de la Unión Europea \(2023a\)](#).

⁸ Este envío podría realizarse a través de bases de datos en los Estados miembros que estén vinculadas con la base de datos centralizada de la UE y que sean consistentes con la base de datos de la UE en lo relativo a la

características de sostenibilidad de los combustibles objeto de dichas transacciones, incluyendo las emisiones de gases de efecto invernadero en su ciclo de vida, desde el lugar de su producción hasta el momento en que se introducen en el mercado de la Unión; este envío incluirá información sobre el apoyo económico (en caso de que exista) a la producción de los distintos productos energéticos y otra información relevante, como la relativa a las garantías de origen, donde exista dicho sistema.

2.2. Reglamentos Delegados de la Directiva RED II

En febrero de 2023 se publicaron dos Reglamentos Delegados ligados a la 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 (RED II, en adelante), que complementan el marco legislativo y normativo del hidrógeno renovable y combustibles relacionados en la UE:

1. Reglamento Delegado (UE) 2023/1184⁹ de la Comisión de 10 de febrero de 2023 por el que se completa la Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo estableciendo una metodología común de la Unión en la que se definan normas detalladas para la **producción de carburantes líquidos y gaseosos renovables de origen no biológico**.
2. Reglamento Delegado (UE) 2023/1185¹⁰ de la Comisión de 10 de febrero de 2023 que completa la Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo estableciendo un umbral mínimo para la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero aplicable a los combustibles de carbono reciclado y especificando una **metodología para evaluar la reducción de las emisiones de GEI** derivada de los carburantes líquidos y gaseosos renovables de origen no biológico y de los combustibles de carbono reciclado.

Estos Reglamentos Delegados establecen normas detalladas para la aplicación e implementación de las disposiciones en la directiva RED II (Comisión Europea, 2023e,f).

2.2.1. Producción de carburantes líquidos y gaseosos renovables de origen no biológico

El Reglamento Delegado 2023/1184 define cuándo el hidrógeno, los combustibles derivados del hidrógeno y otros vectores energéticos pueden considerarse combustible renovable de origen no biológico o RFNBOs. Los requisitos para la producción de hidrógeno renovable se aplicarán tanto a los productores nacionales como a los productores de terceros países, que

inmediatez y puntualidad de la transmisión de los datos, la tipología de los conjuntos de datos transmitidos y los protocolos de calidad y verificación de los mismos.

⁹ Ver Diario Oficial de la Unión Europea (2023b).

¹⁰ Ver Diario Oficial de la Unión Europea (2023a).

podrán certificar el cumplimiento de los mismos mediante sistemas de certificación basados en esquemas voluntarios.

Una de las claves de la nueva normativa sobre adicionalidad es cómo demuestran las empresas que se cumple con la norma. El Reglamento Delegado establece criterios específicos tanto para computar la energía eléctrica renovable utilizada como para asegurar que se cumplen los criterios de correlación temporal (adicionalidad) y geográfica.

El objetivo de la normativa es garantizar que estos combustibles se produzcan a partir de electricidad renovable “adicional”, generada en un mismo espacio temporal (i.e., simultáneamente) y geográfico (i.e., en la misma zona) que el hidrógeno renovable. Estos conceptos se conocen como adicionalidad, por un lado, y correlación temporal y geográfica, por otro.

2.2.1.1. Fuentes de electricidad renovable

De acuerdo con la nueva normativa, pueden utilizarse cuatro vías para el suministro de electricidad renovable para que un combustible pueda considerarse RFNBO:

1. Suministro de electricidad de la red (p. ej., mediante compras *spot* o un contrato a plazo normal)¹¹. En este caso, la proporción de electricidad considerada renovable será equivalente a la cuota de electricidad renovable en el sistema en los dos años anteriores al año de producción del combustible.
2. Obtener electricidad renovable de una instalación dedicada (siempre que se cumpla el criterio de adicionalidad –ver el siguiente apartado).
3. Suministro de electricidad a través de un contrato a plazo (*purchase power agreement*, PPA) renovable. En este caso, el PPA debe garantizar el origen renovable de la electricidad (p. ej., mediante garantías de origen, etc.) y cumplir con las condiciones de correlación temporal (adicionalidad) y geográfica –ver los siguientes dos apartados.
4. Utilizar una mezcla de electricidad renovable (obtenida de una instalación dedicada o suministrada a través de un PPA) y electricidad de la red (con emisiones equivalentes a las emisiones de GEI medias del sistema eléctrico).

2.2.1.2. Regla de adicionalidad

El concepto de adicionalidad implica que la electricidad renovable (p. ej., eólica o fotovoltaica) utilizada para la producción de RFNBOs debe proceder de activos que no existirían en ausencia de la producción de dichos RFNBOs (es decir, de activos “adicionales”) y que, por tanto, no reduzca el volumen de energía renovable eléctrica disponible para otros consumos.

Desde un punto de vista práctico, la regla de adicionalidad implica que la instalación de energía renovable eléctrica asociada a un proyecto de producción de hidrógeno debe ponerse en

¹¹ Esta opción será válida solo si puede garantizar una reducción de emisiones de GEI del 70%. En la mayor parte de los sistemas eléctricos, sin embargo, en la actualidad no hay un porcentaje de generación renovable que permita alcanzar dicho nivel de reducción de GEI.

servicio no antes de 36 meses antes de la puesta en servicio del electrolizador correspondiente y, además, no debe haber recibido ninguna ayuda financiera pública.

La normativa complementaria prevé una fase transitoria para la aplicación de la regla de adicionalidad en la que todas las instalaciones de producción de RFNBOs que entren en funcionamiento hasta el 31 de diciembre de 2027 estarán sujetas al requisito de adicionalidad únicamente a partir del 1 de enero de 2038. Todas las instalaciones de producción de RFNBOs que entren en funcionamiento a partir del 1 de enero de 2028, deberán cumplir con el requisito de adicionalidad desde su puesta en marcha.

2.2.1.3. Correlación temporal y geográfica

El requisito de correlación temporal (producción simultánea de energía eléctrica renovable e hidrógeno renovable) se irá endureciendo gradualmente.

Inicialmente y hasta el 1 de enero de 2030¹², los productores de hidrógeno podrán ajustar la producción de hidrógeno a la energía renovable contratada en periodos mensuales correspondientes a los meses naturales.

Esto implica que deberá haber una equivalencia mensual entre el hidrógeno renovable producido y la energía renovable utilizada en su producción. Puede haber, por tanto, un cierto desajuste entre el momento de producción de la energía eléctrica y el momento de producción del hidrógeno renovable con electrolizadores. Esta flexibilidad facilita que, en una fase inicial, especialmente si no existen infraestructuras de almacenamiento de hidrógeno renovable, los productores suministren flujos constantes de hidrógeno renovable a sus clientes.

A partir de enero de 2030, todos los productores de hidrógeno renovable deberán cumplir con una regla de correlación horaria, lo que implica que deberá haber una equivalencia entre la producción de hidrógeno renovable en una hora dada y la energía renovable adicional asignada a la producción de hidrógeno renovable en esa hora.

Por otro lado, se considera que se cumple el requisito de correlación geográfica si se cumple al menos una de las siguientes condiciones:

- la instalación que genera electricidad renovable con arreglo al contrato de compra de energía renovable está situada en la misma zona de oferta (*bidding zone*) que el electrolizador;
- la instalación que genera electricidad renovable está situada en una zona de oferta interconectada (pudiendo estar ésta en otro Estado miembro), incluyendo zonas de oferta marinas, con la zona donde se ubica el electrolizador 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 las que se produce el RFNBO.

¹² Los Estados miembros tendrán la opción de establecer normas más estrictas sobre correlación temporal (p. ej., un requisito de correlación horaria) a partir del 1 de julio de 2027.

2.2.1.4. Excepciones a las reglas de adicionalidad y correlación temporal y geográfica

Existen varias excepciones a la aplicación de las reglas de adicionalidad y correlación descritas anteriormente (MITERD, s.f.):

- Si el electrolizador se ubica en una zona de oferta con una cuota de electricidad renovable igual o superior al 90 % del mix en el año anterior y las horas de utilización de un electrolizador (o de la instalación de producción de RFNBO) no supera el nivel máximo¹³ correspondiente a dicha cuota de energía renovable, el hidrógeno es considerado renovable y no debe demostrar correlación temporal o geográfica.
- En caso de que no se alcance el 90% de energía renovable en el mix eléctrico, la electricidad podrá considerarse renovable si la intensidad de las emisiones de la red eléctrica en la zona de oferta donde se ubique el electrolizador es inferior a 18 gCO₂eq/MJ (cumpliendo algunos supuestos)¹⁴.
- La electricidad de la red se considerará renovable si el productor de RFNBO demuestra que la producción de una instalación renovable que suministra energía a un electrolizador (bajo un PPA o como instalación dedicada) se redespachó a la baja o si el consumo del electrolizador contribuyó a reducir la necesidad de redespachos.

2.2.2. Metodología para evaluar la reducción de las emisiones de GEI

El Reglamento Delegado 2023/1185 establece una metodología detallada para calcular las emisiones de GEI de los RFNBOs desde la perspectiva del ciclo de vida, de cara a comprobar las emisiones evitadas (al menos un 70%) respecto de la referencia de combustibles fósiles utilizada (94 g CO₂eq./MJ).

Los principales elementos de la metodología propuesta por el Reglamento Delegado son los siguientes (Baker MacKenzie, 2023):

- Las emisiones en el ciclo de vida deben incluir las emisiones asociadas al suministro de materias primas (incluyendo producción, transporte, etc.), emisiones durante el proceso de producción, transporte, almacenamiento, etc., del RFNBO y las emisiones directas por combustión de los RFNBOs durante su uso por los consumidores finales.
- Existen reglas específicas para estimar las emisiones de cada insumo y de los productos generados en el proceso de producción de los RFNBOs, así como reglas para asignar emisiones entre productos producidos simultáneamente (RFNBOs y otros productos energéticos o materias primas).

¹³ El número de horas máximo de utilización de una instalación de producción de RFNBOs se calcula aplicando el porcentaje de energía renovable en el mix eléctrico al total de las horas.

¹⁴ Este puede ser el caso de sistemas eléctricos con un peso importante de generación eléctrica baja o nula en emisiones no considerada renovable, como la energía nuclear.

- Además de reducir las emisiones en los distintos eslabones del ciclo de vida, pueden reducirse emisiones (a) utilizando materias primas como CO₂ reciclado; o (b) utilizando captura y almacenamiento de carbono durante el proceso de producción del RFNBO.
- Para que la captura y reciclado de CO₂ pueda computar a efectos de las emisiones evitadas (p. ej., por combustibles sintéticos como los *sustainable aviation fuels*, SAF, o *sustainable marine fuels*, SMF), deben cumplirse las siguientes condiciones, el CO₂ capturado: (a) no puede provenir de combustible quemado expresamente para producir el CO₂; (b) no puede haber recibido créditos de carbono de acuerdo con otras normas; (c) debe provenir de alguna de las fuentes identificadas en la norma (actividades industriales --bajo determinadas condiciones¹⁵--; captura directa de CO₂ del aire; CO₂ biogénico proveniente de biomasa sostenible; CO₂ proveniente de la combustión de RFNBOs o combustibles sintéticos que utilizan carbono reciclado; CO₂ geológico).
- Los suministradores de materias primas afectadas por esta norma deben calcular la intensidad de emisiones de dichos productos de acuerdo con la metodología e informar sobre estos cálculos al agente en el siguiente eslabón de la cadena o al productor del combustible final.
- La cuota de RFNBOs y otros combustibles renovables en una mezcla de productos energéticos se calcula como la ratio entre (a) la energía renovable “relevante” correspondiente a la producción del RFNBO (u otro combustible renovable) y (b) la energía total utilizada en el proceso de producción de productos energéticos.

¹⁵ El CO₂ debe haber sido capturado de una actividad enumerada en el anexo I de la Directiva sobre Comercio de Derechos de Emisión de la UE, haber sido tenido en cuenta aguas arriba en algún sistema de precios efectivos del carbono e incorporado en la composición química del combustible antes de 2036 (o 2041 para el CO₂ procedente de una industria distinta de la de generación de electricidad). El requisito sobre “precios efectivos del carbono” implica que será difícil obtener CO₂ de actividades industriales que tengan lugar fuera de la UE.

2.3. Decisión de ejecución sobre el mecanismo voluntario de demostración del cumplimiento de los requisitos sobre RFNBOs

A finales de diciembre se publicó una Decisión de Ejecución¹⁶ que reconoce un mecanismo voluntario (CertifHy)¹⁷ para demostrar el cumplimiento con la nueva normativa en lo que se refiere a los RFNBOs.

Estos mecanismos voluntarios actúan como plataformas de certificación que aportan pruebas del cumplimiento de los requisitos de sostenibilidad y de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero de los biocarburantes, biolíquidos y combustibles de biomasa y todos los RFNBOs (con cobertura geográfica global y en todos los eslabones de la cadena de valor) y permiten certificar:

- el cumplimiento de los criterios de sostenibilidad establecidos en la Directiva (UE) 2018/2011 de todos los combustibles producidos a partir de biomasa;
- la exactitud de los datos sobre la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero;
- la conformidad de los combustibles renovables de origen no biológico y los combustibles de carbono reciclado con los criterios de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero establecidos en la RED III y en los Reglamentos Delegados correspondientes;
- la exactitud de los cálculos de las cuotas de electricidad renovable utilizada para producir combustibles renovables de origen no biológico;
- la exactitud de la información sobre algunos combustibles renovables y combustibles de carbono reciclado.

CertifHy expende distintos tipos de certificados desde 2014 (CertifHy, 2024). En concreto, opera los esquemas de certificación (a) CertifHy EU Renewable Fuels of Non-Biological Origin (RFNBO) Voluntary Scheme; y (b) CertifHy Non-Governmental Certificate (NGC) Scheme. Además, ofrece a los agentes económicos formación y herramientas para familiarizarse con los procesos de recogida de datos, documentación y certificación (a través de la CertifHy Academy) y ofrece, en su Stakeholder Platform un punto de encuentro para representantes de entidades en la industria, las administraciones públicas, el mundo académico, etc.

¹⁶ Decisión de Ejecución (UE) 2024/3180 de la Comisión, de 19 de diciembre de 2024, relativa al reconocimiento del régimen voluntario CertifHy para demostrar el cumplimiento de los requisitos aplicables a los combustibles renovables de origen no biológico establecidos en la Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo. Ver Eur-Lex (2024).

¹⁷ Ver <https://www.certifhy.eu/>.

2.4. Paquete sobre el mercado de gas natural e hidrógeno

De forma complementaria a la RED III y a los Reglamentos Delegados y otras normas asociadas a la nueva Directiva sobre energías renovables, el llamado “paquete sobre el mercado de gas natural e hidrógeno”, que forma parte del paquete “Fit for 55”, define el marco regulatorio para los RNFBOS y otros combustibles renovables en la UE.

En mayo de 2024, el Consejo de la Unión Europea adoptó un Reglamento y una Directiva por los que se establecen normas comunes para los mercados interiores del gas renovable, del gas natural y del hidrógeno y se reforma la legislación vigente de la UE en materia de gas (Consejo de la Unión Europea, 2024; Comisión Europea, 2024b).

Las nuevas normas definen la organización del mercado del gas natural y sientan las bases del futuro mercado del hidrógeno, con reglas para el transporte, suministro y almacenamiento de gas natural y de hidrógeno, incluyendo pautas para el despliegue de infraestructura específica para el hidrógeno. En particular, este marco normativo:

- propone un diseño de mercado de hidrógeno en Europa con un desarrollo en dos fases: (a) antes de 2033 se aplica un marco simplificado de acceso a las infraestructuras, de separación de las actividades de producción y transporte de hidrógeno y de tarifas; (b) a partir de 2033 se aplica el marco completo;
- implica una planificación¹⁸ integrada y transparente de la red en toda la UE teniendo en cuenta la eficiencia energética¹⁹, con planes de desarrollo de la red de la UE a diez años;
- sienta las bases para el desarrollo de una plataforma permanente de agregación de la demanda de estos productos energéticos;
- establece el año 2049 como fecha límite para la celebración de contratos a largo plazo de suministro de gases fósiles;
- promueve la penetración de gases renovables y gases hipocarbónicos, en particular el hidrógeno, en las regiones intensivas en carbón y CO₂;

¹⁸ En el ámbito nacional: (a) los gestores de redes de transporte de hidrógeno deberán presentar un plan decenal de desarrollo de la red y actualizarlo cada dos años; (b) cada Estado miembro tendrá un único plan de desarrollo de la red para el hidrógeno o, como alternativa, un plan conjunto para el gas natural y el hidrógeno; (c) se fomenta la planificación coordinada de infraestructuras de electricidad, hidrógeno y gas natural; (d) los operadores de redes de distribución presentarán un plan de desarrollo de las redes cada cuatro años.

¹⁹ En particular, la planificación de las redes debe tener en cuenta el transporte coste-eficiente de hidrógeno desde las áreas de producción (económica) del hidrógeno renovable y otros gases renovables hacia las zonas de consumo industrial y simplifica los procedimientos de planificación para facilitar el comercio transfronterizo.

- obliga a los Estados miembros de la UE a aplicar descuentos tarifarios e incentivos para fomentar la integración en el mercado y en la red del hidrógeno renovable y gases renovables e hipocarbónicos;
- sienta las bases para la creación de un mecanismo voluntario para apoyar el mercado del hidrógeno durante cinco años.
- introduce un sistema de certificación de hidrógeno y combustibles sintéticos²⁰ bajos en carbono (ver el epígrafe anterior sobre el sistema de certificación voluntario CertifHy), aplicable tanto a las producciones nacionales de estos productos energéticos como a las importaciones.

²⁰ Como se mencionó anteriormente, estaba previsto que la metodología para evaluar las emisiones del hidrógeno renovable y otros combustibles bajos en carbono se estableciera mediante un Reglamento Delegado que se presentaría a finales de 2024. En el momento de escribir estas líneas, no está aún aprobado dicho Reglamento Delegado. Ver European Commission (2024c).

3. Oportunidades para el País Vasco asociadas a la implementación de la RED III y normas relacionadas

3.1. Descarbonización competitiva de la industria vasca

Análisis recientes de los retos a los que se enfrenta la industria europea, como los de Enrico Letta (Letta, 2024), Mario Draghi (Draghi, 2024) o el más reciente de la Comisión Europea (“Una brújula para la competitividad de la Unión Europea”) (European Commission, 2025e), ponen de manifiesto el riesgo extremo de supervivencia al que se enfrentan las empresas industriales europeas (especialmente, las intensivas en energía) en su competencia con empresas en otras regiones del planeta, como China y el Sudeste Asiático, o EE. UU.

Este riesgo está asociado a desventajas respecto de variables como la productividad y la capacidad de innovación efectiva (menores en Europa, lastrada por factores como la estructura de especialización empresarial o la respuesta del sector privado a las inversiones públicas, entre otros factores – ver Kamp (2024)--), los costes energéticos (más elevados en la UE por la extrema dependencia de importaciones de gas natural, petróleo y productos derivados), el marco regulatorio energético-medioambiental (con objetivos de descarbonización y medioambientales más estrictos en la UE) y los efectos de las políticas industriales y de incentivos económicos y fiscales directos tanto en China como en EE. UU.

La respuesta del nuevo “*Clean Industrial Deal*” de la UE (European Union, 2025d) se basa en la idea de alinear los inductores de competitividad (nuevas capacidades y conocimiento, innovación y nuevas tecnologías, capacidad de inversión, desarrollo de infraestructuras...) con los objetivos de descarbonización, para avanzar en las tres dimensiones de la sostenibilidad (económica, social, medioambiental) respondiendo adecuadamente a los desafíos y oportunidades que plantea la transición sostenible y minimizando los costes económicos y sociales.

Para lograr este ambicioso objetivo, debe adoptarse una “estrategia inteligente de descarbonización” que permita descarbonizar el sector industrial (y otros) sin poner en riesgo la viabilidad de las empresas vascas y europeas que, hasta ahora, han sido competitivas en los mercados internacionales, evitando la desindustrialización en Europa, la deslocalización empresarial, la pérdida de empleo y la reducción de la capacidad para financiar el Estado de Bienestar en la UE (Orkestra, 2024).

Una estrategia bien diseñada debe ayudar a las empresas industriales vascas a crear ventajas competitivas en torno a productos y soluciones innovadoras basados en tecnologías limpias y digitales y nuevas capacidades que contribuyan a la descarbonización de la economía global. Estas ventajas competitivas en los nuevos mercados de bienes y servicios sostenibles deben construirse, además, a partir de las fortalezas y el bagaje de conocimiento y experiencia (los

*“industrial commons”*²¹) de la industria vasca y de su capacidad de innovar en torno a un amplio espectro de tecnologías y soluciones limpias.

Las fortalezas territoriales del País Vasco para afrontar el proceso de transición sostenible y reducción de emisiones de GEI en la industria vasca no se ciñen solo a su historia industrial, sino también al conjunto de recursos (capital natural, físico, humano, de conocimiento, financiero, social) de que dispone y que puede poner a disposición de las empresas y la sociedad para crear condiciones adecuadas para una transformación y descarbonización competitiva de las empresas (Orkestra, 2023).

Aunque hay un cierto consenso sobre las vías generales para avanzar en la transición energética²², el proceso de descarbonización presenta desafíos y amenazas especialmente significativos en muchos sectores industriales intensivos en energía y emisiones y en otros sectores, como el transporte pesado y de larga distancia (ya sea por carretera, ferrocarril, marítimo o aéreo). En estos sectores, no existen aún tecnologías ni soluciones de descarbonización suficientemente maduras y la electrificación viable de consumos es limitada. En el caso del País Vasco, este desafío se acentúa debido a la estructura industrial de la región.

En el ámbito industrial, en particular, descarbonizar ciertas actividades, especialmente aquellas que requieren procesos de alta temperatura, supone un reto complejo. Para abordarlo, es necesario impulsar diversas vías tecnológicas y diseñar estrategias y políticas integrales que aborden múltiples aspectos, como la regulación, los mercados, la tecnología, la financiación, las capacidades, la gobernanza y la cooperación entre agentes (según estudios de ICF & Fraunhofer ISI, 2019; Climate Club, 2023a,b; IEA, 2022, 2023a; OECD, 2022a,b).

Pueden resumirse los principios que deben guiar la “estrategia de descarbonización inteligente” de los sectores industriales intensivos en energía y emisiones en el País Vasco en los siguientes (Orkestra, 2024):

1. El establecimiento de un doble objetivo de descarbonización y reindustrialización real de la economía vasca que evite la dependencia (y financiación) de tecnologías de terceros países y la correspondiente transferencia de recursos al exterior.
2. El impulso a la creación y el crecimiento de cadenas de valor robustas en torno a tecnologías limpias mediante la aplicación de instrumentos de política industrial, tecnológica, de innovación, de financiación de infraestructuras y de generación de

²¹ Pisano & Shih (2009) definen *“industrial commons”* como un conjunto de conocimientos, competencias, instituciones y un entorno de investigación e innovación amplio que constituyen activos idiosincráticos regionales e industriales que, en esencia, implican un bien público que es un inductor de innovación y competitividad en un territorio dado.

²² Análisis de distintas instituciones (Industrial Decarbonization Network, 2022; Department of Energy, 2022; IEA, 2023b, 2024a; Comisión Europea, 2023e,f, 2024a; World Economic Forum, 2024) sugieren que la descarbonización industrial se sustenta en cuatro grandes pilares de soluciones tecnológicas y energéticas: (a) eficiencia energética y en el uso de materiales; (b) electrificación de los consumos energéticos, donde sea viable; (c) uso de combustibles renovables, como el hidrógeno renovable, biocombustibles y otros gases renovables o bajos en carbono; y (d) otras tecnologías de emisiones negativas, como la captura directa de aire (*direct air capture*, DAC) o la captura, uso y almacenamiento de carbono (CCUS), entre otras.

conocimiento y de despliegue de infraestructuras y nuevas soluciones, con objetivos claros y concretos y con fuerte apoyo público.

3. La apuesta por un conjunto amplio tecnologías alternativas que pueden resultar eficientes (i.e., con costes competitivos) en el proceso de descarbonización industrial y fomentar la competencia entre ellas, incluyendo tanto tecnologías maduras (p. ej., soluciones basadas en energía eléctrica y viables en determinados nichos de actividad industrial) como otras tecnologías en desarrollo (p. ej., el hidrógeno renovable) que puedan alcanzar estadios de madurez en el medio plazo y ser viables en determinados ámbitos y para las que existen ventajas competitivas en el territorio.
4. El despliegue de infraestructuras relevantes en el territorio (redes inteligentes de electricidad, infraestructuras esenciales de hidrógeno renovable y otros RNFBOs) que permita conseguir ventajas competitivas (como *"first movers"*) respecto a los competidores.
5. La creación de ecosistemas innovadores y atractivos para los inversores y las personas, que faciliten flujos de capital hacia proyectos industriales y de I+D en torno a productos y soluciones innovadoras, por un lado, y actúen como palancas de atracción de talento al territorio, por otro.
6. El despliegue de un marco regulatorio de detalle (a partir del marco general que propone la RED III y otras normas asociadas) que facilite el desarrollo de cadenas de valor competitivas en torno a nuevas tecnologías e impulse la innovación, los proyectos piloto *"first of a kind"*, etc., con condiciones favorables en términos de la carga burocrática y administrativa (p. ej., relativa a permisos), flexibilidad en la aplicación de los *"regulatory sandboxes"* y un entorno fiscal competitivo a nivel internacional que facilite la atracción de capital.

3.2. Desarrollo de tejido industrial competitivo en el País Vasco

3.2.1. Fortalezas del País Vasco

En el caso del País Vasco, el desarrollo de las energías renovables convencionales (eólica y fotovoltaica), de hidrógeno renovable y otros RNFBOs y de tecnologías de descarbonización innovadoras que impulsa la RED III tiene sentido histórico, social e industrial, dado el peso de la industria intensiva en energía y emisiones y de los servicios asociados en la generación de valor añadido, permitiendo capitalizar el conocimiento y acervo industrial, las capacidades empresariales y el capital humano en las industrias consumidoras de gas natural y en el sector de los combustibles fósiles.

Además del impulso de las cadenas de valor asociadas a las energías renovables eléctricas, a las redes inteligentes de electricidad, electrónica de potencia, etc., el marco normativo sobre el hidrógeno y otros gases renovables ofrece una gran oportunidad para el País Vasco, alineada

con la “estrategia regional de descarbonización inteligente” descrita en la sección 3.1., en el desarrollo de cadenas de valor, incluyendo actividades de desarrollo, producción, uso y comercialización de productos energéticos para la industria intensiva en energía, en torno a: (a) los combustibles renovables y bajos en carbono (biocombustibles de segunda generación, hidrogeno renovable y bajo en carbono y productos derivados como el amoniaco, metanol y combustibles sintéticos) y (b) la captura y reutilización de CO₂ (Orkestra, 2024).

Estos desarrollos están alineados con las principales fortalezas del País Vasco en el sector energético e industrial, que cuenta con conocimiento, capacidades y condiciones necesarias para poder desarrollar una apuesta de especialización en productos energéticos y tecnologías avanzadas de descarbonización, incluyendo (Orkestra, 2023):

1. empresas energéticas tractoras con experiencia en la transición energética y en combustibles y con inversiones en proyectos relacionados con el hidrógeno y los RFNBOs;
2. una demanda para estos productos, servicios y soluciones de descarbonización impulsada por empresas industriales relevantes en sectores cuya descarbonización implicará no solo la electrificación de parte del consumo y la mejora en la eficiencia energética, sino también la utilización de hidrógeno, RFNBOs y soluciones con captura y utilización de CO₂ (siderurgia, cementeras, vidrio, fabricación de tubos...);
3. empresas de fabricación de componentes y con actividad en otros sectores que pueden contribuir a desarrollar cadenas de valor competitivas e innovadoras (e.g., fabricación de autobuses y trenes, fabricación de equipamientos –incluyendo hornos para siderurgia, válvulas, tubos, etc.–, empresas para el transporte, distribución y almacenamiento de hidrógeno, etc.);
4. una red de conocimiento e innovación (centros de investigación y tecnológicos y universidades) con experiencia y capacidades en múltiples ámbitos en el sector de la energía, incluyendo el desarrollo de proyectos de hidrógeno, capacidad de formación en materias relacionadas (p. ej., a través de un máster especializado en hidrógeno);
5. un número de focos geográficos en el que se concentran grandes empresas industriales y que facilita la viabilidad de infraestructura dedicada que conecte productores y consumidores;
6. un puerto con experiencia en el transporte, almacenamiento y distribución de combustibles y gases (puerto de Bilbao), con espacio para albergar infraestructuras relevantes y con una buena conectividad;
7. una ubicación del territorio muy competitiva, enmarcada en un eje Ten-T europeo (Madrid-París) y conexiones con otros valles de hidrógeno en la península Ibérica (e.g., Asturias H₂ Valley o Corredor de Hidrógeno del Ebro);
8. redes energéticas avanzadas, incluyendo redes eléctricas en proceso de conversión en redes inteligentes y una red de gasoductos mallada;

9. un bagaje histórico de cooperación que se plasma en proyectos estratégicos con enfoque en la descarbonización de la industria y que abarcan múltiples tecnologías y productos energéticos, como el Corredor Vasco del Hidrógeno o el *Net-Zero Basque Industrial Super Cluster*.

3.2.2. Cadenas de valor consolidadas en el sector energético y en sectores relacionados con la transición energética

En este trabajo se han tomado como cadenas de valor “consolidadas” aquellas seleccionadas por la Asociación Clúster de Energía de Euskadi (BASQUENERGY Cluster, en adelante) bajo las marcas *Basque Country*²³: energía solar fotovoltaica, energía eólica (incluyendo, específicamente, marina con fondo fijo y flotante), energía undimotriz y redes eléctricas inteligentes (*smart grids*).

Si bien algunas formas de energía no tienen el mismo grado de desarrollo que la solar y eólica terrestre (e.g., eólica flotante, undimotriz), la presencia de empresas y otros agentes en el País Vasco que contribuyen a cadenas de valor amplias o completas es indicativo de la consolidación de las capacidades para estas formas de energía en la región, independientemente del desarrollo a futuro del mercado internacional. Estas cadenas de valor se refieren a formas de energía renovable eléctricas (fotovoltaica, eólica, etc.) o relacionadas con su suministro (e.g., redes eléctricas). No obstante, a las cadenas de valor consolidadas cabe añadir la del sector de hidrocarburos (*oil & gas*), a la que se presta atención en el siguiente apartado sobre nuevas cadenas de valor por su relación con formas de energía emergentes (e.g., hidrógeno, biocombustibles, etc.).

3.2.2.1. Energías renovables eléctricas

Por un lado, la cadena de valor vasca de la energía solar está representada por más de cincuenta empresas presentes en el territorio, esencialmente de ingeniería y de fabricación de sistemas y componentes. En conjunto, representan un volumen de negocio de 740 M€, con inversiones en I+D que superan los 20 M€. La cadena de valor de la energía solar abarca unos 3.300 empleos, de los que aproximadamente 150 están en el área de I+D. El sector en la CAPV está especializado en plantas de autoconsumo para usuarios industriales y plantas de gran escala para compañías eléctricas.

²³ El BASQUENERGY Cluster desarrolla y utiliza las marcas *Basque Country* en las actividades internacionales, a modo de elemento de presentación y de promoción conjunta de las capacidades de la industria energética vasca. Véase el catálogo de actividades y servicios del Clúster. Entre las áreas estratégicas se incluyen la energía eólica, la energía solar fotovoltaica, la energía de las olas, las redes eléctricas inteligentes, el hidrógeno y los combustibles renovables, la descarbonización industrial y la recarga eléctrica.

Figura I-3.1 Cadena de valor de la energía solar fotovoltaica en el País Vasco



Fuente: BASQUENERGY Cluster.

La Figura I-3.1 presenta los distintos segmentos de la cadena de valor de la energía solar cubiertos para la industria vasca y los distintos agentes que participan en los mismos. Además, cabe señalar la concentración de comunidades energéticas locales o la presencia de organizaciones promotoras de las mismas (públicas o privadas) en el País Vasco; si bien estas entidades pueden incorporar diferentes formas de generación, el autoconsumo colectivo solar es un elemento distintivo en muchas de las iniciativas de comunidades energéticas en el País Vasco (e.g., el modelo *Ekiola*²⁴, impulsado por el Ente Vasco de la Energía y la empresa de ingeniería KREAN, dentro de la Corporación Mondragón, y otros modelos de comunidad energética impulsadas por cooperativas como GoiEner²⁵ o por empresas como Edinor-Repsol²⁶) (Menéndez Sánchez & Fernández Gómez, 2022; Mosquera López & Fernández Gómez, 2023).

Por otro lado, la cadena de valor vasca de la energía eólica es ampliamente compleja y abarca tanto la generación *onshore* como *offshore*. En conjunto, está representada por 150 empresas que compiten en diferentes niveles dentro de la cadena de valor de la energía eólica, constituyendo un ecosistema muy internacionalizado, con 250 delegaciones en diferentes lugares del mundo.

²⁴ Ver <https://ekiola.eus/es/sobre-ekiola/>.

²⁵ Ver <https://www.goiener.com/es/>.

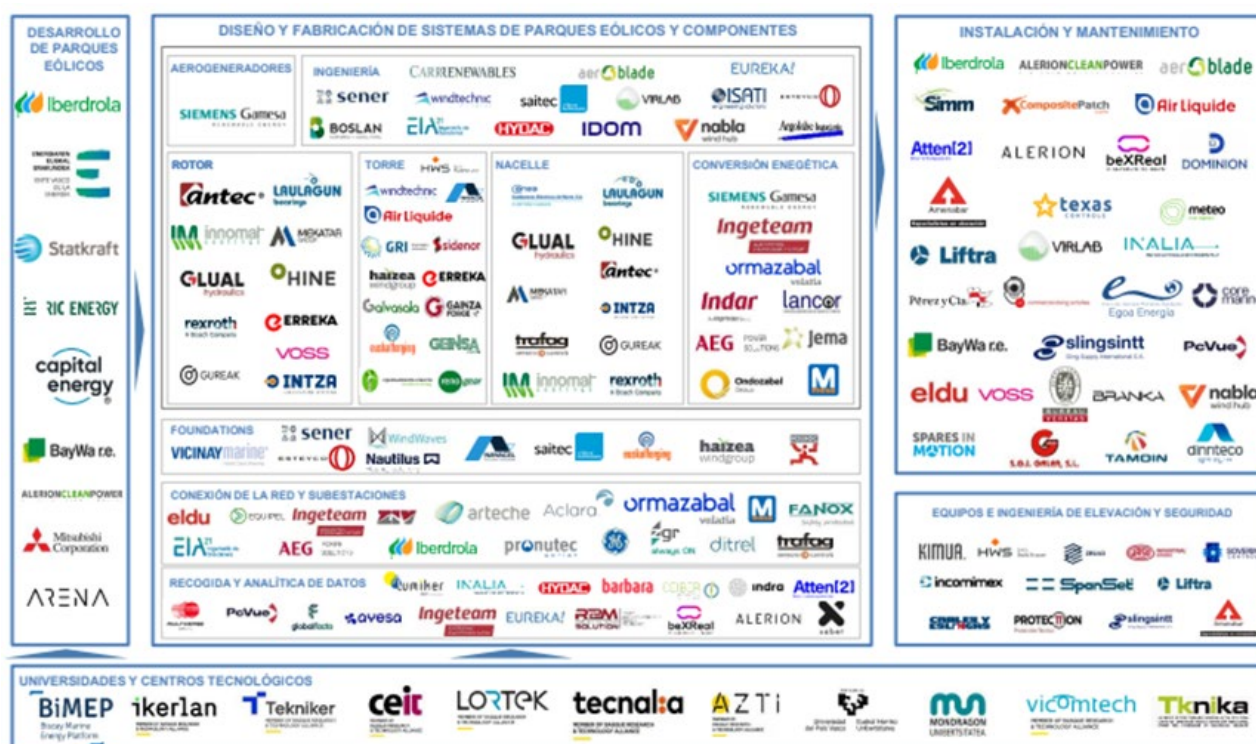
²⁶ Ver <https://edinor.eus/cel-tek/que-son/>.

El negocio²⁷ de estas empresas alcanza un volumen global de 15.700 M€, con 46 M€ dedicados a I+D. En el País Vasco esta cadena de valor genera unos 5.000 empleos, con unos 500 puestos dedicados a actividades de I+D. La Figura I-3.2 muestra los diferentes segmentos de la cadena de valor de la energía eólica en el País Vasco y la amplia diversidad de agentes que la componen.

La amplia cobertura de la cadena de valor vasca de energía eólica se puede ilustrar con la fabricación de un aerogenerador, cuyos componentes clave pueden ser provistos en su totalidad por empresas vascas (Figura I-3.3).

Este posicionamiento ampliamente diversificado y sofisticado de la industria vasca eólica se afianza, además, con la presencia de dos compañías de primer orden en el desarrollo de la energía eólica: Iberdrola y Siemens Gamesa Renewable Energy, ambas con su sede principal en el País Vasco y un importante potencial de tracción industrial a nivel internacional.

Figura I-3.2 Cadena de valor de la energía eólica en el País Vasco



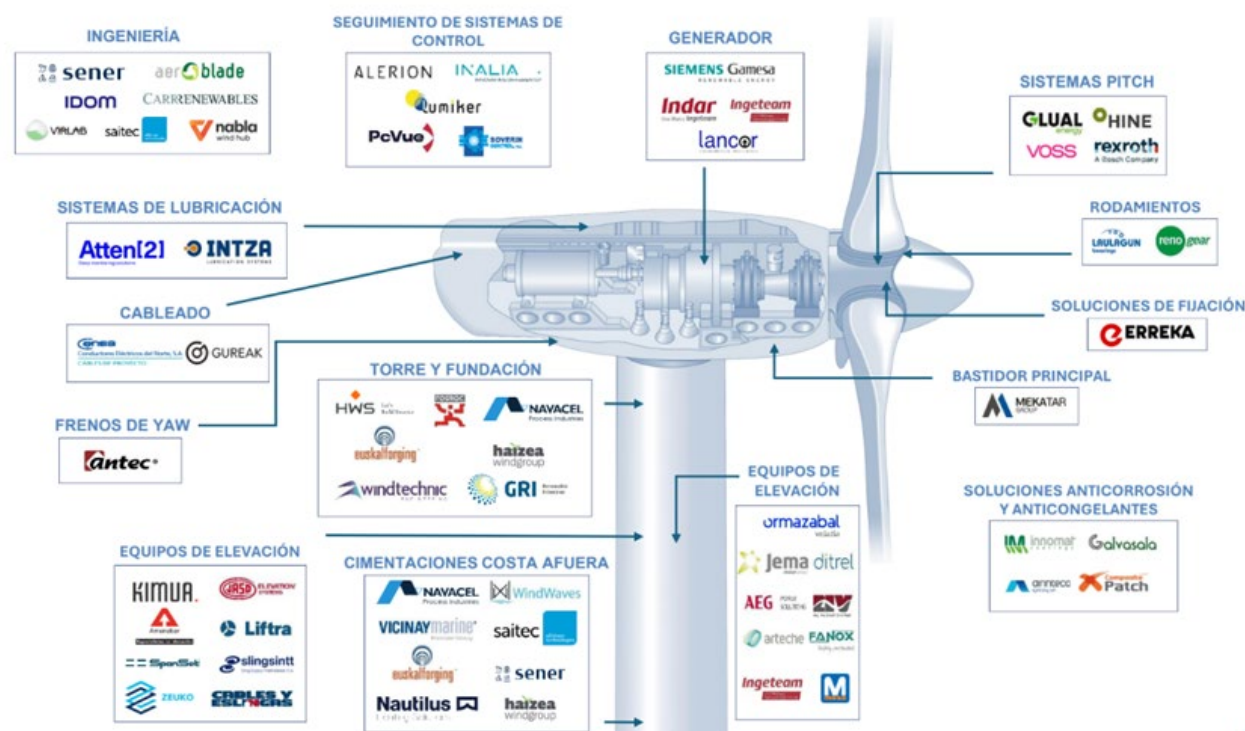
Fuente: BASQUENERGY Cluster.

Entre las fortalezas del sector eólico vasco, cabe destacar sus capacidades específicas para el desarrollo de generación eólica marina u *offshore*, tanto en fondo fijo como estructuras de generación flotantes. Estas capacidades derivan de la experiencia de la industria vasca con la

²⁷ Datos referidos al año 2021.

eólica terrestre, por un lado, y también de la tradición industrial naviera y de actividades marinas del País Vasco, por otro lado.

Figura I-3.3 Capacidad industrial en el País Vasco para los distintos componentes clave de un aerogenerador



Fuente: BASQUENERGY Cluster.

En concreto, el sector vasco marítimo cuenta con 232 empresas²⁸, que suman un volumen de negocio de 3.300 M€ (con una ratio de exportación del 70 %) y cubren 13.700 puestos de trabajo (Figura I-3.4). Por ello, a la cadena de valor de la energía eólica en el País Vasco cabe incluir²⁹ este ámbito como parte de las fortalezas de la cadena de valor vasca de la energía eólica.

²⁸ Datos referidos al año 2021.

²⁹ La cadena de valor ilustrada en *Offshore Wind Basque Country* sí incluye este segmento como parte del conjunto de la cadena de valor eólica vasca.

Figura I-3.4 Cadena de valor de servicios marítimos y para buques relacionados con la energía eólica en el País Vasco



Fuente: BASQUENERGY Cluster.

En relación con la energía eólica flotante, cabe señalar que en el País Vasco están presentes cinco promotores de cimentaciones para estructuras flotantes (Tabla I-3.1), que constituyen centros de gravedad del desarrollo de capacidades especializadas en eólica flotante de una parte de la cadena de valor eólica vasca (Figura I-3.5).

Algunos segmentos específicos de esta cadena de valor son, junto con las plataformas flotantes mencionadas, los sistemas de fondeo (e.g., Vicinay Marine, Irizar Forge) y la conexión eléctrica (e.g., Ditrel, Lumikel, Ormazabal, Mesa). También cabe destacar, en materia de I+D+i, que el País Vasco dispone con BiMEP (Biscay Marine Energy Platform, en Lemoiz-Armintza) de un emplazamiento para la realización de ensayos con plataformas eólicas flotantes, situado en mar abierto y con conexión a la red.

A la energía eólica flotante, y de manera ligada a la plataforma de ensayos de BiMEP, hay que añadir la energía de las olas o undimotriz, para la que el País Vasco también presenta una cadena de valor completa (Figura I-3.6).

Tabla I-3.1 Empresas y tecnologías de cimentaciones para eólica flotante en el País Vasco

Empresa	Tecnología	Descripción breve
Saitec Offshore Technologies	SATH (Swinging Around Twin Hull)	Plataforma flotante de hormigón
Nautilus Floating Solutions	-	Cimentación flotante semi- sumergible con cuatro apoyos
Hive Wind Energy	-	Plataforma modular flotante semi-sumergible
EnerOcean (ISATI Engineering Solutions)	W2Power	Plataforma eólica flotante de dos turbinas
Esteyco	Tecnología WHEEL (Hybrid Wind Esteyco evolution for low-carbon solutions)	Plataforma flotante de tipo Spar evolucionado

Fuente: BASQUENERGY Cluster.

Figura I-3.5 Cadena de valor de la energía eólica flotante en el País Vasco

Fuente: BASQUENERGY Cluster.

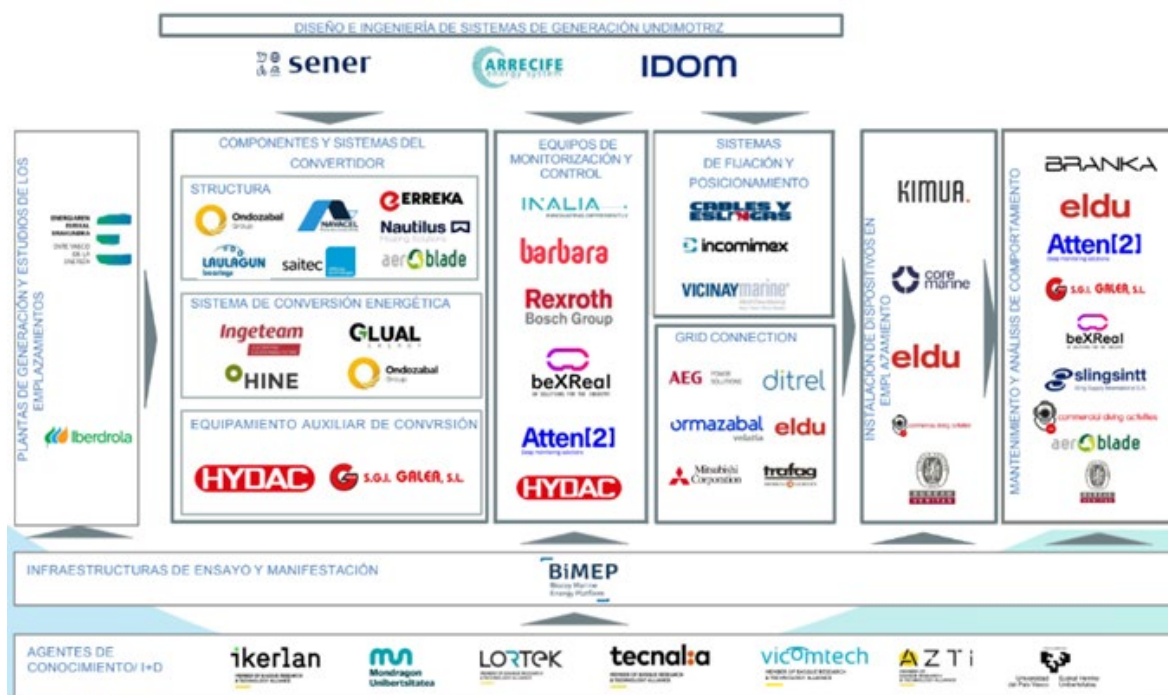
Esta cadena de valor está formada por más de cincuenta empresas, con un gasto anual en I+D de 4 M€³⁰, convirtiendo al País Vasco en una de las pocas regiones en el mundo con presencia de agentes en todas las actividades clave, de acuerdo con el BASQUENERGY Cluster. Esta cadena de valor está encabezada por varios desarrolladores de convertidores de energía undimotriz que actúan como agentes tractores (e.g., IDOM, proyecto Arrecife Energy Systems, Carnegie Technologies Spain).

Cabe subrayar, además, el conjunto de infraestructuras de ensayo y validación de componentes y sistemas de energía marina, compuesto por el ya mencionado BiMEP en Lemoiz-Armintza, y, específicamente en materia de energía undimotriz, la planta de Mutriku que también pertenece al conjunto BiMEP³¹.

³⁰ Cifras referidas al año 2021.

³¹ Véase la relación entre ambos en la web de la plataforma: <https://www.bimep.com/>

Figura I-3.6 Cadena de valor de la energía de las olas en el País Vasco



Fuente: BASQUENERGY Cluster.

3.2.2.2. Redes eléctricas inteligentes

La cadena de valor de redes eléctricas inteligentes es una de las más completas del sector energético vasco, con más de ochenta empresas y entidades en diferentes segmentos, esencialmente en redes de distribución y suministro de energía eléctrica.

En conjunto, representan un volumen de negocio de más de 18.670 M€, con inversiones en I+D valoradas en más de 78 M€. Da empleo a unas 6.200 personas en la región, con más de 600 personas dedicadas a la I+D.

Como puede verse en la Figura I-3.7, la cadena de valor de las redes eléctrica del País Vasco abarca desde la electrónica de potencia y almacenamiento o los contadores inteligentes y equipos de medida, hasta la operación de las redes de transporte y distribución.

Figura I-3.7 Cadena de valor de las redes eléctricas en el País Vasco



Fuente: Mosquera López & Larrea Basterra (2025), a partir de información del BASQUENERGY Clúster.

Cabe destacar el ecosistema de fabricantes de equipos eléctricos (e.g., Artech, Ingeteam, Ormazabal, ZIV, etc.) y de innovación (e.g., Tecnalia o el *Global Smart Grids Innovation Hub* de Iberdrola, entre otros).

Además, la cadena de valor integra también capacidades relacionadas con el vehículo eléctrico como recurso energético distribuido de la red, tales como de almacenamiento de energía eléctrica (CIC Energigune, Cidetec) o de fabricación de vehículos eléctricos (Mercedes-Benz, Irizar). En concreto, cabe señalar por separado la cadena de valor de la recarga eléctrica, que constituye un área estratégica en sí misma para el BASQUENERGY Cluster debido a la confluencia de intereses de los agentes en sectores clave para la economía vasca como el energético y el de automoción.

3.2.3. Nuevas cadenas de valor relacionadas con tecnologías limpias

Entre las cadenas de valor asociadas a tecnologías de energías limpias emergentes, aunque todavía sin desarrollo a escala, destaca particularmente la del hidrógeno. El País Vasco cuenta con empresas (con fuerte presencia de fabricantes de bienes de equipo) y centros tecnológicos posicionados en los tres ejes principales de la cadena de valor del hidrógeno: producción; almacenamiento, transporte y distribución; y usos finales.

La cadena de valor del hidrógeno vasca se apoya principalmente (aunque no exclusivamente) en el valle regional del hidrógeno y el conjunto de agentes asociados al mismo dentro el Corredor Vasco del Hidrógeno (BH₂C), una iniciativa público-privada con más de 70

Figura I-3.8 Cadena de valor del hidrógeno en el País Vasco



Teniendo en cuenta las posibles similitudes entre el hidrógeno y el gas natural en relación con el transporte y distribución, almacenamiento y mercado (Fernández Gómez & Menéndez Sánchez, 2023), es importante destacar que parte de la cadena de valor del hidrógeno en el País Vasco se apoya en las ya consolidadas capacidades regionales en el sector de los hidrocarburos u *oil and gas* (O&G).

Este último presenta una cadena de valor regional ampliamente consolidada, con más de 100 empresas de O&G que, en conjunto, representan un volumen de negocio de 9.000 M€ dedicado en un 90 % a la exportación, y generan unos 8.800 empleos en la región (Figura I-3.9)³³.

³² Ver la página web del BH₂C (<https://www.bh2c.org/es>).

³³ Datos referidos al año 2019.

Figura I-3.9 Cadena de valor del sector O&G en el País Vasco



7

Fuente: Basque Energy Cluster.

En paralelo con el hidrógeno, existen otras formas de energía bajas en carbono emergentes para las que la cadena de valor del O&G puede aportar ventajas competitivas a la industria regional, tales como los combustibles sintéticos (con producción basada en el hidrógeno y muy similares a los hidrocarburos líquidos en cuestiones logísticas y de consumo final) y los biocombustibles.

Además, las necesidades de descarbonización de la industria apuntan al desarrollo potencial de tecnologías de CCUS e infraestructuras asociadas para el transporte y distribución de CO₂. De nuevo, las capacidades desarrolladas a lo largo de la cadena de valor consolidada del O&G pueden apoyar el desarrollo de una cadena de valor propia de CCUS.

4. Principales implicaciones y riesgos para las empresas industriales

En esta sección se analizan las principales implicaciones (en términos de obligaciones, objetivos, incentivos y retos regulatorios y de mercado) y riesgos asociados que supone la RED III, junto con otra legislación europea relacionada (i.e., el llamado “paquete de hidrógeno y gases descarbonizados” y otras normas), para las empresas industriales.

Se pueden identificar impactos significativos y riesgos potenciales para las empresas industriales en las siguientes áreas –ver Eurofer (2021), FfE (2024)—:

- coste del suministro energético;
- abastecimiento de energía;
- cumplimiento de la normativa, supervisión y monitorización;
- adaptación de procesos y negocios;
- aspectos regulatorios
- requerimientos financieros y necesidades de inversión;
- apoyo social a la transformación.

4.1. Coste del suministro energético

Las disposiciones de la RED III y otras normas relacionadas con la transición a una economía basada en combustibles renovables o hipocarbónicos implican, para las empresas industriales, la obligación de incrementar el consumo y uso de vectores energéticos y combustibles alternativos. Esto implica un cambio en los determinantes e inductores de los costes energéticos para las empresas industriales.

Un riesgo directo para estas empresas como consecuencia de la necesidad de utilizar hidrógeno renovable y otros combustibles renovables (e.g., RFNBOs o *sustainable aviation fuels*, SAF) es la posibilidad de observar un aumento significativo del coste de la energía.

El precio estimado de mercado (para consumidores industriales) del hidrógeno renovable se sitúa en la actualidad muy por encima del coste del hidrógeno gris³⁴. Esto se debe al (relativamente) elevado coste de producción de hidrógeno con electrolizadores³⁵, al alza por el impacto de la inflación, los costes de los materiales o, especialmente, los costes de financiación

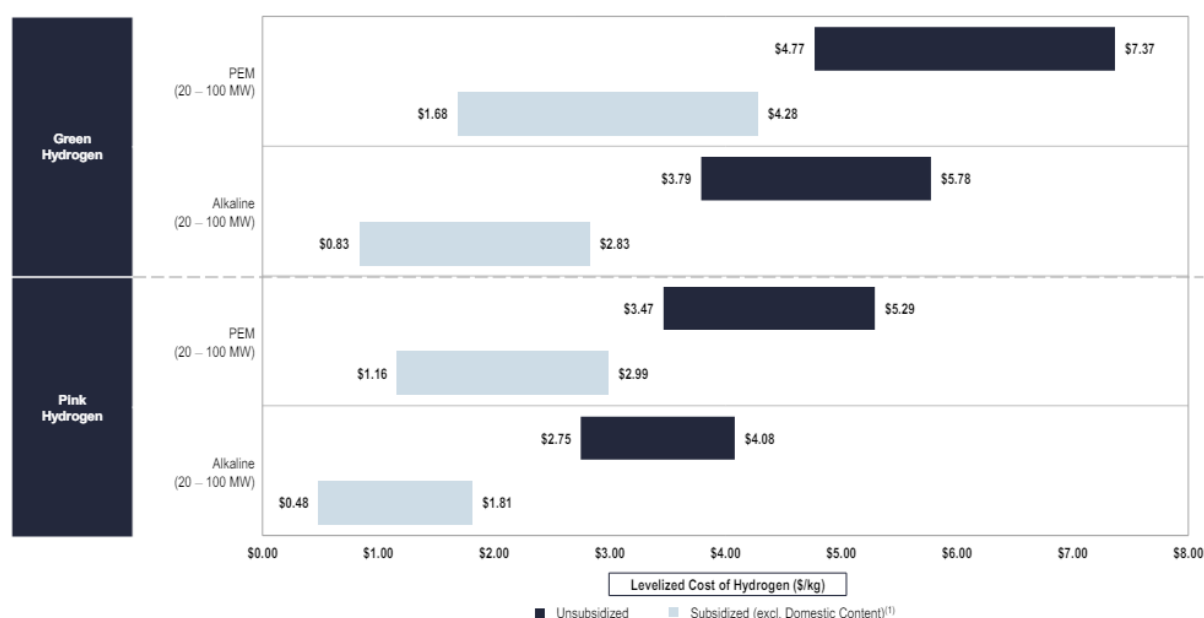
³⁴ El sobrecoste estimado del hidrógeno verde respecto del gris se sitúa entre 4 y 6 €/kg, según McWilliams & Kneebone (2024), y en torno a 7 €/kg para un consumidor industrial, como una refinería, según el CEO de Total Energies (Martin, 2024).

³⁵ Existen distintas tecnologías para la producción de hidrógeno electrolítico, incluyendo los electrolizadores alcalinos, electrolizadores PEM (membrana polimérica protónica) y electrolizadores de óxido sólido. Cada una de estas tecnologías tiene distintas ventajas e inconvenientes (Repsol, 2023).

de las inversiones, y a otros factores, como el coste de la electricidad (Fernández Gómez, 2025a).

La consultora Lazard³⁶ estimaba en abril de 2023 un coste total de producción de hidrógeno renovable (*levelized cost of hydrogen*), sin subsidios, entre 4,8-7,4 \$/kg (para electrolizadores alcalinos entre 20 y 100 MW) y 3,8-5,8 \$/kg (para electrolizadores PEM entre 20 y 100 MW) (Figura I-4.1) (Lazard, 2023). Otras estimaciones sitúan el rango de costes de producción de hidrógeno renovable para 2030 en 3,5-4,0 \$/kg (Hydrogen Council & McKinsey, 2023). Platts, por otra parte, estimaba el coste de producción de hidrógeno verde en España con un electrolizador alcalino y con un PPA renovable en 7,15 €/kg a finales de abril de 2024 (Burgess, 2024).

Figura I-4.1 Coste total del hidrógeno verde y rosa³⁷ en distintos escenarios



Fuente: Lazard (2023).

La primera subasta de primas para proyectos de producción de hidrógeno renovable de la UE, finalizada en abril de 2024, adjudicó 760 M€ en subvenciones a siete proyectos de producción de hidrógeno renovable en cuatro países (Portugal, España, Noruega y Finlandia) que, en teoría, pondrán en funcionamiento hasta 1.500 MW de capacidad de electrolisis con una producción acumulada de 1,58 millones de toneladas en 10 años (European Commission, 2024b). Los

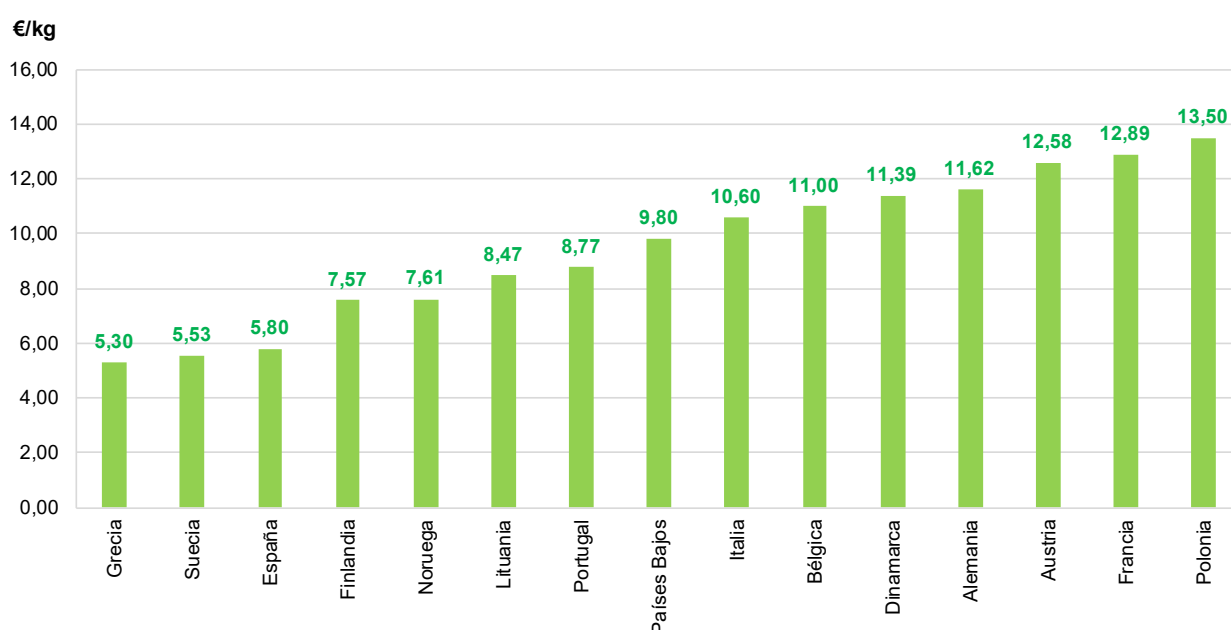
³⁶ Lazard publica periódicamente un (reputado) informe con estimaciones del coste total de la energía producida con distintas tecnologías energéticas.

³⁷ Hidrógeno verde es hidrógeno producido a partir de electricidad renovable (eólica y fotovoltaica). Hidrógeno rosa es hidrógeno producido a partir de electricidad de origen nuclear.

proyectos adjudicatarios tienen “*off-takers*”³⁸ en distintos sectores, como el de refino, producción de amoníaco, inyección de gas en las redes o aviación (Burgess, 2024).

Además, las ofertas recibidas en esta primera subasta de primas dan una idea de los costes sombra de producción de hidrógeno renovable en distintos países, que se sitúan en un rango entre 5,53 €/kg (Grecia y Suecia), 5,80 €/kg (España), 12,89 €/kg (Francia) o 13,50 €/kg (Polonia), de acuerdo con datos publicados en McWilliams & Kneebone (2024) (Gráfico I-4.1).

Gráfico I-4.1 Costes de producción por país implícitos en la primera subasta de primas a proyectos de producción de hidrógeno renovable



Fuente: elaboración propia utilizando los datos publicados en McWilliams & Kneebone (2024).

El 16 de diciembre de 2024, la plataforma de mercado MIBGAS anunció la publicación del índice MIBGAS IBHYH de producción de hidrógeno renovable (electrolítico) en España, con un valor de referencia inicial de 5,85 €/kg (equivalente a 148,36 €/MWh) (MIBGAS, 2024).

A los costes de producción de hidrógeno hay que sumar otros costes relacionados con el suministro de este vector energético, como los costes de transporte, distribución y almacenamiento, que variarán en función de las circunstancias específicas de cada empresa, y los potenciales costes de conversión y reconversión (p. ej., en caso de que el hidrógeno se transporte en forma de amoníaco o en portadores orgánicos).

Por otro lado, los costes de producción de RFNBOs (y de otros combustibles renovables alternativos) “...son en la actualidad muy superiores a los precios de mercado de los combustibles

³⁸ Un requisito de la subasta era que los oferentes (de hidrógeno) demostraran que tenían compromisos de compra (MoU u otros acuerdos pre-contractuales) por valor de al menos un 60 % de la producción esperada.

convencionales y se espera que se mantengan en niveles superiores en el medio plazo..." (Reglamento (UE) 2023/1805³⁹, considerando 26; traducción propia).

Esta visión de costes elevados e inciertos de los combustibles alternativos con aplicación en distintos sectores está también refrendada por distintos estudios académicos recientes (Solakivi et al., 2022; Brynolf et al., 2022; Cazzola et al., 2024; D'Adamo et al., 2024).

4.2. Abastecimiento de hidrógeno renovable y otros vectores energéticos y combustibles

La implementación de la RED III y el paquete normativo sobre gas natural, gases renovables e hidrógeno implicará un incremento en los próximos años de la demanda de hidrógeno renovable, gases renovables y otros combustibles alternativos en el sector industrial para usos como vectores energéticos y/o materias primas en actividades y sectores donde la electrificación no es la opción más viable en la actualidad o donde el hidrógeno renovable puede sustituir al hidrógeno gris.

Las implicaciones para las empresas industriales son múltiples. Por un lado, algunas empresas podrían estar obligadas a modificar determinados procesos operativos (productivos, logísticos, comerciales) relacionados con la utilización de hidrógeno verde y/o RFNBOs. (Ver el siguiente epígrafe.)

Por otro lado, la necesidad de alcanzar un mayor nivel de penetración de hidrógeno renovable y RFNBOs en el consumo de energía tiene un impacto sobre las estrategias de compra/producción y/o uso y gestión de la energía. Las empresas deberán combinar, en su estrategia de gestión de la energía, la gestión de nuevos suministros de energías renovables (de hidrógeno, gases renovables, etc.) y distintas decisiones de inversión (p. ej., en instalaciones de producción de hidrógeno renovable, en equipamientos para la electrificación de consumos, si procede –basada en autoconsumo de energía solar, por ejemplo—, almacenamiento de energía eléctrica o térmica, eficiencia energética...).

Esto además implica que, para utilizar de manera óptima el hidrógeno renovable y los RFNBOs, muchas empresas deberán establecer nuevas relaciones comerciales y/o estratégicas con agentes participantes en distintas cadenas de suministro.

Además de los riesgos asociados a un incremento de costes del hidrógeno renovable y otros productos energéticos (como gases renovables o RFNBOs), las empresas industriales se enfrentan a riesgos ligados a la continuidad y seguridad del aprovisionamiento físico del hidrógeno/gases renovables o de los RFNBOs.

Así, la falta de madurez y la limitada oferta de estos combustibles renovables en la actualidad generan riesgos de suministro para las empresas industriales. Como se indica en Fernández Gómez (2024a), la evolución esperada de la capacidad de producción de hidrógeno verde a

³⁹ Reglamento (UE) 2023/1805 del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de septiembre de 2023 relativo al uso de combustibles renovables y combustibles hipocarbónicos en el transporte marítimo y por el que se modifica la Directiva 2009/16/CE

corto y medio plazo en Europa y otros lugares ha llevado a la Agencia Internacional de la Energía a revisar a la baja (hasta en un 50 %) sus proyecciones de producción de hidrógeno renovable en Europa, por un desarrollo lento de los proyectos, que no llegan a la fase de decisión final de inversión (*final investment decision*, FID) por falta de compradores de hidrógeno (*off-takers*) que se comprometan a comprar hidrógeno renovable en contratos a plazo, costes de producción y financiación al alza y otros factores, como retrasos en los permisos administrativos o en la conexión a las redes eléctricas –ver también IEA (2024).

Otros informes recientes de entidades como Bloomberg New Energy Finance (BNEF) (BNEF, 2024a,b; Tengler, 2025; Collins, 2025) y otras⁴⁰ certifican que el ritmo de crecimiento de la capacidad de producción de hidrógeno renovable es muy lento⁴¹ y que:

- 1) menos de un tercio de los 1.600 proyectos anunciados hasta la fecha se materializarán en los próximos años (y más tarde de lo planificado) y que, como consecuencia, no se cumplirán los objetivos anunciados por los distintos gobiernos para 2030;
- 2) solo un 12 % de la capacidad de producción anunciada que entrará en operación en 2030 o antes (unos 11 millones de toneladas anuales) cuenta con el apoyo de un *off-taker*, con 1,25 millones de toneladas anuales efectivamente vendidas en el marco de contratos vinculantes;
- 3) aunque está previsto que 95 GW de capacidad de electrolizadores estén operativos en 2030 en todo el mundo, solo un 40 % de esta capacidad se encuentra en fases avanzadas de planificación o con la FID aprobada;
- 4) se observa una caída significativa (35 % respecto de las anteriores estimaciones, en 2022) en el volumen de capacidad de generación renovable (eólica y fotovoltaica) dedicada a proyectos de hidrógeno renovable en todo el mundo, menos China;⁴² y
- 5) entre los productores existentes hoy, aquellas empresas con suficiente demanda de sus productos (electrolizadores, hidrógeno o derivados como amoníaco, metanol o SAF) saldrán adelante, mientras que los proyectos y empresas menos viables probablemente pasarán apuros en 2025, pudiendo quebrar o ser absorbidos.

⁴⁰ Por ejemplo, eFuel Alliance (2024) señala que, en septiembre de 2024, únicamente 0,5 GW de capacidad de electrólisis estaban operativos en la UE, frente a un objetivo en la Estrategia de Hidrógeno de la UE de 6 GW a finales de 2024 (Comisión Europea, 2020, p. 3) y objetivos ambiciosos de 40 GW instalados en Europa y otros 40 GW fuera de Europa (para importaciones) en 2030.

⁴¹ La propia industria del hidrógeno europea reconoce el lento desarrollo de la cadena de valor y urge a la Comisión Europea a implementar “*acciones estructurales a corto y largo plazo para reconducir el curso*” que sigue la industria (Ammonia Europe et al., 2025).

⁴² La dificultad para invertir en generación renovable dedicada a la producción de hidrógeno verde se ve incrementada no solo por el avance de la electrificación del *mix* eléctrico, sino también por la aparición de nuevas fuentes de demanda de electricidad renovable, como las de los centros de datos, ligadas al desarrollo de la inteligencia artificial, el avance de la digitalización, etc.

Esta situación es similar en el caso de la producción de otros combustibles renovables alternativos, como los combustibles sintéticos, otros RFNBOs y biocombustibles de segunda y tercera generación, que, a pesar de su potencial y de formar parte de las estrategias de grandes empresas en el sector del petróleo y del gas natural, se enfrentan a un gran reto de financiación de infraestructuras (Janaki et al., 2024) y al retraso en las decisiones finales de inversión (eFuel Alliance, 2024).

En resumen, existen barreras de distinto tipo que limitan, en la actualidad, la capacidad de las empresas industriales intensivas en energía de adoptar soluciones basadas en hidrógeno renovable o gases renovables, entre las que se encuentran:

- barreras de mercado (p. ej., precios elevados, insuficiente oferta) a la adopción de tecnologías y soluciones basadas en hidrógeno renovable o combustibles renovables alternativos;
- requerimientos de infraestructuras (p. ej., de generación y/o transporte y distribución de energía eléctrica o de producción, transporte/distribución o almacenamiento de hidrógeno) que restringen la asequibilidad de los nuevos vectores energéticos y combustibles alternativos;
- barreras tecnológicas y de conocimiento (p. ej., sobre nuevas soluciones tecnológicas), que dificultan el cambio en procesos operativos y productivos o generan barreras en las empresas a la sustitución de combustibles fósiles por hidrógeno renovable y RFNBOs.

Todos estos factores implican un riesgo elevado de que la oferta de hidrógeno renovable y otros RFNBOs sea limitada en los próximos años, dificultando el cumplimiento por parte de las empresas industriales de las obligaciones impuestas por la RED III.

4.3. Cumplimiento de la normativa, monitorización de actividades e información regulatoria

El conjunto de obligaciones sobre las empresas industriales impuestas por la RED III y el resto de normas relativas a RFNBOs y otros combustibles renovables o hipocarbónicos en relación con los requisitos de información tiene implicaciones profundas para las empresas que afectan tanto a su estructura organizativa como a los recursos (humanos, económico-financieros y de tecnologías de información y comunicación) que debe dedicar a la captura y gestión de datos relevantes, generación de información y elaboración de informes requeridos.

Los requerimientos de información regulatoria obligan a las empresas a monitorizar de manera detallada todos los procesos operativos, comerciales y logísticos para asegurar que (a) los nuevos combustibles y vectores energéticos utilizados estén en línea con los objetivos de sostenibilidad marcados por la normativa; y (b) la empresa cumpla con las obligaciones cuantitativas impuestas.

En muchos casos, esto implicará cambios en la estructura organizativa para integrar equipos o departamentos encargados de (a) supervisar de manera continuada y detallada el consumo de

energía en todos los sectores y actividades; (b) capturar los datos relevantes, técnicos y contractuales; (c) garantizar la integridad y disponibilidad de la información; (d) elaborar los informes regulatorios requeridos; y (e) estimar las emisiones que deben asignarse a los distintos tipos de productos.

La complejidad de la normativa (por ejemplo, sobre el cálculo de las emisiones de GEI en el ciclo de vida a efectos de verificar el cumplimiento de los requisitos de sostenibilidad de los RNFBOS) implicará también la necesidad de invertir en formación técnica (sobre los nuevos productos y procesos), analítica (sobre herramientas para el cálculo de emisiones de GEI en el ciclo de vida de los productos energéticos, etc.), legal y contractual y regulatoria.

El principal riesgo para las empresas industriales es la posibilidad de enfrentarse a penalizaciones en caso de no cumplir con los objetivos y requerimientos que fijan la RED III y el resto de la normativa y legislación.

4.4. Adaptación de procesos y negocios para cumplir con los objetivos de la RED III

La RED III presenta múltiples retos operativos y logísticos para las empresas industriales consumidoras de energías renovables y para las que operan en distintos eslabones de la cadena de valor del hidrógeno renovable y otros RNFBOS.

Las empresas consumidoras de energía de origen fósil que opten por el cambio de combustibles (p. ej., incorporando hidrógeno y otros combustibles renovables) deberán adaptar sus procesos operativos para garantizar el cumplimiento de los niveles mínimos de consumo de hidrógeno renovable y RNFBOS.

Este sería el caso, por ejemplo, de empresas que decidan utilizar hidrógeno renovable como sustituto de combustibles fósiles como el gas natural, implicando la sustitución de determinados equipos por otros preparados para utilizar el nuevo vector energético maquinaria (p. ej., para la producción de calor de proceso).

En muchos casos, las empresas podrían verse obligadas a desplegar instalaciones de almacenamiento de hidrógeno (*on-site*) y desarrollar y adaptar procesos operativos y logísticos para asegurar una integración adecuada de las tecnologías clave (p. ej., electrolizadores, instalaciones de almacenamiento, etc.) y el suministro y la gestión óptima de los nuevos combustibles y productos energéticos.

Las empresas que decidan desarrollar infraestructuras de producción de hidrógeno renovable para consumo propio (y la potencial comercialización de excedentes) deberán crear y/o adaptar sus procesos operativos y logísticos para garantizar la operación eficiente de las nuevas infraestructuras e impulsar nuevos modelos de negocio para optimizar el valor de los nuevos activos.

4.5. Riesgo regulatorio

La implementación efectiva del marco legislativo relacionado con el hidrógeno renovable, RNFBOS y otros productos energéticos relacionados (p. ej., biocombustibles de segunda y

tercera generación), incluyendo la RED III, los Reglamentos Delegados asociados y otros paquetes legislativos (p. ej., sobre el mercado del gas natural y el hidrógeno renovable) es un proceso complejo.

La incertidumbre, falta de concreción en algunos casos e interpretaciones diversas de la norma general asociada al desarrollo de la normativa de detalle y de normas adicionales en los Estados miembros de la UE puede tener una gran influencia sobre las decisiones estratégicas y de inversión de las empresas industriales.

Un aspecto que, de manera especial, genera riesgo regulatorio, es el proceso de transposición de la RED III a los marcos legislativos de los Estados miembro de la Unión Europea. Diferencias en la implementación de la Directiva pueden suponer disrupciones del mercado interno e impactos asimétricos sobre la competitividad de las empresas de unos países frente a las de otros. El incumplimiento de España del plazo de transposición (con fecha límite en mayo 2025) y la transposición parcial y el retraso en la entrada en vigor de la RED III de enero de 2026 (según prevé la directiva) a enero de 2027 que se están planteando (MITECO, 2025) podría generar desventajas para las empresas industriales españolas y vasca, en comparación con las de los países de nuestro entorno, en términos de negociación de contratos de materias primas, contratos logísticos, etc.

Adicionalmente, el lento desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno renovable y de otros combustibles alternativos, junto con el debate más general sobre el nuevo “Clean Industrial Deal”, genera el riesgo de una revisión de determinadas normas relativas al hidrógeno renovable y RFNBOs en general –ver, por ejemplo, Hydrogen Europe (2025)— que introduce aún más incertidumbre regulatoria.

Entre las cuestiones que plantea la RED III y que pueden generar barreras potenciales a la producción de hidrógeno renovable y otros RFNBOs y a su adopción por la demanda se pueden mencionar, entre otras:

1. la lentitud en la aprobación de actos delegados sobre RFNBOs y sobre hidrógeno bajo en carbono;
2. la relativa inflexibilidad de las reglas para la aplicación del concepto de hidrógeno verde (adicionalidad, garantías de origen, requisitos de sostenibilidad, etc.), que pueden tener impacto sobre el despliegue de distintas tecnologías de electrolizadores⁴³, sobre el desarrollo de la capacidad de electrolisis⁴⁴, sobre los costes

⁴³ Por ejemplo, las reglas horarias sobre correlación temporal favorecen a tecnologías de electrolizadores PEM (basados en membranas de intercambio de protones), frente a otras tecnologías (electrolizadores alcalinos) que pueden ser más coste-eficientes (teniendo en cuenta otros criterios) (van Haersma Buma et al., 2023). Esto no solo tiende a aumentar los gastos operativos y de capital, sino que además dificulta la generación de flujos continuos de producción de hidrógeno, con un impacto negativo en instalaciones que dependen de un suministro constante de hidrógeno renovable para producir derivados como el metanol verde o el amoníaco verde.

⁴⁴ Radek et al. (2024).

de producción del hidrógeno⁴⁵ o sobre los resultados de la evaluación de las emisiones asociadas a los distintos productos energéticos⁴⁶;

3. los distintos tipos de consumo de hidrógeno no incluidos en las estimaciones (p. ej., hidrógeno utilizado como producto intermedio para la producción de combustibles de transporte convencionales, hidrógeno que se produce descarbonizando gas residual industrial o hidrógeno producido como subproducto o derivado de subproductos en instalaciones industriales);
4. la definición exacta del término RFNBO, que, en la actualidad, se basa en el Reglamento Delegado aprobado en 2023 y correspondiente a la primera revisión de la Directiva de Energías Renovables (de acuerdo con la Directiva (UE) 2018/2001) y que se refiere únicamente a combustibles para el sector del transporte (FfE, 2024)⁴⁷;
5. el ámbito de aplicación específico de la RED III, ya que las obligaciones de alcanzar una cuota determinada de energías renovables y de RFNBOs que cumplen requisitos de sostenibilidad se establecen con carácter general, sin que esté definido explícitamente si las obligaciones se establecen en el ámbito nacional, sectorial o afectan a empresas individuales y sin que se especifique si el desarrollo de normativa complementaria en los Estados miembros puede asignar obligaciones entre sectores o agentes con criterios distintos;
6. la necesidad de completar el marco de obligaciones de la RED III con un marco de penalizaciones transparentes por incumplimientos y garantizar la armonización de las reglas nacionales (Hydrogen Europe, 2025);
7. la conveniencia de establecer un esquema de fiscalidad de los combustibles fósiles y del hidrógeno renovable y otros RFNBOs⁴⁸ que favorezca el desarrollo de las cadenas de valor asociadas y su adopción;
8. la revisión crítica del marco normativo del hidrógeno renovable y otros combustibles renovables⁴⁹ para generar incentivos a la inversión en tecnologías de reciclado de

⁴⁵ Ruhnau & Schiele (2023).

⁴⁶ Barnes (2024).

⁴⁷ Se entiende que la generalización de las obligaciones a todos los sectores que implica la RED III se recogerá también en la actualización de los Reglamentos Delegados, pero eso aún no ha ocurrido.

⁴⁸ En la actualidad, el marco fiscal de los combustibles sintéticos y de los biocombustibles avanzados es igual al que se aplica a los combustibles fósiles convencionales.

⁴⁹ En julio de 2024, la Corte Europea de Auditores (European Court of Auditors, ECA) emitió un informe sobre el marco regulatorio del hidrógeno renovable en el que concluía que la Comisión Europea solo ha tenido un éxito parcial en el desarrollo del marco regulatorio del hidrógeno renovable y que cuatro años después de publicada la Estrategia Europea del Hidrógeno es necesario llevar a cabo un contraste con la realidad (*reality check*) para resolver los problemas y lagunas regulatorias existentes (European Court of Auditors, 2024). Además de no haberse completado aún el marco regulatorio (en el momento de preparar este informe, no

carbono procedente de procesos industriales (captura e incorporación a combustibles y compuestos químicos) alinearlos con otras piezas legislativas y estrategias europeas y, en particular, con aquellas relativas a (eFuel Alliance, 2024; Hydrogen Europe, 2025):

- a. el despliegue de energías renovables y el refuerzo de las redes eléctricas;
- b. las redes de hidrógeno y los mecanismos para la importación de terceros países;
- c. la estrategia europea de almacenamiento de energía;
- d. la normativa sobre materias primas críticas;
- e. las normas de concesión de permisos y autorizaciones en relación con los combustibles alternativos;
- f. el Carbon Border Adjustment Mechanism;
- g. la exención en el uso de determinados materiales y sustancias (p. ej., fluoropolímeros) para la manufactura de tecnologías limpias para la industria;
- h. las herramientas que permitan impulsar de manera efectiva la demanda final de productos y servicios “verdes” (e.g., incentivos fiscales para la demanda final, mecanismos de etiquetado y certificación, mecanismos de compra pública, etc.).

4.6. Requerimientos financieros y necesidades de inversión

El incremento en el consumo de energía renovable y combustibles alternativos para cumplir con los objetivos y requisitos de la normativa implicarán, para la mayor parte de las empresas industriales, la necesidad de desplegar nuevas infraestructuras y/o equipos para el consumo de energía renovable o bien actualizar las infraestructuras y equipos existentes.

Dependiendo del modelo de negocio, de la estrategia corporativa y empresarial, de su tamaño y de otros factores (p. ej., el entorno geográfico, el *mix* energético, etc.), las empresas industriales actuarán únicamente como consumidores de energía (sustituyendo determinados consumos de energía de origen fósil por otros tipos de fuentes de energía y vectores

están publicados todos los actos delegados, por ejemplo), la ECA señala que algunas de las normas críticas para el desarrollo de las cadenas de valor y mercados relevantes (p. ej., las relativas a la producción de hidrógeno renovable) se aprobaron sin que se llevara a cabo una evaluación de impacto (en particular, en relación con el coste de producción) y que, como consecuencia, muchas de las decisiones de inversión se retrasaron. La ECA señalaba en su informe, además, la necesidad de avanzar más en los mecanismos de certificación y estandarización (en parte, se ha cubierto esta laguna legal con la aprobación de la Decisión de Ejecución sobre el mecanismo voluntario de certificación CertifHy, aprobado en diciembre de 2024, como se mencionó anteriormente).

energéticos) o como “prosumidores” eléctricos (si optan, por ejemplo, por desarrollar instalaciones de autoconsumo de electricidad renovable).

En el caso de grandes empresas industriales que operan en sectores difíciles de descarbonizar (p. ej., refino, cemento, acero, petroquímico, etc.) las empresas podrían optar por invertir en generación de energía eléctrica renovable para la producción de hidrógeno electrolítico (i.e., producido con electrolizadores) como un nuevo eslabón en sus cadenas de valor y en sus operaciones.

Dependiendo del sector y de la estrategia de suministro y consumo de energía de la empresa, podría darse el caso de que ésta (tanto si actúa únicamente como consumidora como si actúa como consumidora y productora de energía renovable), deba desplegar infraestructuras relacionadas con la producción, el almacenamiento y/o el consumo de hidrógeno (p. ej., electrolizadores, instalaciones de energía renovable, instalaciones para el almacenamiento de hidrógeno, sustitución de calderas u hornos convencionales por otros alimentados con hidrógeno, etc.).

El principal impacto de la nueva normativa para muchas empresas industriales es, por tanto, la necesidad de dedicar recursos financieros y de capital a nuevas inversiones.

Los principales retos que deberán superar las empresas en relación con estas inversiones son los siguientes:

- la capacidad limitada de muchas empresas industriales de atraer capital (especialmente en el contexto actual de gran competencia global) por riesgos asociados a la solvencia, los flujos de caja o la rentabilidad de las operaciones;
- un insuficiente volumen de capital disponible para inversiones con elevado riesgo tecnológico (p. ej., en nuevas tecnologías, grandes infraestructuras, proyectos piloto “*first of a kind*”, etc.);
- mecanismos insuficientes o inexistentes de “*de-risking*” o reducción de determinados riesgos asociados a inversiones con grandes periodos de amortización (p. ej., riesgo de contrapartida);
- insuficientes incentivos a la inversión (p. ej., fiscales o de mercado) que faciliten el despliegue de energías renovables (y de las infraestructuras asociadas)
- reglas contables poco flexibles que no permitan a las empresas adoptar esquemas financieros o contables más favorables a la inversión (p. ej., a través de la amortización acelerada de activos, etc.);
- el riesgo regulatorio asociado a marcos legales, normativos y fiscales incompletos de los nuevos tipos de energía (p. ej., RFNBOs), como se mencionó en la subsección anterior;
- otras barreras regulatorias que dificultan la decisión final de inversión por parte de los inversores (p. ej., procedimientos administrativos y de aprobación de permisos largos o inflexibles, falta de reconocimiento de interés general de determinadas inversiones);

- el impacto de los esquemas fiscales aplicables en la actualidad a la industria intensiva en emisiones (p. ej., directiva de emisiones industriales, sistema de comercio de derechos de emisión EU-ETS, etc.) y nueva normativa (e.g., CBAM) que pueda limitar la capacidad de inversión, etc.

4.7. Apoyo social a la descarbonización de la industria intensiva en energía

Conseguir el apoyo social al despliegue de determinadas infraestructuras energéticas será esencial para garantizar la implementación efectiva del marco normativo de la RED III y de otros paquetes legislativos y regulatorios relacionados (el paquete de gas natural, por ejemplo).

La necesidad de desplegar nuevas infraestructuras para avanzar en la transición energética, tanto asociadas a una mayor electrificación del consumo final de energía como al desarrollo de nuevas fuentes de energía y vectores energéticos renovables o bajos en carbono, se enfrenta en la actualidad a un creciente rechazo por parte de la ciudadanía en general y de las comunidades en entornos locales, por el efecto NIMBY (*"not in my back yard"*) y por la percepción por parte de la ciudadanía de un reparto no equitativo entre costes y beneficios de los proyectos energéticos (Mosquera López y Fernández Gómez, 2023).

Por otro lado, el apoyo social a la descarbonización industrial debe cubrir no solo el despliegue de infraestructuras asociadas a los combustibles y productos energéticos cubiertos por la Directiva RED III⁵⁰ o a infraestructuras de redes eléctricas (p. ej., para conectar la capacidad necesaria para nuevas instalaciones de energías renovables), sino también el desarrollo de una visión favorable a la adopción de las nuevas tecnologías y productos energéticos, incluso si su coste es superior al coste de utilizar las tecnologías y combustibles de origen fósil.

El reto de incrementar el apoyo social a la transición energética/sostenible es un reto compartido por todos los agentes (Administraciones públicas, empresas, centros de conocimiento, agentes sociales, ciudadanía...). Superarlo implicará avanzar en una visión compartida a partir de la cooperación entre todos ellos, el desarrollo de canales y mecanismos de información y participación social adecuados, la formación de los distintos agentes (empresas, ciudadanía y Administraciones públicas) e, incluso, el cambio de comportamientos (desde el apoyo de los consumidores a productos y servicios sostenibles hasta una visión estratégica de las empresas centrada en la generación simultánea de valor económico y social).

Desde el punto de vista de los desarrolladores de proyectos relacionados con infraestructuras energéticas (incluyendo empresas industriales), resulta muy relevante la interacción con el entorno económico y social en el ámbito local. Mosquera López y Fernández Gómez (2023) argumentan que existen prácticas deseables para fomentar mayores niveles de aceptación

⁵⁰ Por ejemplo, infraestructuras asociadas a la producción, transporte y distribución y almacenamiento de hidrógeno renovable, a las energías renovables eléctricas necesarias para producir el hidrógeno electrolítico u otras infraestructuras necesarias para garantizar la sostenibilidad de los nuevos combustibles renovables (p. ej., de transporte y distribución, captura, almacenamiento y/o uso de CO₂...).

social de proyectos energéticos (renovables y también los asociados a la descarbonización de la economía) en el nivel de las comunidades locales.

Las “estrategias de aceptación social” de las empresas, en el contexto de proyectos concretos, deben tener como objetivo generar mayor conocimiento sobre los beneficios y costes de los proyectos para que la ciudadanía pueda valorarlos mejor y, de esta manera, para determinados proyectos con un potencial valor social neto positivo, una mayor parte de las personas en una determinada comunidad tenga una percepción de que los beneficios y costes se reparten de manera equitativa entre todos los agentes involucrados (empresas, Administraciones públicas, ciudadanía...).

Dichas “estrategias de aceptación social” deben (Mosquera López y Fernández Gómez, 2023):

- (1) desarrollar un conocimiento e inteligencia detallada del contexto local;
- (2) evaluar en profundidad la viabilidad social del proyecto (i.e., asegurar que existe una expectativa de alcanzar impactos sociales netos positivos);
- (3) evaluar *ex ante* la distribución de beneficios socioeconómicos y medioambientales;
- (4) evaluar el modelo de participación ciudadana que se propone para asegurar que responde a las preferencias de la comunidad local;
- (5) realizar acciones y utilizar distintas herramientas para mitigar las barreras a la aceptación social (e.g., comunicación, interacción con la comunidad, etc.);
- (6) elaborar una estrategia de comunicación *ad hoc*, que tenga en cuenta la realidad socioeconómica de la comunidad;
- (7) identificar y definir el rol y el nivel de participación de las autoridades locales;
- (8) buscar apoyo de las autoridades nacionales o regionales en la comunicación y difusión de información sobre los beneficios de los proyectos de energías renovables y descarbonización;
- (9) desplegar un modelo de relación con la ciudadanía basado en la transparencia y la comunicación fluida; y
- (10) poner en marcha mecanismos de información, seguimiento y evaluación continua de los proyectos.

5. Conclusiones

La principal conclusión del análisis de la nueva Directiva RED III realizado en esta parte es que la implementación efectiva del nuevo marco regulatorio, orientado a impulsar la descarbonización de la economía, en general, y de la industria intensiva en energía y en sectores de difícil descarbonización, en particular, supone un reto considerable para las empresas industriales vascas.

Este reto implica, en primer lugar, la **transformación profunda de los modelos de negocio y los procesos operativos de las empresas industriales en un contexto geopolítico complejo** en el que (1) las empresas europeas se enfrentan a una fuerte competencia de empresas en terceros países (p. ej., China, EE. UU., Sudeste Asiático...) que no deben cumplir con estándares medioambientales tan estrictos como los que impone la normativa europea desarrollada desde la publicación del “Pacto Verde Europeo” en diciembre de 2019 (Comisión Europea, 2019); (2) Europa se encuentra en una posición de desventaja en los mercados y cadenas de valor de determinadas tecnologías necesarias para avanzar en la transición energética (p. ej., relacionadas con procesadores y otras tecnologías digitales, inteligencia artificial, energía eléctrica renovable como la solar o la eólica, baterías eléctricas...); (3) existen riesgos crecientes asociados a las cadenas de suministro globales y, particularmente, al suministro de materias primas críticas importadas de terceros países (de las que la Unión Europea es altamente dependiente).

Además, **esta adaptación o transformación de los negocios de las empresas intensivas en combustibles de origen fósil es urgente**. La transición energética en el sector industrial en Europa debe avanzar decisivamente en los próximos años, no solo para dar respuesta a los crecientes riesgos asociados al cambio climático, sino también para mejorar la competitividad de la economía europea, lastrada por precios elevados de la energía y una limitada autonomía estratégica –ligada a las dependencias mencionadas–, que incrementan el riesgo de fuga de carbono y de desvío de inversiones (y, por tanto, de actividad económica, empleo y generación de valor) hacia destinos con marcos regulatorios y de mercado más atractivos (como EE.UU. y la *Inflation Reduction Act*).

El debate en la UE en los últimos meses⁵¹ sobre cómo reconducir la política industrial para avanzar en los grandes objetivos medioambientales manteniendo, simultáneamente, la competitividad de las empresas industriales europeas, está dando paso a un nuevo planteamiento de la política industrial de la UE que se plasmará en un nuevo “Clean Industrial Deal”. La Comunicación de 29/01/25 de la Comisión Europea (“Una brújula para la competitividad de la Unión Europea”) (Comisión Europea, 2025d) identifica como los grandes pilares de la nueva política de competitividad europea los siguientes: (a) cerrar el gap de innovación de la UE con China y EE. UU.⁵²; (b) establecer una hoja de ruta que alinee

⁵¹ Ver los informes Letta y Draghi (Letta, 2024; Draghi, 2024).

⁵² Para ello, propone (a) posicionar a la UE en la frontera de tecnologías del futuro (IA, semiconductores, tecnología cuántica, materiales avanzados, biotecnologías, tecnologías de energía limpia, robótica, tecnologías del espacio, movilidad conectada y autónoma...); (b) invertir de forma estratégica en sectores clave en el futuro,

descarbonización y competitividad⁵³; y (3) incrementar la autonomía estratégica de la UE, reduciendo dependencias y aumentando la seguridad⁵⁴. Junto a estos tres grandes objetivos, la “brújula de competitividad” de la Comisión propone simplificar el marco normativo, impulsar el mercado único en la UE y reforzar las herramientas transversales clave (financiación, conocimiento y capacidades y coordinación entre Estados miembros de la UE).

La transformación urgente de la industria europea requiere, por otra parte, **apostar decididamente por la innovación**. Esta apuesta debe ser una responsabilidad compartida entre las empresas, las Administraciones Públicas y otros agentes económicos (tecnológicos, de conocimiento, prestadores de servicios, ingenierías...).

La descarbonización de las empresas industriales implica innovar en los planos tecnológico y no tecnológico en todos los eslabones de las distintas cadenas de valor. Las empresas (y las Administraciones públicas) deberán dedicar recursos significativos a la financiación de las actividades en las distintas etapas de la cadena de valor de la innovación (desde los TRL⁵⁵ más bajos y centrados en investigación básica o “blue sky” hasta los TRL más elevados y cercanos a la comercialización de las innovaciones). El esfuerzo de innovación deberá estar alineado con las necesidades de la economía en conjunto y con las necesidades específicas de las empresas industriales, tanto en los distintos sectores y en las distintas cadenas de valor como en los distintos procesos operativos, logísticos y comerciales de cada empresa.

El éxito del esfuerzo de innovación (un posicionamiento competitivo de las empresas industriales europeas en los mercados globales con productos y servicios más sostenibles que contribuyan a los retos medioambientales en la UE y en todo el planeta) requiere, como sugiere la “brújula de competitividad” de la Comisión Europea, **un contexto económico, empresarial, legal/regulatorio e institucional adecuado que facilite las decisiones de inversión y la financiación de proyectos innovadores**, la generación de nuevas capacidades, la cooperación entre agentes.

Los ecosistemas y mecanismos de financiación deben resolver algunos de los problemas críticos que obstaculizan el avance de la descarbonización, incluyendo la atracción de capital privado (que complemente las inyecciones de capital público) a proyectos con tecnologías limpias y bajas en carbono, la financiación de demostradores y proyectos piloto “first of a kind” (FOAK) en torno a las nuevas fuentes de energía renovable y combustibles renovables que

como biotecnología, materiales avanzados y el sector espacial; y (c) avanzar en la transferencia de innovación en toda la economía a través de la integración de la IA en todos los sectores y la digitalización.

⁵³ Para ello, el nuevo “Clean Industrial Deal” permitirá (a) desplegar medidas para hacer más asequible la energía para hogares y empresas (p. ej., desarrollando las redes energéticas, avanzando en la penetración de energías limpias, fortaleciendo el Mercado Interior de energía, etc.); (b) desarrollar nuevos mercados de bienes y servicios sostenibles, premiando a los “first movers” en la adopción de nuevas tecnologías limpias; y (c) impulsando la economía circular y la eficiencia en el uso de recursos.

⁵⁴ Para ello, propone (a) adoptar medidas para incrementar la seguridad económica y comercial; (b) trabajar para igualar las condiciones en las que compiten las empresas en la UE y otros mercados; y (c) impulsar el crecimiento de la industria de defensa.

⁵⁵ *Technology Readiness Level* o nivel de madurez tecnológica.

puedan posteriormente escalarse industrial y comercialmente una vez superadas las pruebas de viabilidad tecnológica, operativa y económico-financiera.

Tanto los inversores como las empresas industriales necesitan, para tomar decisiones de inversión, **un marco regulatorio estable, coherente y lo más sencillo y simplificado que sea posible para destinar recursos de capital a proyectos de descarbonización** en un contexto de elevada incertidumbre y gestionar los riesgos legales, tecnológicos y de mercado que implican las nuevas soluciones de descarbonización.

Deberán desarrollarse **nuevos conocimientos y capacidades (para su posterior transferencia a empresas y personas)** relacionados con las nuevas tecnologías, nuevos materiales y nuevos productos y servicios orientados a la descarbonización industrial. Esto requerirá un esfuerzo de adaptación de los sistemas de formación (reglada y no reglada) para que, en última instancia, las empresas puedan disponer de un capital humano más sofisticado que permita acelerar los procesos de innovación y de adopción de nuevas tecnologías y los cambios de procesos y de modelos de negocio que requiere la descarbonización industrial.

Finalmente, **el entorno institucional debe impulsar y facilitar la cooperación entre agentes públicos, privados y otros agentes del tercer sector relevantes** (p. ej., fundaciones e instituciones filantrópicas con capacidad de invertir) en todos los niveles, mediante mecanismos tradicionales (p. ej., *joint ventures*, proyectos estratégicos para el territorio, acuerdos en cadenas de valor...) y otros mecanismos innovadores (p. ej., esquemas de colaboración público-privada –PPP, *public-private partnership*— de última generación –ver Fernández Gómez (2024b; 2025b)—, nuevas colaboraciones inter-clúster, etc.).

Parte II: IMPACTO DEL MECANISMO DE AJUSTE EN FRONTERA POR CARBONO (CBAM) SOBRE LA COMPETITIVIDAD INDUSTRIAL

1. Introducción

El Pacto Verde Europeo (PVE) supuso en 2019 la puesta en marcha de una ambiciosa hoja de ruta para lograr una Unión Europea (UE) descarbonizada y competitiva en el año 2050. Ya desde su lanzamiento, el PVE contemplaba el riesgo del fenómeno de la fuga de carbono, que en su documento fundamental se define como una situación en la que *“...la producción se traslada de la UE a otros países con una menor ambición en materia de reducción de las emisiones, o bien [...] los productos de la UE se sustituyen por importaciones más intensivas en carbono...”* (Comisión Europea, 2019). La comunicación de la Comisión Europea sobre el PVE añade que este riesgo existirá mientras haya un amplio número de países que no compartan la ambición de la UE y que su materialización, en la práctica, impedirá que se alcancen los objetivos del Acuerdo de París de diciembre de 2015.

Para abordar esta posibilidad, el PVE contemplaba que si *“...a medida que la UE eleva su nivel de ambición climática, persisten diferencias a este respecto a nivel mundial, la Comisión propondrá un mecanismo de ajuste del carbono en frontera, para sectores específicos, con el fin de atenuar el riesgo de fuga de carbono. De este modo se garantizaría que el precio de las importaciones reflejara con más precisión su contenido de carbono...”* (Comisión Europea, 2019).

La implementación de un Mecanismo de Ajuste en Frontera por Carbono (CBAM⁵⁶) en la UE era, de hecho, una de las posibilidades adelantadas por Ursula von der Leyen cuando era todavía candidata a su primer mandato como presidenta de la Comisión Europea, desarrollando una idea que ya había sido discutida previamente⁵⁷, pero hasta la fecha rechazada por ser considerada demasiado compleja y potencialmente conflictiva en términos de comercio internacional (Darby, 2019). Sin embargo, tras la materialización de un posible CBAM en el PVE, este fue finalmente propuesto como parte del paquete *“Fit for 55”* de 2021, estando fuertemente vinculado a la propuesta de reforma del mercado de derechos de emisión (ETS) de la UE dentro del mismo paquete. De esta manera, el CBAM se idea con el objetivo de reemplazar los mecanismos previstos en la Directiva 2003/87/CE en relación con la fuga de carbono y complementa el funcionamiento del ETS de la UE.

Entre mediados de 2021 y de 2022, la propuesta original fue dando lugar a diferentes borradores con modificaciones a raíz de los planteamientos del Parlamento Europeo y el Consejo Europeo, continuando con el “trílogo” de negociaciones que concluyó a finales de 2022 (Espa et al., 2022). Este “trílogo” dio lugar a la visión sectorial oficial del CBAM (Marcu et al., 2023). Finalmente, el Reglamento 2023/956 de 10 de mayo de 2023 estableció el funcionamiento del CBAM definitivamente, con una implementación gradual dividida en dos

⁵⁶ En el Reglamento (UE) 2023/256, en la versión oficial en castellano, el acrónimo correspondiente es MAFC. En este trabajo se utiliza el derivado del término en inglés (CBAM, *Carbon Border Adjustment Mechanism*), al ser la referencia internacional y el más habitual en la literatura y análisis en varios idiomas.

⁵⁷ Según Ma y Xu (2024), los impuestos al carbono en frontera fueron inicialmente propuestos en 2007 por el entonces presidente de Francia Jacques Chirac, como respuesta a los países que no firmasen el Protocolo de Kioto. Espa et al. (2022) repasan cómo hubo precedentes tentativos de establecer mecanismos similares al CBAM en 2008, 2009 y 2016. Relacionan la falta de éxito en esos momentos de esta figura con los problemas derivados de intentar incluir la aviación internacional en el ETS de la UE.

fases (una transitoria entre 2023 y 2025, y otra definitiva entre 2026 y 2034) que se describen en el capítulo 2 sobre el funcionamiento de este mecanismo. Los sectores inicialmente cubiertos son hierro y acero, cemento, fertilizantes, aluminio, hidrógeno y electricidad.

La implementación del CBAM de la UE ha dado a la comunidad internacional la principal referencia hasta la fecha para el estudio de este tipo de mecanismos. Ma y Xu (2024) indican que el CBAM de la UE es el primero de su clase, aunque existe un precedente de ajuste de carbono en frontera: el del sistema de comercio de emisiones de California, que introdujo en 2013 un mecanismo para prevenir la importación de electricidad desde otros estados de EE. UU. que no hubiesen implementado su propio sistema de comercio de emisiones. No obstante, dado que el mecanismo californiano es aplicable en la jurisdicción del mismo país (EE. UU.), no se considera un sistema equivalente al CBAM de la UE, que afecta al comercio internacional.

Esto quiere decir que la UE es pionera en la implementación efectiva de un CBAM propio, lo que supone una situación con una complejidad y desafíos sin precedentes para una medida que, a la larga, tiene la ambición planetaria de incentivar la descarbonización más allá de las fronteras de la UE. Esto conlleva, sin embargo, la existencia de amplias dudas sobre su funcionamiento efectivo y genera una importante incertidumbre en relación con su diseño y los reajustes que requerirá con el tiempo. Por ello, se espera que el CBAM sea una herramienta en constante evolución, al menos en el corto y medio plazo. Para ello debe tenerse en cuenta que:

- a) Su efectividad será revisada⁵⁸ a lo largo del año 2025 sobre la base de la información obtenida durante la fase transitoria y en colaboración con las principales partes interesadas (entre ellas asociaciones industriales). Entre otras modificaciones, es plausible que para su implantación a partir de 2026 se incluyan en el corto plazo sectores adicionales a los inicialmente cubiertos y productos intermedios y/o finales (*downstream*). En todo caso, cualquier revisión propuesta por la Comisión Europea deberá tomar forma como enmienda al Reglamento 2023/956 y ser aprobada y adoptada por el Parlamento Europeo y el Consejo (Comisión Europea, 2023a,b). De acuerdo con el Informe Draghi, esta expansión debe mantener un balance entre la viabilidad administrativa y el riesgo de fuga de carbono en industrias *downstream*.
- b) Junto con lo anterior, se debe tener en cuenta la ambición de incluir a partir de 2030 todos los sectores cubiertos por el ETS de la UE (i.e., bajo la Directiva 2003/87/CE).
- c) Será relevante la revisión de las cuestiones relacionadas con la situación de los exportadores europeos y su compensación.

El análisis de Fernández Gómez (2024a) ya abordó en qué consiste este mecanismo y cuál es su funcionamiento. Teniendo en cuenta que a finales de 2025 finaliza la fase transitoria del CBAM, que para entonces la Comisión Europea habrá desarrollado una revisión del mecanismo, y que existen amplias dudas sobre el impacto del mismo sobre la industria europea en su conjunto, el presente estudio busca ampliar el análisis previo de Fernández

⁵⁸ Véase Artículo 30 del Reglamento 2023/956.

Gómez (2024a), centrando la atención sobre los sectores inicialmente cubiertos (hierro y acero, cemento, fertilizantes, aluminio, hidrógeno y electricidad).

Para ello, tras la presente introducción y un capítulo que le sigue abordando el funcionamiento del mecanismo, este trabajo se centra en la importancia del CBAM para la competitividad de la industria intensiva en energía en la UE. Se toman como base de partida las consideraciones sobre el CBAM en el informe de Mario Draghi de 2024 *"The future of European competitiveness"* y luego se profundiza en el posicionamiento de las asociaciones industriales que representan a los sectores cubiertos por el CBAM antes referidos, cuyo diagnóstico se complementa con apuntes de la literatura académica⁵⁹ sobre el CBAM. La última parte del trabajo realiza una primera aproximación a la realidad concreta de la industria vasca y su exposición al CBAM, explorando, además, potenciales medidas para facilitar un efecto positivo sobre la competitividad del País Vasco de la implementación de este mecanismo. En la sección final se presentan las principales conclusiones del trabajo realizado.

⁵⁹ No se ha realizado una revisión sistemática de la literatura. En su lugar, se ha prestado atención a revisiones de literatura previamente realizadas por académicos y publicadas en revistas científicas de referencia. De la selección de algunas de estas publicaciones, se han tomado referencias a algunos de los elementos que suscitan más interés por parte de la industria, de acuerdo al análisis llevado a cabo en este trabajo.

2. Funcionamiento del CBAM

En esta sección se describe el funcionamiento del Mecanismo de Ajuste en Frontera por Carbono (*Carbon Border Adjustment Mechanism*, CBAM).

2.1. ¿Qué es el CBAM?

El CBAM es, como su nombre indica, un mecanismo para ajustar los precios de importación a la Unión Europea de determinados bienes y mercancías⁶⁰ si estos precios no incorporan el coste de las emisiones (equivalentes) de CO₂.

El ajuste al precio de importación de cada bien se define en función de su “contenido de carbono” (o emisiones implícitas). En la práctica, este instrumento para ajustar los precios tiene el mismo impacto económico que un “impuesto en frontera”, aunque técnicamente no es ni un impuesto ni una tasa o cargo regulado.

2.2. Objetivos del CBAM

La idea detrás del esquema CBAM es igualar las condiciones en las que compiten, en los mercados de la Unión Europea (UE), los productores domésticos (en la UE) y los productores en terceros países de determinados productos intensivos en emisiones (Figura II-2.1).

La Comisión Europea indica, en su página web, que el CBAM “...es la herramienta de la UE para poner un precio justo al carbono emitido durante la producción de bienes intensivos en carbono que entran en la UE y fomentar una producción industrial más limpia en los países no comunitarios...” (traducción propia) (European Commission, 2025a).

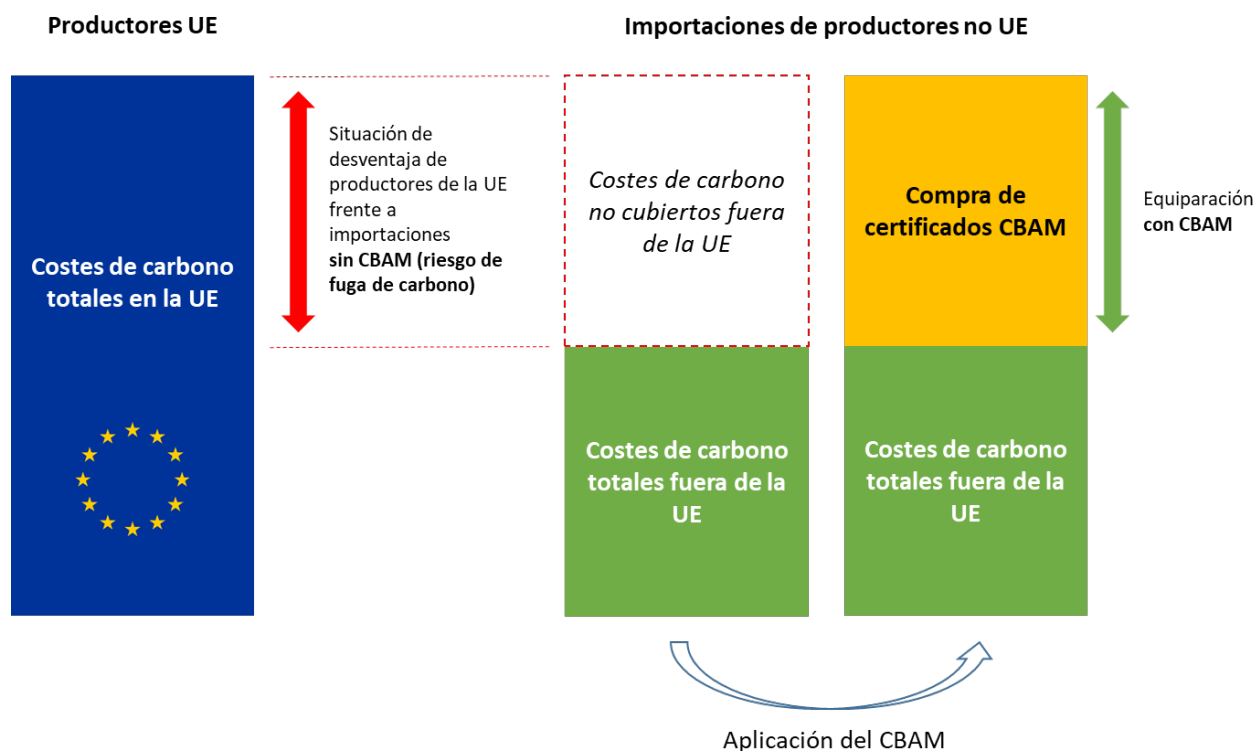
En la mayor parte de las regiones del planeta fuera de la UE no hay normativa medioambiental como la europea (por ejemplo, esquema de comercio de derechos de emisión de CO₂, EU-ETS⁶¹, o Directiva sobre emisiones industriales) que genere incentivos para que las empresas industriales reduzcan sus emisiones de gases de efecto invernadero.

Esta normativa implica que las empresas europeas deben internalizar en el coste de producción el coste de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). La asimetría resultante de costes de producción entre las empresas europeas y las empresas en terceros países genera el riesgo de fuga de carbono.

⁶⁰ Entre estos bienes y mercancías se incluyen algunas materias primas y algunos productos manufacturados sencillos, como barras, perfiles, chapas, tubos, etc.

⁶¹ European Union Emissions Trading System. Ver https://climate.ec.europa.eu/eu-action/carbon-markets/eu-emissions-trading-system-eu-ets_en.

Figura II-2.1 Concepto básico del CBAM



Nota: los costes totales de carbono en la UE incluyen los derechos de emisión cubiertos por la asignación gratuita y los que no lo están. Los costes fuera de la UE son hipotéticos, si los hubiese en cada lugar de origen y si fuesen demostrables. A menores costes de carbono en origen, mayor sería la situación de desventaja de los productores de la UE.

Fuente: elaboración propia.

2.3. Marco normativo

El CBAM se incluyó en el paquete “Fit for 55” como una herramienta más que contribuirá al cumplimiento de los objetivos de descarbonización de la UE en el horizonte 2030 (alcanzar una reducción de emisiones de GEI del 55% respecto de 1990) y a largo plazo (cero emisiones netas en 2050) (European Commission, 2023b).

El marco normativo que regula el CBAM consta de tres normas principales:

- Reglamento (UE) 2023/956 del Parlamento Europeo y del Consejo de 10 de mayo de 2023 por el que se establece un Mecanismo de Ajuste en Frontera por Carbono (Comisión Europea, 2023b);
- Reglamento de Ejecución (UE) 2023/1773 de la Comisión de 17 de agosto de 2023 por el que se establecen las normas de desarrollo del Reglamento (UE) 2023/956 del Parlamento Europeo y del Consejo en lo que respecta a las obligaciones de presentación de informes a efectos del Mecanismo de Ajuste en Frontera por Carbono durante el período transitorio (Comisión Europea, 2023d);

- Reglamento de Ejecución (UE) 2024/3210 de la Comisión de 18 de diciembre de 2024 por el que se establecen normas de desarrollo del Reglamento (UE) 2023/956 del Parlamento Europeo y del Consejo en lo relativo al registro MAFC (Comisión Europea, 2024a).

En febrero de 2025, tras muchos meses de debate sobre la necesidad de actualizar el marco legislativo y normativo que regula el proceso de descarbonización de la industria europea para proteger la competitividad de las empresas industriales y evitar la fuga de carbono en un contexto de fuerte competencia global y de políticas tecnológicas, industriales y comerciales muy agresivas por parte de China y EE. UU., se aprobó un amplio paquete de propuestas y normas (el “paquete ómnibus”) que incluye una propuesta de Reglamento con potenciales simplificaciones del funcionamiento del CBAM (European Commission, 2025b) (véase el apartado 2.4.2).

Debido a la complejidad de la norma, la Comisión Europea ha publicado, a lo largo de 2025, una serie de recomendaciones, incluidas directrices para los Estados miembros de la UE en relación con la Directiva revisada, con el fin de ayudar a los países a transponer sus diferentes elementos a la legislación nacional, y notas orientativas sobre distintas cuestiones, incluyendo: (a) la calefacción y refrigeración; (b) la integración del sistema energético; (c) los RFNBOs; (d) formas para un despliegue acelerado de nuevos tipos de energías renovables (p. ej., energías marinas, eólica flotante, energía agrisolar y fotovoltaica integrada en vehículos...); (e) procedimientos más rápidos para el despliegue de redes y almacenamiento; (f) tarifas de acceso a las redes eléctricas apropiadas para la evolución esperada del sistema energético (i.e., “*future proof*” o “*fit for purpose*”) y que faciliten la reducción de los costes del sistema (European Commission, 2025m,n).

2.4. Funcionamiento del CBAM⁶²

2.4.1. Reglamento (UE) 2023/956

2.4.1.1. Esquema básico de funcionamiento

El esquema CBAM se aplica a un conjunto de bienes y mercancías predeterminado y definido en el Anexo I del Reglamento (UE) 2023/956 y que incluye distintos productos relacionados con: (a) el cemento; (b) electricidad; (c) abonos; (d) fundición, hierro y acero; (e) aluminio; (f) sustancias químicas (hidrógeno).

Los importadores (“declarantes autorizados”, en el ámbito de la norma) de los bienes y mercancías sujetos al CBAM deberán calcular las emisiones implícitas en estos productos de acuerdo con la metodología descrita en el Anexo II del Reglamento (UE) 2023/956. Las emisiones implícitas son la suma de las emisiones directas (en los procesos de producción), las emisiones indirectas (por la electricidad empleada en su producción) y las emisiones implícitas

⁶² Esta sección se basa en Fernández Gómez (2024a).

en los insumos precursores utilizados (definidos en el Anexo II del Reglamento de Ejecución (UE) 2023/1773).

Una vez calculadas las emisiones implícitas, los importadores deberán comprar certificados CBAM por un valor igual al producto de aquellas por el precio estimado de los derechos de emisión de CO₂ que los productores europeos de dichos bienes y mercancías soportaron la semana anterior⁶³. Si los importadores pueden demostrar que pagaron un precio por el CO₂ durante la producción de los bienes o mercancías que quieren importar a la UE, este se deducirá de la obligación de compra de certificados CBAM.

La Comisión Europea evaluará el esquema de funcionamiento del CBAM antes del 31 de diciembre de 2025, presentando al Parlamento Europeo y al Consejo un informe en el que analizará una posible extensión del ámbito de aplicación del CBAM a otros bienes y mercancías, los criterios de identificación de mercancías sujetas al CBAM, los requisitos técnicos para calcular las emisiones implícitas, el estado del debate internacional sobre la acción por el clima, el sistema de gobernanza y los costes administrativos, el impacto del CBAM sobre países en desarrollo y el método de cálculo de las emisiones indirectas⁶⁴.

2.4.1.2. Fase transitoria hasta el 31 de diciembre de 2025

En una primera fase transitoria, los importadores solo tienen obligaciones de envío de información al Registro CBAM correspondiente y no están obligados a comprar certificados CBAM. En caso de incumplimiento de las obligaciones de envío de información, se aplican penalizaciones económicas.

Entre el 1 de octubre de 2023 y el 31 de diciembre de 2025, el Reglamento CBAM se aplicará únicamente a las importaciones en los sectores de hierro y acero, cemento, fertilizantes, aluminio, hidrógeno y electricidad, sujetos a un riesgo elevado de fuga de carbono.

Durante este periodo transitorio, los importadores europeos deberán entregar informes trimestrales con estimaciones de las emisiones (directas e indirectas⁶⁵) incluidas implícitamente en los bienes o mercancías que importan, utilizando (desde el 1 de enero de 2024) la metodología de cálculo desarrollada por la UE, incluyendo los valores de referencia fijados por

⁶³ En concreto, el precio se calcula como el promedio semanal de los precios de subasta de derechos de emisión en el esquema europeo de comercio de derechos de emisión (EU-ETS). Ver https://taxation-customs.ec.europa.eu/carbon-border-adjustment-mechanism_en.

⁶⁴ En agosto de 2025, la Comisión Europea lanzó una consulta pública sobre la metodología de cálculo de las emisiones de GEI implícitas en los bienes y mercancías, las reglas de ajuste de los certificados CBAM para reflejar la asignación gratuita de derechos de emisión en el marco del EU-ETS y las deducciones en el precio del CO₂ por los precios del carbono pagados en terceros países (European Commission, 2025i).

⁶⁵ En el caso de la electricidad importada de fuera de UE, deben reportarse solo las emisiones directas, que se calculan basándose en valores de referencia (en función del mix de generación de electricidad), principalmente.

la UE (European Commission, 2023a). Los importadores deberán informar también sobre el “precio del CO₂ efectivo” en terceros países⁶⁶, a efectos de la aplicación del CBAM.

Los importadores deberán darse de alta en el Registro del CBAM, a través de la autoridad nacional competente de cada Estado miembro (en el caso de España, el MITERD) para enviar los informes trimestrales.

2.4.1.3. Fase definitiva a partir del 1 de enero de 2026

En la fase definitiva de implementación del CBAM, a partir del 1 de enero de 2026, todos los bienes y mercancías sujetos al esquema CBAM⁶⁷ se importarán a través de declarantes autorizados y registrados⁶⁸ en el sistema CBAM por los Estados miembro de la UE y los importadores están obligados a entregar “certificados CBAM”⁶⁹.

Los importadores deberán declarar, antes del 31 de mayo de cada año, la cantidad de bienes y mercancías sujetas al CBAM importadas durante el año anterior. Los importadores deberán comprar certificados CBAM que cubran el volumen de emisiones implícitas⁷⁰ de CO₂ declaradas al precio de los derechos de emisión de CO₂ (intercambiados dentro del mecanismo EU-ETS) que los productores europeos soportaron la semana anterior, deduciendo el “precio del CO₂ efectivo” pagado en los países de origen, para evitar la doble imposición de las emisiones implícitas.

Un aspecto muy relevante de la norma es que la obligación de entregar certificados CBAM aumentará de forma gradual en 2026-2034, en línea con la reducción gradual prevista de la asignación gratuita de derechos de emisión de CO₂ dentro del esquema de comercio de derechos de emisión (Tabla II-2.1 y Figura II-2.2).

Así, durante el periodo 2026-2034 el CBAM solo afectará, directamente, a una proporción de las emisiones similar a aquella que no está cubierta por la asignación gratuita de derechos de emisión de CO₂, para cumplir con las normas de la Organización Mundial del Comercio.

⁶⁶ Es decir, el pago realizado por las emisiones de CO₂ en la producción de los bienes importados, a través de impuestos, tasas, cargos, o el precio de un sistema de comercio de derechos de emisión de CO₂.

⁶⁷ A partir de 2026, tras la revisión del funcionamiento del CBAM prevista, podría incrementarse el número de bienes y materiales afectados por el mecanismo (e.g., para incluir productos del sector químico o plásticos y polímeros y otros productos).

⁶⁸ En concreto, los declarantes son los importadores o los representantes aduaneros indirectos sujetos al esquema CBAM. Ver <https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/cbam/actores-cbam.html>.

⁶⁹ Los certificados CBAM son documentos que certifican las emisiones implícitas en los bienes y mercancías importados. Ver <https://sede.agenciatributaria.gob.es/Sede/aduanas/prohibiciones-restricciones-operaciones-comercio-exterior-carbono/mecanismo-ajuste-frontera-carbono/funcionamiento-cbam.html>.

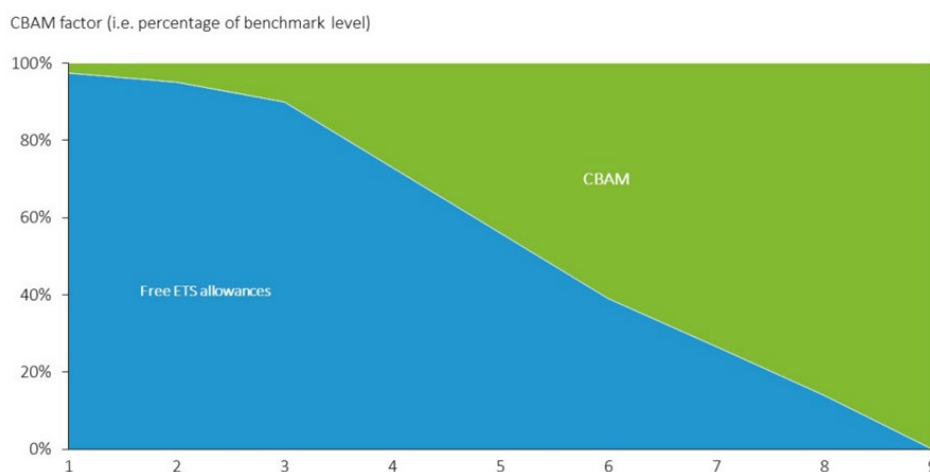
⁷⁰ Las emisiones implícitas se calculan de acuerdo con una metodología, basada, en principio, en la aplicación de valores estándares de emisiones para cada los distintos bienes y materiales sujetos a la norma. Esta metodología se detallará en Actos de Ejecución y Actos Delegados, en consulta pública en el momento de elaborar este documento (ver https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/14828-Carbon-border-adjustment-mechanism-CBAM-methodology-for-the-definitive-period-starting-on-1-january-2026_en).

Tabla II-2.1 Implementación progresiva del CBAM y reducción gradual de la asignación gratuita de derechos de emisión de CO₂

Año	% aplicación de los cargos (*) en el esquema CBAM	% asignación gratuita de derechos de emisión de CO ₂
2026	2,5%	97,5%
2027	5,0%	95,0%
2028	10,0%	90,0%
2029	22,5%	77,5%
2030	48,5%	51,5%
2031	61,0%	39,0%
2032	73,5%	26,5%
2033	86,0%	14,0%
2034	100%	0%

Nota (): Estos cargos son los costes asociados a las emisiones que deben ser cubiertos con certificados CBAM.
Fuente: European Parliament (2022).*

Figura II-2.2 Representación gráfica de la implementación progresiva del CBAM y la reducción paralela de la asignación gratuita de derechos de emisión de CO₂



Fuente: Draghi (2024).

2.4.2. Reglamento (UE) 2025/2083

A finales de febrero de 2025, la Comisión Europea hizo público el “paquete ómnibus” (European Commission, 2025b), un amplio conjunto de normas y propuestas sobre cuestiones variadas (obligaciones de información regulatoria y *due diligence*, etc.) entre los que se incluía una propuesta de Reglamento para simplificar y fortalecer el esquema CBAM (European Commission, 2025c).

El Reglamento⁷¹, aprobado en octubre de 2025 (European Commission, 2025l), contiene dos grandes bloques de medidas de simplificación del mecanismo CBAM⁷²:

1. Se establece una exención *de minimis*, por la que los importadores de bienes y mercancías sujetas al CBAM por un volumen de menos de 50 toneladas (pymes, principalmente) están exentos del cumplimiento de las obligaciones del CBAM.
2. Para el resto de importaciones, se simplifican y agilizan los procesos y, en particular: (a) los procedimientos de autorización de declarantes; (b) los procesos de recogida de datos de productores en terceros países; (c) el cálculo de las emisiones implícitas en determinados bienes y mercancías; (d) las reglas de verificación de las emisiones; (e) el cálculo de las obligaciones financieras de los declarantes; y (f) los procesos de declaración de los costes por CO₂ incurridos por los declarantes en terceros países.

La simplificación del CBAM, junto con la revisión del mecanismo en la segunda mitad de 2025 y una propuesta de actualización de la normativa en el primer trimestre de 2026, es una medida más dentro del Clean Industrial Deal publicado por la Comisión Europea el 26 de febrero de 2025 (European Commission, 2025d).

Por otro lado, en marzo de 2025, la Comisión Europea publicó el “Plan de Acción de la Comisión para garantizar una industria siderúrgica y metalúrgica competitiva y descarbonizada”, que incluye el CBAM como una de las piedras angulares en la defensa de la industria europea (Comisión Europea, 2025c).

La metodología de cálculo de emisiones implícitas del CBAM que recojan los futuros Actos Delegados y de Implementación servirá, además, como punto de partida para el desarrollo de la Ley sobre un Acelerador de la Descarbonización Industrial (*Industrial Decarbonisation Accelerator Act*), prevista antes de finalizar el año 2025, que definirá las bases de un esquema voluntario de etiquetado de los productos industriales en función de su intensidad de carbono.

⁷¹ Reglamento (UE) 2025/2083 del Parlamento Europeo y del Consejo de 8 de octubre de 2025 por el que se modifica el Reglamento (UE) 2023/956 en lo que respecta a la simplificación y el refuerzo del Mecanismo de Ajuste en Frontera por Carbono.

⁷² En junio de 2025, la Comisión Europea anunció un acuerdo político para simplificar y reforzar el CBAM, pendiente de adopción formal por parte del Parlamento Europeo y el Consejo en el momento de elaborar este informe (European Commission, 2025g).

3. Impacto sobre la competitividad industrial

Tal como se ha descrito previamente, la clave que motiva el CBAM es la prevención de la fuga de carbono. De acuerdo con Böhringer et al. (2022), la “fuga de carbono” es una forma de definir los efectos secundarios (*spillover effects*) provocados en los mercados internacionales debido a precios unilaterales a las emisiones de carbono y que derivan, de una u otra manera, en un aumento de las emisiones en otros países o a nivel global.

Ante esto, Fournier et al. (2024) consideran que un CBAM es (“teóricamente”) una política eficiente para reducir la fuga de carbono en el comercio internacional. Sin embargo, su implementación es un desafío para cualquier país u organización supranacional, debido a posibles conflictos en el encaje en la normativa internacional y, en gran parte, debido a la indisponibilidad de información, ya que las bases de datos existentes generalmente presentan baja calidad e inconsistencia, excluyen muchos países y su contenido está demasiado agregado. Esto hace que la implementación de un CBAM pueda tener un efecto más limitado que el pretendido desde la teoría. En su análisis de la literatura encuentran que existen múltiples opciones de diseño y el proceso de encontrar el modelo adecuado de CBAM es complejo. Sin embargo, los análisis existentes apuntan a cierto pesimismo a la hora de encontrar un modelo CBAM que supere las barreras de implementación y cumpla con la efectividad “teórica” en reducir fugas de carbono que se espera de este tipo de herramientas.

Por ello, es importante entender cuáles con las mejores estrategias para prevenir la fuga de carbono. Böhringer et al. (2022), Zhong y Pei (2023) o Fournier et al. (2024) describen los diferentes “canales” o vías a través de los cuales se puede producir este fenómeno. Cabe destacar dos vías principales:

- Canal de competitividad.
- Canal del mercado de combustibles fósiles. También llamado, en términos más generales, canal del mercado de energía o de demanda.

Otros factores adicionales que se han analizado la literatura en relación con el riesgo de fuga de carbono y la aplicación de mecanismos como el CBAM como medida de mitigación incluyen los *spillovers* de tecnología internacionales, el *free-riding* (u oportunismo en políticas medioambientales⁷³) y la reasignación de flujos de capital o renta (*capital and income reallocation*).

Zhong y Pei (2022) subrayan que el CBAM es una herramienta para la prevención de la fuga de carbono por el canal de competitividad específicamente y lo separa de las estrategias para abordar otros canales. Por tanto, la efectividad de esta herramienta depende en gran medida en su capacidad para mantener la competitividad de la industria que busca proteger. Aclaran, no obstante, que competitividad y reducción de la fuga de carbono no tienen por qué ir necesariamente de la mano. El objetivo medioambiental del CBAM quedaría incumplido o

⁷³ Esta expresión se refiere, en este contexto, al hecho de que algunos países pueden no implementar políticas medioambientales estrictas contando con que algunos de sus objetivos medioambientales (p. ej., en materia de emisiones de gases de efecto invernadero y cambio climático) se podrían alcanzar gracias al esfuerzo de otros países, que asumen los costes de implementar políticas más estrictas.

limitado en escenarios hipotéticos en los que la industria doméstica mantiene su competitividad, pero terceros países aumentan sus emisiones (e.g. reorientando sus exportaciones a mercados no regulados y aumentando su producción sin mejoras en sus procesos industriales). Esta posibilidad dependerá de la facilidad de los países exportadores para encontrar mercados alternativos a aquellos que implementan un CBAM y del alcance de esta reorganización comercial.

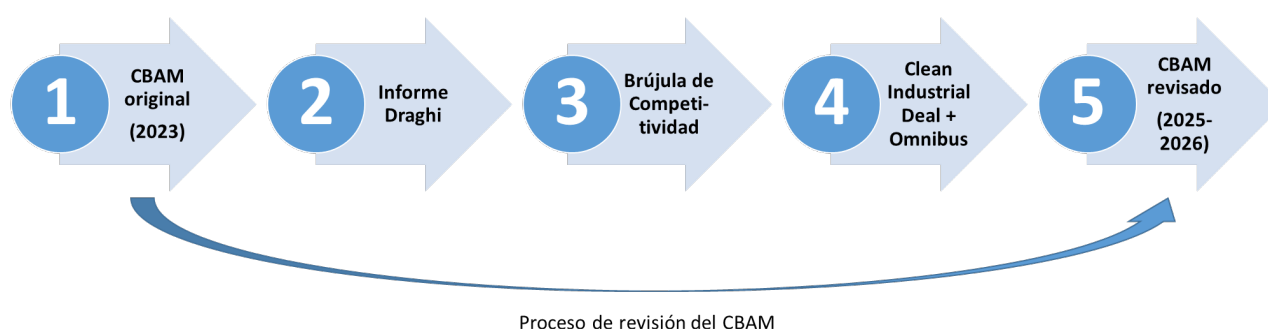
Los mismos autores puntualizan que la idea de proteger la competitividad de una economía desarrollada mediante un CBAM en su frontera puede ser “controvertida”, al menos desde el punto de vista de países en vías de desarrollo, debido a la contribución histórica a la concentración de gases de efecto invernadero de los países industrializados. De manera similar, señalan que en la literatura legal se cuestiona que un CBAM puede tener por objetivo la protección de la competitividad *per se*, desde el punto de vista de la igualdad de condiciones en el comercio internacional (e.g., cumplimiento con la WTO). Por tanto, el énfasis debería estar en las razones medioambientales.

En cualquier caso, y teniendo en cuenta que los objetivos medioambientales son un elemento fundamental de los objetivos del CBAM, la literatura vincula el concepto de CBAM estrechamente a reducir la fuga de carbono por el “canal” de competitividad. Por esta razón, este capítulo parte de la visión de competitividad industrial impulsada por la Comisión Europea en un momento clave para la revisión del CBAM antes de la implementación de su periodo definitivo.

3.1. Situación general de la competitividad de la industria intensiva en energía de la UE

A comienzos de 2025, la Comisión Europea presentó su “Brújula de Competitividad”, que proporciona el marco estratégico para el trabajo durante el periodo 2024-2029 y que busca marcar el camino para que la UE se convierta en el lugar en el que se inventen, fabriquen y comercialicen productos limpios, tecnologías del futuro y servicios, al tiempo que se erige en el primer continente que logra la neutralidad climática (Comisión Europea, 2025d). La Brújula de Competitividad precedió al *Clean Industry Deal* (CID) de la Comisión von der Leyen, el cual establece el calendario de revisión del CBAM. Según este, es esperable que el proceso de revisión del CBAM durante el año 2025 culmine con un nuevo modelo publicado a comienzos de 2026 (una vez iniciada la fase definitiva del mecanismo). En paralelo al CID, el “paquete omnibus” busca simplificar los procedimientos del CBAM y otras medidas de sostenibilidad de la UE, como paso previo a desarrollar la revisión prevista en el CID.

Figura II-3.1 Principales elementos de la política de la UE que han influido en el proceso de revisión del CBAM entre finales de 2024 y principios de 2025



Fuente: elaboración propia sobre la base de EUROFER (2022a).

La iniciativa de la Brújula de Competitividad tiene sus raíces en el informe *"The future of European competitiveness"* (Informe Draghi, 2024), encargado por la Comisión Europea a Mario Draghi y presentado en septiembre de 2024. El informe constituye una base fundamental para entender la orientación del CID y el paquete Ómnibus, los cuales buscan dar respuesta a muchas de las cuestiones planteadas por Draghi y su equipo. Este informe, que dedica un capítulo a la industria intensiva en energía⁷⁴, señala el CBAM como una medida cuyo éxito es clave para una descarbonización competitiva en Europa. Añade, sin embargo, que esta y otras medidas paralelas bajo el paraguas del PVE pueden no ser suficientes para asegurar la competitividad de la industria intensiva en energía.

De acuerdo con el análisis de Draghi, existe una amplia incertidumbre sobre el éxito del CBAM antes de su implementación efectiva en 2026, debido a tres motivos principales: 1) diseño complejo; 2) implementación potencialmente fragmentada, al depender de cómo integra el CBAM cada uno de los Estados miembro de la UE; y 3) requiere una cooperación internacional firme (a lo que cabe añadir un entorno geopolítico volátil). Dadas estas características generales (e inciertas) del CBAM, el informe indica la siguiente problemática a prevenir y evaluar en el tiempo:

1. Complejidad sin precedentes que dificulte la implementación uniforme y consistente del CBAM

- El mecanismo representa la evolución desde un sistema enfocado en las emisiones por instalación industrial (bajo el ETS) a un sistema que aborda las emisiones por producto.

⁷⁴ Parte B.

- El CBAM será aún más complejo según se amplíe su alcance a otros sectores o productos (por ejemplo, finales), requiriendo la identificación de emisiones directas e indirectas a lo largo de las cadenas de valor.
- Disponibilidad muy limitada de datos y dificultades de cálculo para determinados productos complejos.

2. Facilidades de “circunvalar” o eludir el mecanismo en diferentes niveles de la cadena valor

- Aguas arriba de las cadenas de valor (*upstream*):
 - Una posibilidad es que los productores en terceros países destinen a la UE los productos básicos bajos en emisiones, mientras que podrían vender productos básicos intensivos en emisiones en mercados domésticos o en otros países con menores restricciones.
 - El material secundario (e.g., chatarra para reciclaje) está exento en el CBAM. Esto podría incentivar a los productores a exportar los productos básicos en forma de material secundario para reciclaje, en lugar de como material primario (esto es especialmente relevante en el caso del aluminio, cuyos costes de reciclaje son bajos). Un efecto adicional de esto podría ser un frenazo en el avance de la circularidad doméstica de materiales, si algunas materias primas importadas y no recicladas que no estén cubiertas por el CBAM son más competitivas en costes que el material doméstico reciclado⁷⁵.
- Doble efecto aguas abajo de las cadenas de valor (*downstream*):
 - Por un lado, la exención inicial a los productos finales puede incentivar que las importaciones se reorienten a estos, en lugar de a productos básicos, para evitar incrementos de costes por la aplicación del CBAM.
 - Por otro lado, esto puede a su vez agravarse si se tiene en cuenta que la aplicación del CBAM sobre los productos básicos importados puede incrementar los costes de los productos finales domésticos, incluso en sectores no cubiertos directamente por el CBAM. El Informe Draghi pone como ejemplo la fabricación de productos de caucho y plásticos⁷⁶, que pueden experimentar un impacto indirecto del CBAM relevante debido al potencial incremento de los precios de los insumos provenientes de la industria química (un 19 % en 2018) y los costes de la energía (i.e., costes de electricidad o hidrógeno importados).

⁷⁵ Véase la medida 9 de mejora de la circularidad de materias primas para la industria intensiva en energía (pág. 113).

⁷⁶ Parte B, pág. 102.

- En conjunto, este doble efecto puede traducirse en una desventaja ampliada⁷⁷ en costes para las industrias *downstream* europeas, frente a las importaciones de productos finales. En la práctica, esto puede llevar a que las compañías multinacionales deslocalicen la producción *downstream*, siendo las compañías menos internacionalizadas las que (“exclusivamente”) pierdan competitividad (especialmente a partir de 2030) y, de esta forma, generando en la práctica fuga de carbono.
- La monitorización y verificación serán difíciles sin una cooperación estrecha entre las partes.

3. Situación asimétrica de exportadores frente a importadores

- Mientras que el CBAM busca igualar las condiciones en el lado de la importación, el lado de la exportación la situación resulta desigual. Las empresas europeas exportadoras acusarán desventajas en costes si los certificados ETS no se reembolsan, lo que no es probable, ya que supondría apoyar exportaciones intensivas en energía (contradiciendo así el objetivo fundamental de incentivar la descarbonización de la producción dentro y fuera de la UE).
- En este sentido, la escala es importante para mejorar la eficiencia de la producción, suponiendo una ventaja competitiva de la que difícilmente podrán beneficiarse los exportadores con un mercado europeo limitado.

Ante esta situación, el CBAM centra la atención de una de las once propuestas del informe Draghi para mejorar la competitividad de la industria intensiva en energía. En esta propuesta *ad hoc* se recomienda un seguimiento exhaustivo del funcionamiento del CBAM durante su fase transitoria (tal como el Reglamento del CBAM ya preveía), teniendo en cuenta las dudas existentes y la falta de experiencia previa, atendiendo a los efectos tanto intencionados como involuntarios y haciendo mejoras o ajustes en las áreas donde sea posible. Cabe destacar la sugerencia de posponer la reducción de la asignación gratuita de derechos de emisión del ETS si se concluye que la implementación del mecanismo resulta inefectiva. Además, subraya la necesidad “crucial” de simplificar el sistema de presentación de informes (*reporting*) debido a la compleja y pesada carga burocrática o administrativa que puede suponer el cálculo de la huella de carbono por producto. Esto último va alineado con uno de los principales pilares de la Brújula de Competitividad de la UE.

En relación con lo anterior, el informe recoge la siguiente serie de recomendaciones para reducir la carga burocrática, mejorar la efectividad y lograr un equilibrio entre la capacidad del mecanismo de llegar al nivel de producto (y evitar la fuga de carbono aguas debajo de la cadena de valor) y la viabilidad administrativa para la recopilación de la información necesaria.

⁷⁷ El Informe Draghi señala que este efecto puede resultar más acusado las empresas con insumos domésticos de la UE. Para ello cita el estudio de Böning et al. (2023), quienes consideran que, en una situación de ampliación del ETS y un diseño limitado del CBAM, existen ventajas competitivas para las empresas con insumos más intensivos en energía provenientes de fuera de la UE, frente a las que tienen insumos domésticos de la UE. Véase pg. 37 de dicho estudio.

1. Unificación normativa y metodológica europea e internacional

- Desarrollar una metodología efectiva y uniforme en toda la UE para determinar las emisiones de carbono implícitas.
- El uso de promedios de huella de carbono de productos específicos a nivel nacional para la exportación, con el objetivo de simplificar la disponibilidad de datos e información, puede provocar la reorientación de los flujos comerciales en beneficio de los productores multinacionales y de mayor tamaño, que podrían adaptarse para evadir los tipos más altos. Puede también constituir un desafío legal debido a la variación de emisiones entre las instalaciones emisoras.
- Impulsar estándares comunes en foros internacionales (e.g., OCDE) para la medición, monitorización y presentación de informes en relación con las emisiones de carbono implícitas en bienes y materiales.

2. Proveer soluciones tecnológicas adecuadas para mejorar la presentación de informes y simplificar los procesos administrativos

- Mejorar las infraestructuras digitales y apoyar el desarrollo de soluciones de software seguras e integradas para determinar la huella de carbono de bienes a lo largo de las cadenas de valor, de acuerdo con la metodología acordada.
- Asegurar que las tecnologías desarrolladas ayudan a que se den las condiciones adecuadas que permitan a las empresas aportar su información de manera segura.
- Aplicación de estas soluciones tecnológicas para facilitar los procesos de monitorización, presentación de informes y verificación para los importadores y productores de terceros países.
- En general, la tecnología puede permitir ligar las herramientas de presentación de informes a los sistemas ya existentes de gestión empresarial y de cadenas de suministro, ayudando a evitar la duplicación de esfuerzos.
- El uso de estas tecnologías puede ser especialmente útil para pequeñas y medianas empresas⁷⁸.

3. Abordar los vacíos legales en la contabilidad de la huella de carbono

- Por ejemplo, la exención en el CBAM al material reciclado derivada de asumir por defecto que conllevan cero emisiones puede dar lugar a distorsiones en la medida en que existan emisiones asociadas a los procesos de reciclaje.

4. Revisar el tratamiento de las exportaciones

- El CBAM aporta una igualdad de condiciones en el mercado doméstico, pero no hay compensación para el incremento de costes en el ETS en el lado de la exportación. Sin embargo, la compensación a las industrias exportadoras por el

⁷⁸ Este punto se sugiere de manera indirecta en relación con el CBAM, dentro de la medida 4 de desarrollo de soluciones financieras, ligado a finanzas sostenibles y la taxonomía de la UE (pg. 107).

aumento de costes en el ETS (particularmente en las exportaciones a países con una mayor huella de carbono en sus productos) deberá ser evaluada de acuerdo con las normas de comercio internacional, incluyendo la posibilidad de que los importadores reaccionen con la imposición de tarifas de compensación.

Además, el CBAM guarda relación con otras medidas planteadas en el Informe Draghi. Por ejemplo, posiblemente reservando ingresos de la imposición sobre las importaciones para financiar la descarbonización de la industria intensiva en energía (preferentemente, en términos de CAPEX y OPEX), especialmente en los ámbitos en los que se considere que una completa electrificación no es posible⁷⁹. También, como parte de la mejora de la transparencia para los consumidores, el informe plantea armonizar la definición de huella de carbono dentro del mercado único, algo para lo que marcos como el del CBAM o la taxonomía de la UE pueden ayudar⁸⁰.

Asimismo, es importante tener en cuenta la posible importación de material primario exento en el CBAM y que pueda desplazar la producción y aprovechamiento de material secundario doméstico⁸¹, tal como se ha mencionado antes sobre la problemática del mecanismo. En relación con acuerdos comerciales globales⁸², el CBAM puede incentivar o beneficiar alianzas internacionales para la descarbonización en grupos de países (e.g., el G7 Climate Club) o acuerdos para sectores concretos (e.g., el Acuerdo Global sobre Acero y Aluminio Sostenibles⁸³ entre la UE y Estados Unidos).

Junto con el Informe Draghi, cabe señalar que el informe *“Much more than a market”*, encargado por la Comisión Europea a Enrico Letta y presentado en abril de 2024 (Informe Letta, 2024), antes de la publicación del análisis de Draghi, también se hacía eco de algunos de los mensajes sobre el CBAM que aparecen en el Informe Draghi, aunque esta cuestión tiene menor presencia en el informe de Letta.

En concreto, el informe de Letta indica la importancia de evaluar cuidadosamente el periodo transitorio y aprender del mismo para desarrollar las siguientes etapas del CBAM, para evitar efectos involuntarios de pérdida de competitividad de la industria europea⁸⁴, especialmente en sectores complejos. Destaca, como ejemplo, la inclusión del transporte marítimo en el ETS y su posible cobertura por el CBAM, que podría tener efectos indeseados, como un cambio modal hacia el transporte por carretera o una reorientación a puertos fuera de la UE con menores restricciones medioambientales⁸⁵.

⁷⁹ Medida 5 sobre el refuerzo de la financiación de la descarbonización de la industria intensiva en energía (pg. 108).

⁸⁰ Medida 8 sobre la promoción de la transparencia para estimular la demanda de productos verdes (pg. 111).

⁸¹ Medida 9 sobre circularidad de materias primas (pg. 113).

⁸² Medida 10 sobre el diseño de acuerdos internacionales de comercio (pg. 113).

⁸³ Véase el posicionamiento de EUROFER (sección 4.1 en la Parte II de este informe).

⁸⁴ Pgs. 68 y 69.

⁸⁵ Pg. 87.

3.2. Posicionamiento sectorial europeo

La primera fase del CBAM se aplica a las importaciones de los sectores de hierro y acero, cemento, fertilizantes, aluminio, hidrógeno y electricidad. Por esta razón, en esta sección se presta atención a la visión de la industria europea, a través de la revisión de la posición de las principales asociaciones que representan a los sectores en la UE afectados por el CBAM. E

El Informe Draghi señala la importancia de estas asociaciones sectoriales europeas en el diálogo de la Comisión Europea con la industria para preparar la revisión del CBAM antes de la finalización del periodo transitorio, y así asegurar una evaluación diferenciada del impacto en cada sector.

El posicionamiento de las asociaciones analizadas contiene habitualmente mensajes sobre la situación general del CBAM para la industria en su conjunto, independientemente de las particularidades de cada sector. Muchos de estos mensajes coinciden con algunos de los principales puntos antes señalados por el Informe Draghi⁸⁶.

El análisis del posicionamiento de la industria europea frente al CBAM permite identificar las principales inquietudes sobre cuestiones transversales que afectan a la industria europea en conjunto. El análisis permite también identificar algunas cuestiones particulares de relevancia para sectores concretos. La Tabla II-3.1 recoge las asociaciones que representan a cada sector en el ámbito continental y cuyos posicionamientos respecto del CBAM se han analizado.

Tabla II-3.1 Principales asociaciones europeas que representan a los sectores inicialmente cubiertos por el CBAM

Sector	Principal asociación europea
Hierro y acero	Eurofer Otros: Eurometal (Intermediary Steel); AIST (International)
Cemento	CEMBUREAU Concrete Europe ⁸⁷
Fertilizantes	Fertilizers Europe
Aluminio	European Aluminium Eurometaux
Hidrógeno	Hydrogen Europe
Electricidad	Eurelectric

Fuente: elaboración propia.

⁸⁶ El Informe Draghi (parte A) recoge, entre las asociaciones sectoriales, comerciales y empresariales que han aportado al informe, la participación de cuatro de las asociaciones cuyo posicionamiento se ha analizado en este trabajo: EUROFER, EUROMETAUX, European Aluminium y Hydrogen Europe.

⁸⁷ Iniciativa paraguas lanzada en 2023 por CEMBUREAU y otras asociaciones europeas representando la cadena de valor del cemento. Ver Concrete Europe (2023).

Se han revisado las principales fuentes de información pública (e.g., *position papers*, notas de prensa, etc.)⁸⁸ de estas organizaciones para resumir la visión en cada sector. Dado que el diseño del CBAM ha seguido un procedimiento legislativo con propuestas que se han ido negociando y definiendo (véase la introducción de este trabajo), el posicionamiento sectorial ha ido evolucionando en paralelo. Por esta razón, se presta atención en particular al posicionamiento comunicado desde 2023, año de inicio de funcionamiento del mecanismo (fase transitoria), hasta la publicación a finales de febrero de 2025 del Clean Industrial Deal (en el que se define el proceso de revisión del CBAM) y del paquete Ómnibus.

Según se expanda el alcance del CBAM al resto de sectores cubiertos por el esquema de comercio de emisiones de la UE, será importante prestar atención a otras asociaciones europeas que representan otros sectores y actividades industriales. Entre ellas, cabe señalar FuelsEurope⁸⁹ (refino y producción de combustibles), Cepi (papel), Cerame-Unie (cerámica), EuLA (cal), Euro Alliages (ferroaleaciones y silicio), EXCA (arcilla expandida), Glass Alliance Europe (cristal), IFIEC (consumidores industriales de energía) o Alliance of Energy Intensive Industries (AEII).

De hecho, a modo de panorámica general del posicionamiento de las industrias europeas, cabe señalar que varias de estas organizaciones se han ido pronunciado de manera conjunta en relación con el CBAM, a lo largo del proceso legislativo para darle su forma actual (tal como se ha descrito en la introducción). Por ejemplo, tras la primera propuesta del CBAM con el Paquete “Fit for 55”, la industria intensiva en energía (incluyendo los sectores CBAM y otros) emitió un posicionamiento conjunto⁹⁰ en noviembre de 2021 con cuatro elementos principales:

1. Coexistencia del CBAM con el sistema de asignación gratuita de derechos de emisión.
2. Impermeabilidad del CBAM y garantía de igualdad de condiciones entre proveedores de la UE y externos.
3. Incluir una solución para las exportaciones de la UE.
4. Implementación gradual y en cooperación con los sectores intensivos en energía.

En enero de 2022, otra declaración conjunta⁹¹ se limita a los principales sectores industriales intensivos en energía inicialmente cubiertos por el CBAM, así como la relativa al trílogo de negociación sobre el ETS y el CBAM de finales de 2022⁹².

De todas estas declaraciones multisectoriales puede entenderse que el CBAM se percibe, desde la industria europea, como un elemento de protección de la industria y de incentivo a la

⁸⁸ Las fuentes consultadas se indican en el anexo de este trabajo.

⁸⁹ Por ejemplo, se ha prestado atención a la posición de la industria del refino por su importante vinculación con el hidrógeno (como consumidora actual y por su rol en el impulso en las próximas décadas, e.g., a través de valles de hidrógeno). En relación con la aplicación del CBAM a las importaciones de crudo, véase Hilton (2023).

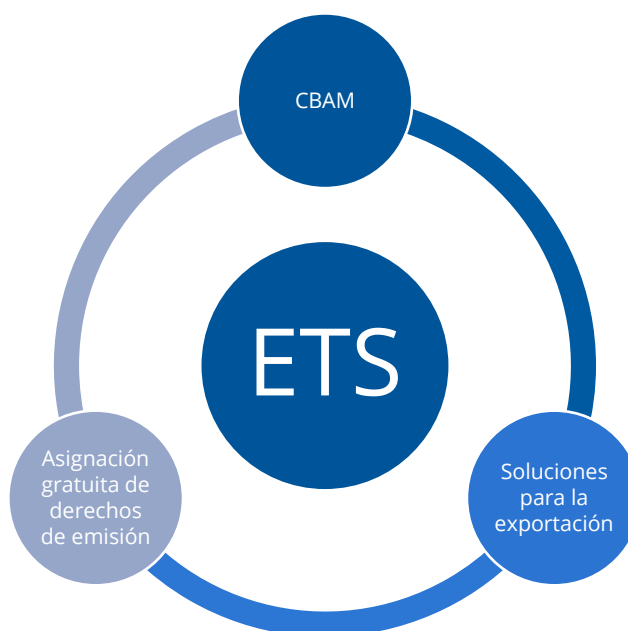
⁹⁰ Ver CEMBUREAU et al. (2021).

⁹¹ CEMBUREAU et al. (2022).

⁹² EUROFER (2022b).

descarbonización que es complementario a otras medidas y esquemas regulatorios, como el esquema de comercio de derechos de emisión de la UE, la asignación gratuita de derechos de emisión y las soluciones para la exportación (Figura II-3.2).

Figura II-3.2 Visión complementaria entre instrumentos del ETS de la UE, según parte de los sectores inicialmente cubiertos por el CBAM



Fuente: elaboración propia en base a EUROFER (2022a).

No obstante, la posición de la industria en relación con el CBAM no ha sido siempre homogénea, dependiendo de las particularidades de cada sector y de su visión según diferentes elementos del mecanismo. Esto hace complejo analizar la visión de la industria y, por ello, es importante subrayar el foco de este trabajo en la industria intensiva en energía cubierta por el CBAM en su fase inicial. Además, no es objetivo de este trabajo describir en profundidad las diferencias entre distintas posiciones dentro de la industria europea⁹³, sino que se analizan a continuación los principales elementos que generan dudas en distintos sectores (con matices en cada uno de ellos). Estos ámbitos de inquietud, analizados a continuación, son esencialmente:

1. Formas y riesgos de evasión y fraude.
2. Ampliación del CBAM.
3. Tratamiento de las exportaciones.

⁹³ Puede verse el análisis de InfluenceMap (s.f.) para entender la evolución de las negociaciones sobre el CBAM, el impacto de las actividades de *lobby* y las posiciones particulares de empresas y asociaciones industriales, a nivel europeo y algunos casos de organizaciones nacionales de Estados miembro de la UE.

4. Inclusión de emisiones indirectas.
5. Asignación gratuita de derechos de emisión.

3.2.1. Formas de evasión y fraude

Una de las preocupaciones más relevantes expresadas por la industria es la posibilidad de que el CBAM no sea suficientemente efectivo a la hora de asegurar la competitividad de la producción doméstica de la UE y así evitar la fuga de carbono. Debido a la complejidad de las cadenas de valor y del propio mecanismo, podrían existir “fisuras” en el diseño aprobado en 2023 que los productores en terceros países podrían aprovechar para diferentes formas de evasión y fraude.

Una de las formas más relevantes de evasión que la industria reclama prevenir es la redistribución de recursos⁹⁴ (*resource shuffling*⁹⁵). Este fenómeno⁹⁶ puede describirse, en relación con el CBAM, como la práctica de certificar como productos de bajas emisiones los exportados a las zonas bajo influencia del CBAM o asociadas y dejar los no certificables (es decir, con mayor intensidad en carbono) para los mercados nacionales de los agentes exportadores o de terceros países (fuera de la UE), en el caso de la producción en países externos a la UE (Linares y Galindo, 2021).

Conago y Berg (2024) definen esta “reasignación de recursos” como una práctica que busca reducir la carga administrativa que supone un esquema como el CBAM sobre los importadores, con algún impacto, como posibles cambios en los patrones comerciales, pero con efectos limitados o nulos en los patrones de producción y descarbonización. EUROFER lo considera como una de las principales formas de evitar los efectos buscados con el CBAM (alcanzar mercados sin asimetrías competitivas), que puede incluso desincentivar las inversiones en descarbonización en la UE (porque la producción local sea significativamente menos

⁹⁴ De acuerdo con la traducción al castellano oficial del Reglamento 2023/956 (única mención al concepto en todo el documento legislativo). Otra posibilidad de simplificación del concepto es la diferenciación de materiales (Li et al., 2024). En este trabajo no se ha identificado otra traducción directa del concepto al castellano --véase la comparación entre Linares y Collado (2022) y Linares y Galindo (2021).

⁹⁵ Término original en el Reglamento 2023/956 y ampliamente utilizado por las asociaciones industriales. Se trata de un concepto originalmente ligado a la importación de electricidad en el sistema *cap-and-trade* de California (un esquema de comercio de derechos de emisión esencialmente similar al sistema en vigor en la UE), en el que se define como una forma de fuga de carbono mediante la sustitución planificada de fuentes con bajas emisiones por otras con mayores emisiones, de manera que en California habría una reducción teórica de emisiones, pero un aumento en otros estados de EE.UU. (California Air Resources Board, s.f.), que en la práctica podría permitir a ciertas entidades beneficiarse de informar de reducciones de emisiones que realmente no están ocurriendo (Cullenward y Weiskopf, 2013; Rossi, 2014). En todo caso, se trata de un concepto cuya definición original es poco precisa, a pesar de ser una práctica inicialmente prohibida en el sistema californiano (Bailey et al., 2012; Cullenward, 2014).

⁹⁶ También referido por varias organizaciones como *source shifting*. Por ejemplo, EUROFER lo define como la posibilidad de que un productor de un tercer país exporte a la UE los productos con baja huella de carbono, pero que continúe exportando productos con altas emisiones asociadas a otros mercados menos restrictivos.

competitiva tanto en la UE como en terceros países), y propone introducir una solución legislativa estructural y normas más estrictas para prevenir dicha elusión.

En cualquier caso, EUROFER considera que se trata de un efecto difícil de identificar y controlar, lo que refuerza la necesidad de mantener otros mecanismos de prevención de la fuga de carbono en el marco del ETS de la UE (véase comienzo de esta sección y apartado 3.2.5). Desde European Aluminium, Götz (2021) lo ejemplifica con el caso del productor ruso Rusal, que planteaba la separación de sus activos más intensivos en carbono y los menos intensivos en negocios diferenciados. Eurofer también incluye en esta categoría el envío de acero secundario a la UE, mientras que el acero primario puede ser desviado a otros mercados; algo que el Informe Draghi ya señala debido a las posibilidades de exención de los materiales secundarios. No obstante, aunque puede tratarse de una reacción en el comercio internacional en el corto plazo, sin efectos inmediatos en la reducción de emisiones de los países exportadores, en el medio-largo plazo tiene potencial para incentivar las inversiones en descarbonización en el origen de la producción (Cornago y Berg, 2024). Una de las posibles medidas para reducir esta forma de evasión sería establecer niveles de huellas de carbono individualizadas para cada país exportador, que constituyan un valor generalizado para la industria doméstica en cada uno de ellos (Marcu et al., 2020; 2021).

Las distorsiones derivadas de la reasignación de recursos también guardan relación con los “valores por defecto” (*default values*) a los que pueden acogerse las importaciones en lugar de las emisiones reales específicas de cada producto. Esta es una opción popular: de acuerdo con ClimEase (2024), el 95 % de los declarantes entre finales de 2023 y principios de 2024 escogieron esta opción. Por ello, la industria considera importante que estos valores sean suficientemente altos para que no haya riesgo de que queden emisiones implícitas sin cubrir y evitar comportamientos ligados al fenómeno de *free-riding*.

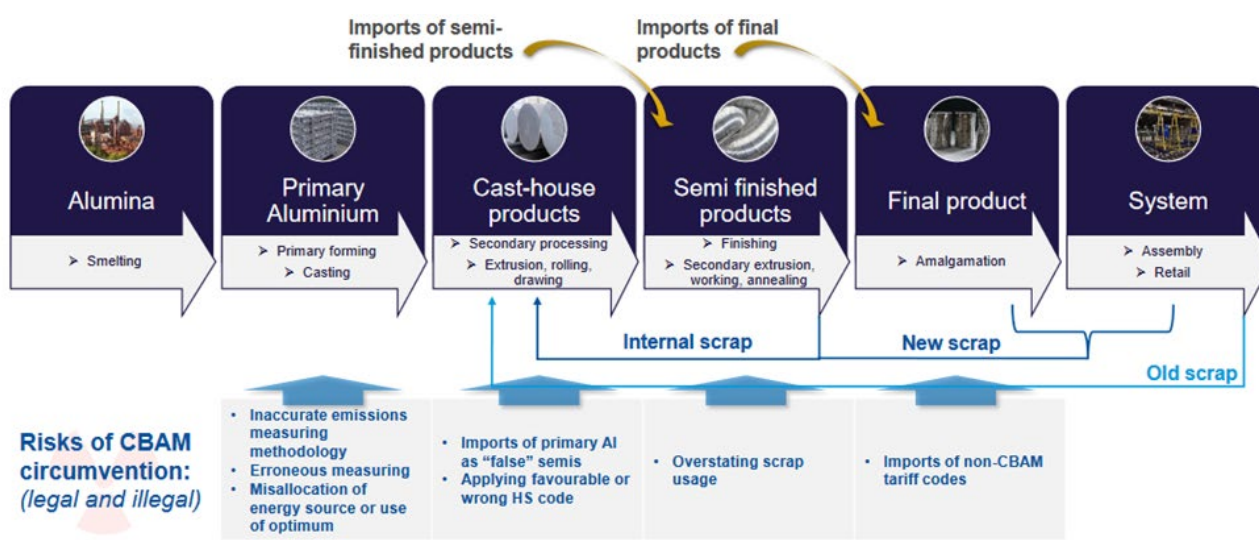
En este sentido, en caso de que haya diferentes procesos productivos (de nuevo, Eurofer lo ejemplifica con acero primario y secundario), el proceso más intensivo en carbono debería ser el que establezca el valor por defecto (en lugar de la intensidad promedia entre los diferentes procesos).

Otro riesgo de evasión es la “circunvalación” a lo largo de la cadena de valor: a falta de una cobertura completa de las cadenas de valor por parte del CBAM, los productores extracomunitarios pueden centrarse en aquellos segmentos de la cadena de valor no cubiertos por el CBAM. Esto aplica particularmente a la importación de productos *downstream*. También puede darse la sustitución de productos cubiertos por el CBAM, con baja intensidad de carbono, por otros con mayor intensidad en carbono pero no cubiertos por el CBAM. Este último riesgo guarda relación con la falta de cobertura completa del CBAM, por ejemplo, a lo largo de todos los sectores productores. La eliminación de estos riesgos guarda relación con la ampliación del CBAM a los productos *downstream* (expansión vertical) o a otros sectores (expansión horizontal). La Figura II-3.3 ilustra estos riesgos a lo largo de la cadena de valor del aluminio.

Dado que esta reorganización de las exportaciones desde terceros países tiene lugar fuera de las fronteras de la UE y es, por tanto, difícilmente rastreable, el riesgo de redistribución de recursos es uno de los puntos débiles del CBAM considerados como “sutiles” o menos perceptibles. Otra debilidad “sutil” del CBAM, según EUROFER, es la absorción de costes. En

este sentido, EUROFER denuncia la desigualdad en la capacidad de absorber los riesgos a lo largo de la cadena de valor, situación que ejemplifica con la siguiente comparación. Por un lado, un productor de acero de la UE con una producción total de 5 Mt y un coste medio del carbono de 10 €/t pagará 50 M€.

Figura II-3.3 Posibles vías de circunvalación del CBAM a lo largo de la cadena de valor del aluminio



Fuente: Aljanabi et al. (2022).

Por otro lado, según el ejemplo analizado por EUROFER, un productor de un tercer país con una producción similar pero que exporte a la UE el 5% de su producción (es decir, 250.000 t), tendrá que asumir un sobrecoste de 2,5 M€, que sería probablemente más fácilmente absorbible a lo largo de su cadena de producción y que implicaría un precio más bajo de la tonelada que no reflejaría el coste real del carbono. Esto significaría que las medidas basadas en un precio medio de los costes de carbono repartido a lo largo de toda la producción de la UE no permitirían alinear los costes reales de la producción doméstica de la UE con los de las importaciones, lo que ahondaría la situación de desventaja competitiva de la industria europea.

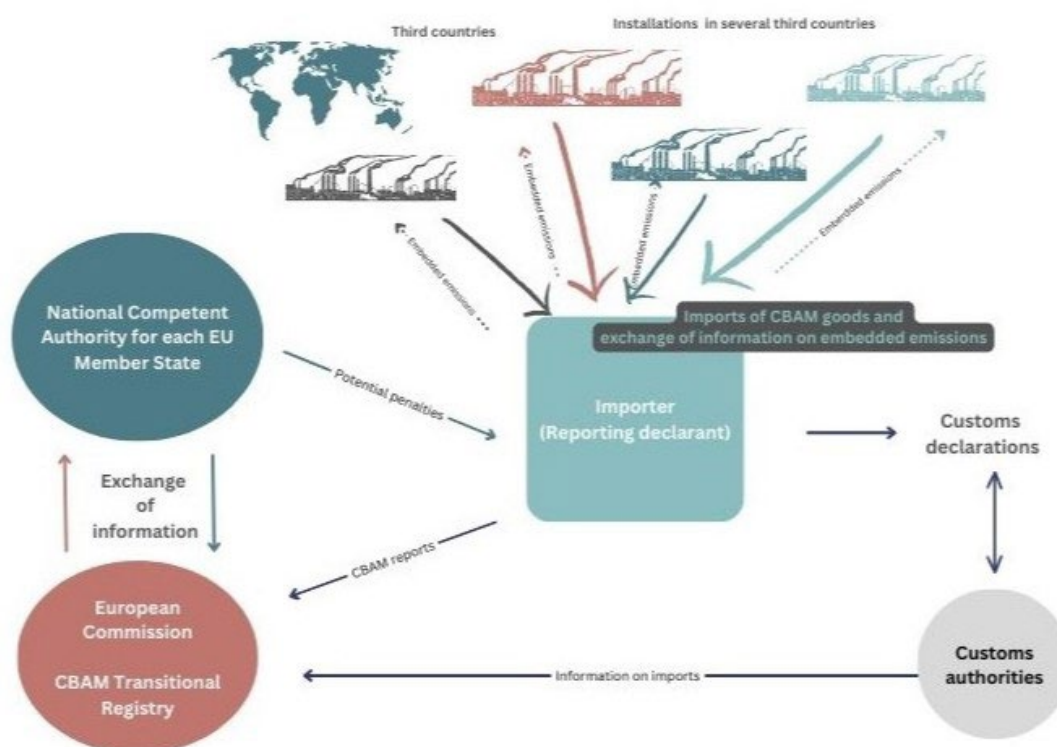
Conago y Berg (2024) consideran que esto es especialmente factible para los productores que exportan a la UE una fracción relativamente pequeña de sus mercancías, lo que les permite dicha absorción o distribución de costes a lo largo de su producción global sin apenas transferir los costes a sus clientes finales y manteniendo los patrones de producción y comercio sin cambios, lo que definen como "estancamiento" (*stasis*) del efecto del CBAM. En cambio, los productores de la UE sí acusarían la carga del coste de carbono.

En paralelo con la evasión del CBAM, el riesgo de fraude es una preocupación añadida, especialmente subrayada por CEMBUREAU. Al contrario de los riesgos antes señalados, favorecidos por la complejidad de las cadenas de valor, el fraude puede darse en cadenas de valor más sencillas como la del cemento. Por ejemplo, CEMBUREAU denuncia la posibilidad de aportar información engañosa sobre los contenidos reales de las mezclas importadas. Para

evitar esta forma de fraude, una posibilidad es establecer un control de muestreo en frontera para que laboratorios acreditados (europeos) puedan analizar las mezclas a ser importadas y, de esta manera, comprobar si las declaraciones de emisiones son compatibles o realistas.

Siguiendo con el posicionamiento de CEMBUREAU, gran parte de los riesgos de evasión o de fraude pueden deberse a la potencial complejidad añadida del papel importante que las autoridades competentes en cada Estado miembro juegan en la aplicación del CBAM, para lo que se recomienda que cada organización nacional cuente con procedimientos simplificados que faciliten la implementación uniforme del CBAM y eviten fraudes.

Figura II-3.4 Flujos de actividad administrativa en frontera para la aplicación del CBAM, basada en las autoridades competentes de cada Estado miembro



Fuente: Climat.be (s.f.)

La Figura II-3.4 muestra esta complejidad. En cualquier caso, cabe señalar la diferenciación⁹⁷ que CEMBUREAU hace entre el CBAM y las Directivas CSRD (*Corporate Sustainability Reporting Directive*) y CSDDD (*Corporate Sustainability Due Diligence Directive*), defendiendo que la complejidad del primero no puede justificar el aplazamiento de la entrada en funcionamiento efectivo del mismo más allá de 2026 (véase el comienzo de este capítulo) y defiende mantener la planificación prevista de las instituciones europeas. Argumenta que lo contrario supondría

⁹⁷ Como respuesta a un comunicado del Partido Popular Europeo de enero de 2025. <https://www.epp.eu/files/uploads/2025/01/EPP-Retreat-Growth-and-Jobs-statement.pdf>

minar la seguridad jurídica y la estabilidad regulatoria necesarias para permitir el correcto desarrollo de las inversiones de descarbonización a gran escala en el sector del cemento u otros.

3.2.2. Ampliación del CBAM

La ampliación del alcance del CBAM, prevista para el futuro, es otra de las fuentes de incertidumbre regulatoria para las empresas intensivas en energía y emisiones por el impacto que puede tener sobre la industria europea en general. A grandes rasgos, pueden identificarse dos potenciales vías de extensión del CBAM, incluyendo (a) la ampliación sectorial dentro del esquema de comercio de derechos de emisión de la UE, que cuenta con apoyo político y regulatorio significativo; y (b) extensión en sentido *downstream* en la cadena de valor, opción que suscita un mayor consenso en la industria.

3.2.2.1. Ampliación “vertical” a otros eslabones aguas abajo de las cadenas de valor

Una de las principales reivindicaciones de la industria es ampliar la cobertura del CBAM aguas abajo de la cadena de valor (*downstream*), de manera que se incluyan las importaciones de los productos semiacabados o finales, especialmente aquellos con un alto contenido en alguno de los productos CBAM. En el caso concreto del hidrógeno, Hydrogen Europe considera insuficiente que el CBAM solo cubra el hidrógeno en sí mismo (e.g. gaseoso) y el amoniaco⁹⁸ como derivado, por lo que considera que el mecanismo debería ampliarse a todos los productos derivados del hidrógeno (e.g., metanol, combustibles sintéticos, LOHC⁹⁹, etc.).

Una de las maneras de evitar que los exportadores a la UE eludan el mecanismo CBAM operando en segmentos aguas abajo en las cadenas de valor es incluir los productos “downstream” en el mecanismo. Esta posibilidad, dirigida a reducir el riesgo de fuga de carbono en esos segmentos, estaba recogida en el “Plan de Acción para el Acero y los Metales” publicado en marzo de 2025 (European Commission, 2025j). En julio de 2025 la Comisión Europea lanzó una consulta pública para recibir opiniones sobre cómo se podría enfocar una extensión del CBAM aguas abajo en las cadenas de valor (European Commission, 2025k).

3.2.2.2. Ampliación “horizontal” a otros ámbitos industriales

De acuerdo con Beaufils et al. (2023), incluir la industria *downstream* en el CBAM es una forma “vertical” de expandir la cobertura del mecanismo. De la misma manera, se puede hablar de una ampliación en sentido “horizontal”, de manera que el CBAM vaya más allá de los sectores inicialmente considerados (hierro y acero, cemento, fertilizantes, aluminio, hidrógeno y electricidad) e incluya otros ámbitos industriales. Tal como está concebido el CBAM, se espera que este termine ampliándose al conjunto de sectores incluidos en el ETS de la UE.

⁹⁸ No obstante, cabe señalar que la inclusión del amoniaco se hace bajo el paraguas sectorial de los fertilizantes y no del hidrógeno.

⁹⁹ Portadores Orgánicos Líquidos de Hidrógeno (*Liquid Organic Hydrogen Carriers*).

3.2.2.3. Ampliación geográfica

Cabría añadir un tercer eje “geográfico” o “exterior” de ampliación del CBAM. La principal implicación de este eje sería la cobertura dentro del CBAM (o estableciendo medidas complementarias de protección ligadas al mismo) de los productos fabricados de la UE que se exportan a terceros países. De acuerdo con diferentes asociaciones industriales, las exportaciones se encuentran en una situación de desventaja similar a la de la producción doméstica frente a las importaciones, pero en cambio sin una solución directa por parte del CBAM. Esta cuestión es muy relevante en las demandas de la industria y, dentro del marco establecido por el CID, constituye la tercera línea de extensión del CBAM junto las otras dos mencionadas (expansión sectorial y *downstream*) (Comisión Europea, 2025a). Debido a la relevancia de esta cuestión, el tratamiento de las exportaciones se trata de manera separada en el apartado 3.2.3.

Esta extensión exterior del CBAM puede entenderse en términos geográficos “directos”, de manera que el CBAM de la UE encuentre aplicación en Estados no comunitarios. Esto vendría esencialmente motivado por las particularidades de la electricidad como sector CBAM. De acuerdo con Eurelectric, la electricidad tiene una naturaleza diferente a la de los productos físicos, por lo que las importaciones de electricidad a través de las interconexiones con países fuera de la UE no pueden evaluarse de la misma manera que las de otros sectores bajo el CBAM.

Este es el caso, sobre todo, de países limítrofes con la UE como el Reino Unido, Ucrania, Moldavia, Turquía y los Estados balcánicos no miembros de la UE. Eurelectric considera que existen algunas opciones para exenciones en la Regulación del CBAM, pero estas requerirían clarificación antes de que el periodo transitorio termine. Una opción potencial sería que el país exportador implemente el ETS de la UE o, en su defecto, establezca una vinculación con el mismo (opción óptima). Se trataría de una opción viable, pero políticamente sensible al implicar aceptar e implementar normas de la UE sin, en cambio, poder acceder a la membresía comunitaria.

En este sentido, Eurelectric propone en concreto que los ETS de la UE y Reino Unido (RU) se vinculen a futuro, con el objetivo de mejorar el funcionamiento de los mercados eléctricos de ambas partes. Para ello, la UE debería preparar “hojas de ruta de vinculación” para dar visibilidad a esta opción, de manera que otros países puedan interesarse e iniciar procesos de vinculación similares. Sería una “exhibición” de cooperación climática internacional. El horizonte temporal deseable para la vinculación UE-RU sería, a ser posible, antes de la celebración de la COP30 de Belén (Brasil), en noviembre de 2025.

La ampliación geográfica también puede considerarse de una manera “indirecta” o “pasiva”, en el sentido de que terceras partes implementen sus propios mercados de derechos de emisión y mecanismos de ajuste en frontera paralelos. Más allá del caso del Reino Unido, que está preparando su propio CBAM para ser implementado a partir de 2027, otros países también están valorando el desarrollo de medidas similares al CBAM (e.g. Turquía, India, China, Vietnam, Colombia, Canadá o Australia) (ClimEase, 2024; EY, 2024).

Sin embargo, difícilmente puede separarse la implementación progresiva de sistemas CBAM en terceros países de la reacción inicial de diversos Estados, que se mostraron en desacuerdo

con la decisión de la UE de implementar el CBAM de manera unilateral, con argumentos ligados a la incompatibilidad del CBAM con las reglas del comercio internacional (i.e, de la Organización Mundial del Comercio) o los efectos indeseados en terceros países, especialmente países en vías de desarrollo¹⁰⁰.

En relación con este último punto, Ma y Xu (2024) realizan una revisión sistemática de la literatura sobre los efectos de los impuestos al carbono sobre los países que los implementan y terceros países y plantea diferentes medidas para aliviar estos efectos, tanto desde los lugares que establecen dichos impuestos como en los terceros países afectados. Algunas medidas tomadas por parte de los países que lo implementan son:

- 1) reorientar los beneficios recaudados con los impuestos hacia los terceros países afectados, tanto para aliviar el posible impacto económico negativo como para promover la descarbonización en estos países;
- 2) otorgar exenciones a los países menos desarrollados;
- 3) transferir tecnologías bajas en carbono a terceros países.

La implementación progresiva de mecanismos de ajuste en frontera en diferentes geografías acercaría la situación entre exportadores a la UE y el propio bloque comunitario, facilitando el comercio internacional e impulsando los objetivos medioambientales pretendidos por el CBAM de la UE. De acuerdo con Claudia Leonelli (2022), imponer el precio de carbono explícito a las importaciones es una forma extender el alcance geográfico del mercado de emisiones más allá de las fronteras de la UE (que, sin embargo, podría entrar en contradicción con los mecanismos de protección de las exportaciones antes mencionados, véase apartado 3.2.3).

A su vez, el impulso del CBAM de la UE a mecanismos paralelos en terceros países podría llevar a la creación de “clubes de carbono”, dependiendo de las circunstancias concretas de cada región o bloque de países (Lee y Baron, 2021). Este podría ser el caso de la relación entre los CBAM de la UE y del Reino Unido (una vez implementado este último), que podrían constituir un club de carbono UE-UK *de facto* en caso de implantar tarifas coordinadas entre sí para evitar crear barreras comerciales entre ambas partes (Frontier Economics, 2024).

Según Burnett et al. (2024), la cooperación internacional para evitar la fuga de carbono es el mejor método para aquellas partes que rechazan la adopción unilateral de mecanismos como el CBAM por algunos países; sin embargo, es la complejidad de construir una gobernanza internacional con este propósito la que motiva la adopción de un CBAM por parte de la UE (y potencialmente por otras partes). En el supuesto de que la adopción progresiva de un CBAM o mecanismos similares por parte de diferentes países lleve a marcos de colaboración o sistemas de gobernanza amplios para evitar la fuga de carbono, esto podría dejar el CBAM como un mecanismo “de transición”, tal como ha defendido la industria de la UE¹⁰¹.

¹⁰⁰ Los países menos desarrollados pueden verse perjudicados si los esquemas como el CBAM incrementan el coste de sus exportaciones, reduciendo su competitividad, con potenciales impactos socioeconómicos en las economías locales.

¹⁰¹ Por ejemplo, EUROFER ha defendido que el CBAM debería funcionar como un sistema de transición, hasta que se alcance el desarrollo tecnológico y la masa de mercado suficientes de tecnologías limpias y productos

3.2.2.4. Ampliación en sentido "*upstream*"

Una cuarta posibilidad de entender la ampliación del alcance del CBAM es en relación con las emisiones indirectas abarcadas, esencialmente en sentido *upstream* y con atención especial a las causadas por la generación de la electricidad consumida por los procesos de producción industrial (emisiones de *alcance 2*, o relacionadas con el consumo de electricidad, principalmente), aunque también podrían considerarse las emisiones indirectas en sentido *downstream* (emisiones de *alcance 3* o ligadas al uso –y no la producción– de bienes, materiales y productos). Esta es una cuestión compleja que ha causado división entre las posturas de las industrias intensivas en energía según su grado de exposición a la inclusión de emisiones indirectas, particularmente para las electrointensivas. La cuestión de las emisiones indirectas, por su relevancia y la diferencia de posturas, se trata en mayor detalle en el apartado 3.2.4.

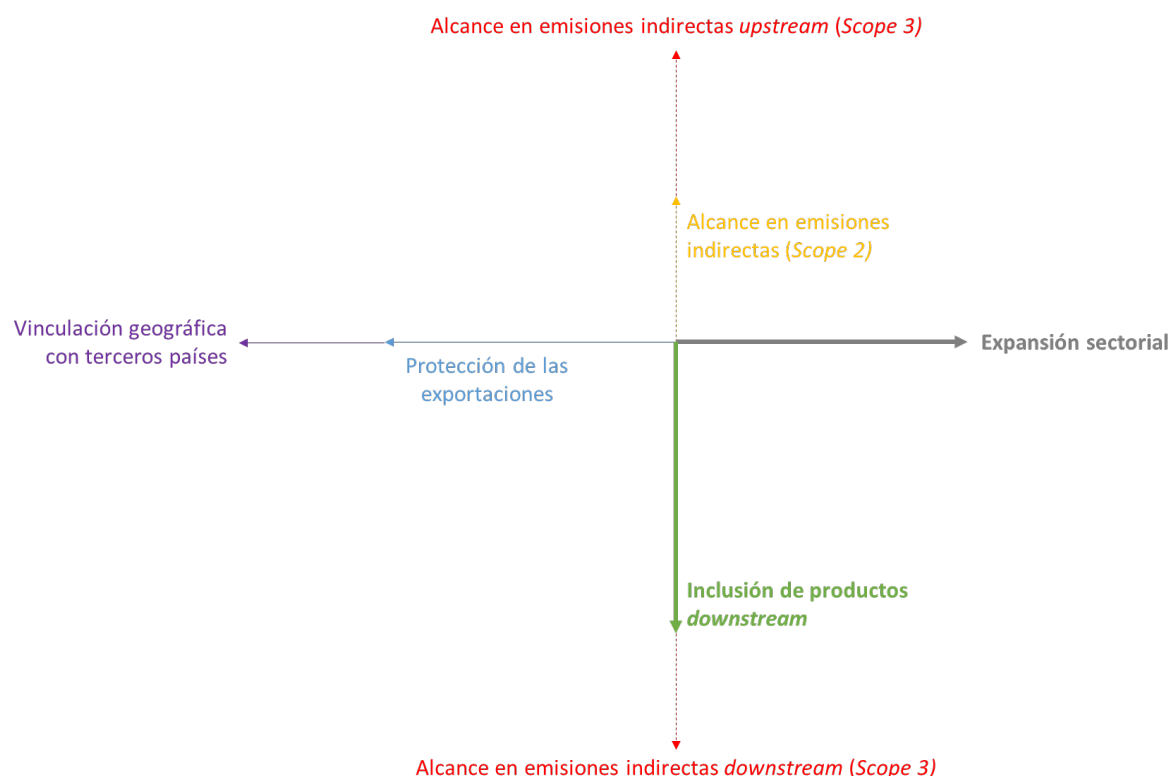
3.2.2.5. Resumen

A modo de resumen ilustrativo, la Figura I-3.5 refleja las posibles direcciones que pueden tomar las revisiones de ampliación del CBAM. Los dos ejes más gruesos indican prioridades claramente definidas a nivel industrial y/o político, con relativo consenso entre partes y para los que se espera próximos avances. Estos son, en esencia: la ampliación sectorial dentro del ETS de la UE (prioridad política en el diseño del CBAM y con apoyo transversal entre sectores) y la extensión en sentido *downstream* en la cadena de valor (consenso amplio en la industria).

El eje geográfico es también fundamental para la industria y así lo reconoce el CID, pero existe división de opiniones sobre qué mecanismos emplear. Además, la ampliación geográfica con la conexión del CBAM con otros países limítrofes con la UE es una prioridad con un interés particular por parte del sector eléctrico, por lo que no es un eje destacado en la Figura II-3.5.

También se han incluido las emisiones indirectas como un eje adicional de ampliación, pero discontinuo, ya que la implementación en el CBAM es parcial (dependiendo de sector y etapa de la cadena de valor) y debido a la división de posturas (con posición contraria por parte de la industria electrointensiva). Como se ha señalado, véanse los apartados concretos de estas dos cuestiones a continuación (3.2.3 y 3.2.4, respectivamente).

bajos en carbono. Siguiendo lo descrito en este punto del trabajo, a esta madurez de tecnología y mercado debería añadirse la madurez de la gobernanza internacional en materia de precios de carbono.

Figura II-3.5 Ejes de potencial ampliación de alcance del CBAM

Fuente: elaboración propia.

3.2.3. Tratamiento de las exportaciones

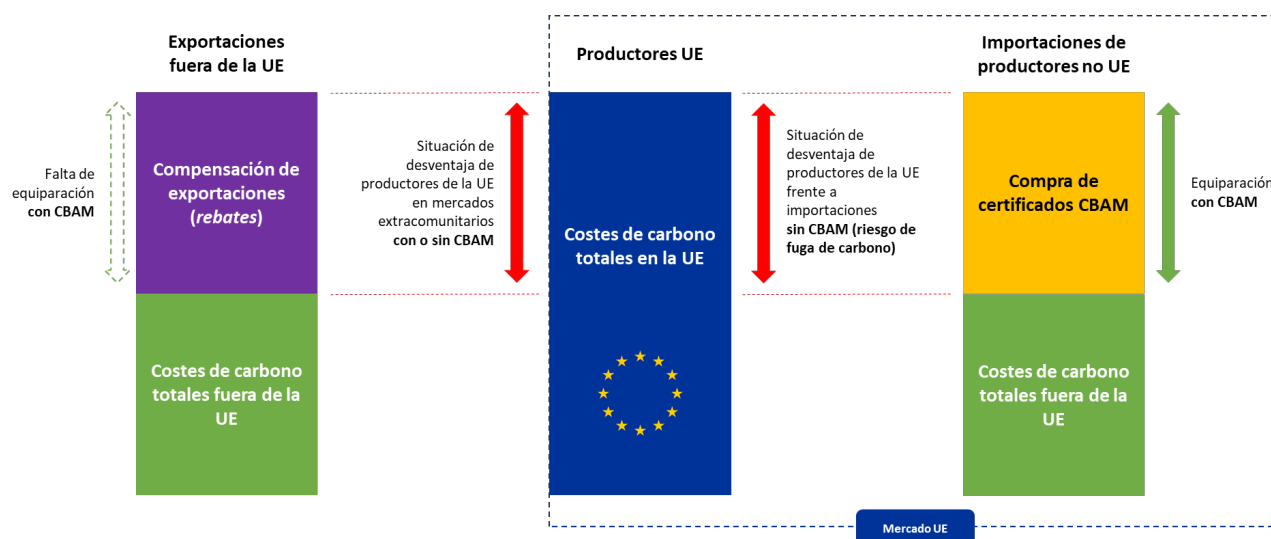
Siguiendo con lo señalado en el apartado anterior, la posición general por parte de la industria (y tal como defiende el Informe Draghi) es que el CBAM se centra en igualar las condiciones de competición de la producción doméstica de la UE en relación con las importaciones desde terceros países. Esto contrasta con la situación en la que quedarían las exportaciones de la UE, que tendrían una desventaja importante a la hora de competir en mercados internacionales en los que no haya precios al carbono similares a los de la UE (a fecha de este trabajo, en la mayor parte del mundo, véase la Sección 2.2¹⁰²).

Para igualar esta situación del lado de las exportaciones, una de las propuestas más habituales es la de aplicar compensaciones a las exportaciones (*export rebates*) por los precios del carbono en la UE, de manera que puedan competir en mercados internacionales en condiciones más competitivas (Figura II-3.6). En teoría, si las exportaciones fuesen dirigidas a mercados con su propia imposición al carbono, estas podrían enfrentar cargos debidos a mecanismos similares al CBAM de la UE en el destino de la producción, que como resultado podrían igualar o no a los de la UE en función del gravamen en cada lugar. Esta situación de equiparación (parcial o total)

¹⁰² Ver también World Bank (s.f.).

de costes de carbono en destino sería cada vez más factible según más países vayan implementando sus propios mecanismos.

Figura II-3.6 Asimetría entre exportaciones (izquierda) e importaciones (derecha), aun con la aplicación del CBAM



Nota: los costes totales de carbono en la UE incluyen los derechos de emisión cubiertos por la asignación gratuita y los que no lo están. Los costes fuera de la UE son hipotéticos, si los hubiese en cada lugar de origen y si fuesen demostrables. Cuanto menores sean los costes de carbono en origen, mayor sería la situación de desventaja de los productores de la UE.

Fuente: elaboración propia.

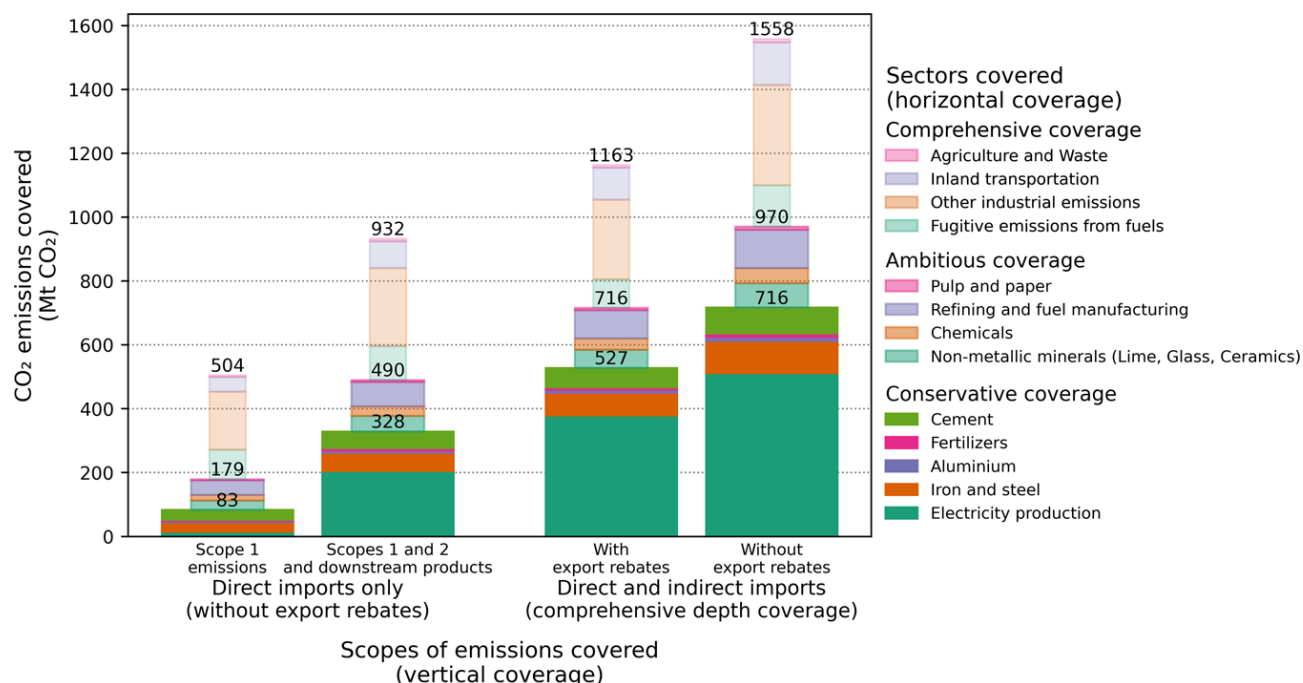
La postura de las exenciones o compensaciones a las exportaciones fue fuertemente apoyada desde la industria durante las negociaciones para el diseño final del CBAM antes de 2023, según InfluenceMap (un portal de información de seguimiento y análisis de políticas en la UE y de los posicionamientos de distintos agentes sobre estas) tanto a nivel de empresas¹⁰³ como de asociaciones¹⁰⁴. A pesar del fuerte interés de la industria por este aspecto, los descuentos (*rebates*) para las exportaciones no se incluyeron en el diseño final del CBAM. De acuerdo con Claudia Leonelli (2022), el análisis de impactos llevado a cabo por la Comisión Europea en 2021 durante el proceso de negociación del CBAM¹⁰⁵ consideró que, a pesar de una posible pérdida de competitividad de la producción europea en mercados internacionales en ausencia de *rebates*, el riesgo de fuga de carbono (como se ha explicado, una cuestión central para el CBAM) ligado a las exportaciones es bajo, lo que motivó su no inclusión en el diseño final del mecanismo.

¹⁰³ Por ejemplo, Snam, ArcelorMittal, BASF y SSAB.

¹⁰⁴ Esencialmente Eurofer, CEMBUREAU e IFIEC.

¹⁰⁵ En concreto, en la Propuesta de Reglamento del Parlamento Europeo y del Consejo por el que se establece un Mecanismo de Ajuste en Frontera por Carbono, COM(2021) 564 Final. Ver Comisión Europea (2021).

Figura II-3.7 Cobertura de emisiones de emisiones del CBAM de la UE bajo diferentes opciones de implementación



Fuente: Beaufils et al. (2023).

Por el contrario, la posibilidad de incluir *rebates* podría suponer una forma de limitar el efecto deseado de extender los precios de mercado y las reducciones de emisiones fuera de la UE. Por ello, Claudia Leonelli (2022) concluye que la inclusión de *rebates* supondría agravar las “imperfecciones” del CBAM en lugar de mejorar el funcionamiento y los efectos deseados del mecanismo. Por su parte, el análisis de Beaufils et al. (2023) indica que la inclusión de descuentos (*rebates*) es una posibilidad dentro de un enfoque de ampliación del CBAM (vertical o *downstream* y horizontal o sectorial), pero alejaría la posibilidad de alcanzar la máxima cobertura de emisiones por parte del CBAM (Figura II-3.7).

No obstante, el CID propuesto por la Comisión Europea en febrero de 2025 contempla introducir medidas de protección de las exportaciones (en principio, diferentes a los descuentos/*rebates*), aunque para ello un paso previo necesario es la simplificación de los procesos (Comisión Europea, 2025b).

De esta manera, el tratamiento de las exportaciones constituye un elemento complejo y de debate en el diseño del CBAM para la UE y potencialmente para otros países que implementen mecanismos similares. Esto se refleja en la literatura sobre el ajuste de carbono en frontera. Por ejemplo, Ma y Xu (2024) indican que un CBAM puede tener dos vertientes: una es gravar el carbono implícito en las importaciones (como es el foco del CBAM de la UE), y otra es compensar los costes de las emisiones implícitas en las exportaciones (que puede implicar conflictos legales en términos de normativa de comercio internacional). Keen (2011) considera que la segunda parte puede ser un complemento potencial para la primera, a lo que Zhong y Pei (2023) añaden que esta cuestión determina si un CBAM es completo (aborda importaciones

y exportaciones) o parcial (solo una de ellas). Para estos últimos, la opción más estudiada en la literatura es el CBAM parcial sobre importaciones, la segunda el CBAM completo y el CBAM parcial sobre exportaciones es la opción menos explorada. Böhringer et al. (2022) ven, este sentido, una posible similitud entre el CBAM y el IVA, ya que con este último se aplica un gravamen a las importaciones, pero las exportaciones están exentas.

3.2.4. Emisiones indirectas

De acuerdo con InfluenceMap, la inclusión de las emisiones indirectas en el CBAM supuso un elemento de diferenciación entre posiciones industriales durante el proceso de diseño de la propuesta definitiva del CBAM, dependiendo del sector.

En esencia, algunas industrias electrointensivas, como la del aluminio (posición liderada por European Aluminium y Eurometaux)¹⁰⁶, han considerado que la cobertura de las emisiones indirectas supondría agravar la desventaja derivada de los costes de la electricidad.

Para entender esta posición en la industria del aluminio, resulta ilustrativo el análisis de Watson y Quayle (2023), según el cual incluir las emisiones indirectas en el CBAM supondría incrementar hasta 6 veces los costes del aluminio importado (hasta 9 veces en el caso de la producción en países como Sudáfrica y China), con un impacto menos acusado en industrias como el acero (9 % de incremento del coste de los productos importados).

Esto contrasta con la posición de otras asociaciones como Eurofer o CEMBUREAU, que sí apoyaron la inclusión de emisiones indirectas. Asimismo, Eurelectric considera que las implicaciones del CBAM van más allá de las interconexiones entre países, ya que la posibilidad de electrificar procesos industriales con energía libre de emisiones implica la competición con gentes que consumen energías fósiles.

Aunque esto implica de manera directa a la industria electrointensiva como la del aluminio, para Eurelectric sí es importante que el CBAM incluya tanto las emisiones directas como indirectas en productos simples y complejos, de manera que se asegure que todas las emisiones implícitas en los procesos de producción se contabilizan, con el objetivo de reducir el riesgo de las distorsiones en la competencia y de presionar en favor de la descarbonización del sistema eléctrico en otros países.

La diferencia en el posicionamiento de distintas industrias en relación con las emisiones indirectas se debe al asimétrico impacto de estas sobre los costes finales de los bienes y productos afectados, por un lado, y a la diversidad de orígenes de las exportaciones y la dificultad de compatibilizar determinados mecanismos financieros de apoyo directo a las empresas industriales por los costes de las emisiones (p. ej., a través de la asignación gratuita de derechos de emisión) con las reglas de la Organización Mundial del Comercio (Watson y Quayle, 2023).

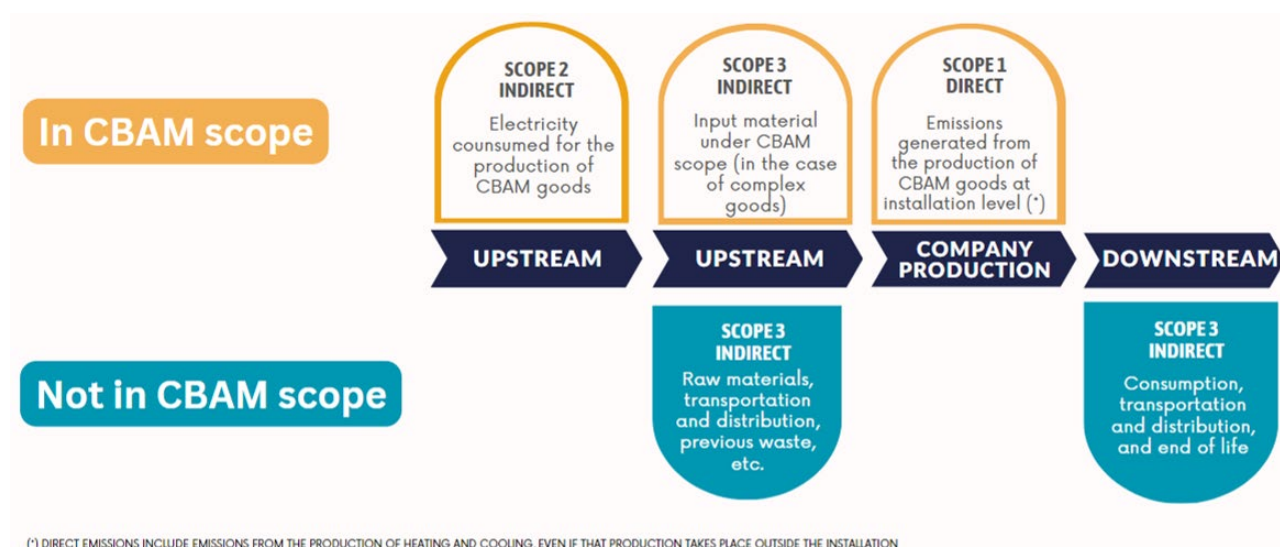
El resultado final en la Regulación del CBAM fue la inclusión parcial de las emisiones indirectas bajo ciertas condiciones, en función del sector (Tabla II-3.2) o del ámbito de la cadena de valor (Figura II-3.8).

¹⁰⁶ Según InfluenceMap, cabría destacar la oposición de Norsk Hydro.

Tabla II-3.2 Sectores para los que el CBAM cubre emisiones indirectas

Sector CBAM	Emisiones directas	Emisiones indirectas
Hierro y acero	X	
Cemento	X	X
Fertilizantes	X	X
Aluminio	X	
Hidrógeno	X	
Electricidad	X	X

Fuente: Watson y Quayle (2023).

Figura II-3.8 Alcance del CBAM en relación con las emisiones directas o indirectas

Fuente: Climat.be (s.f.).

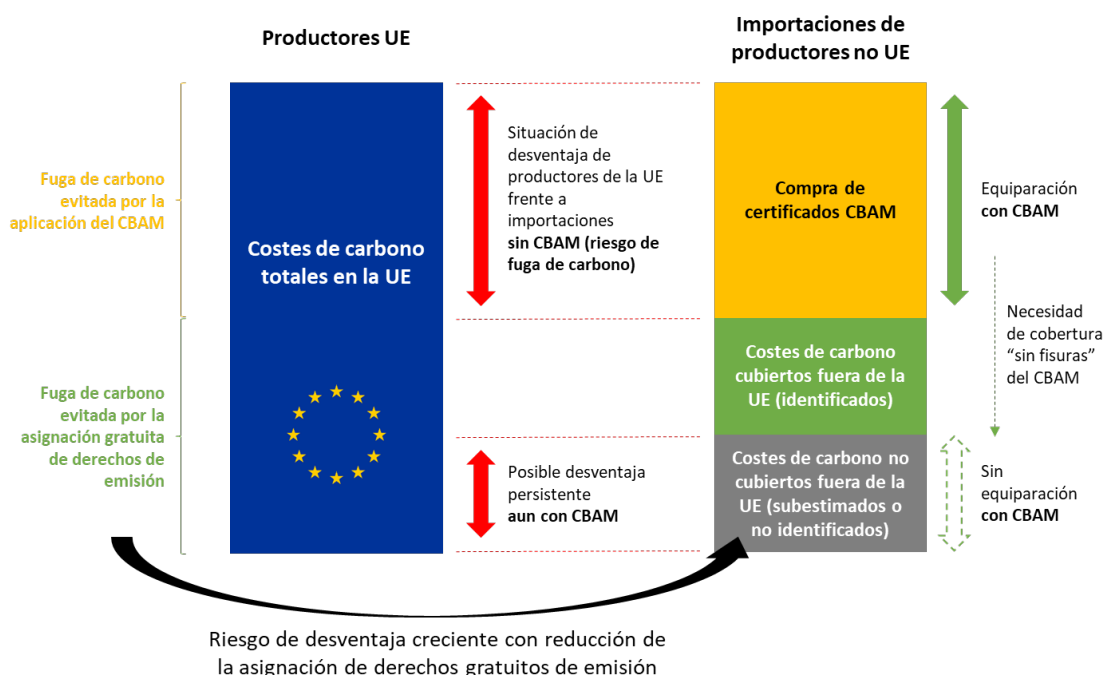
3.2.5. Asignación gratuita de derechos de emisión

La cuestión de la eliminación de la asignación gratuita de derechos de emisión ha constituido un elemento importante (y controvertido) en la evolución del posicionamiento industrial del CBAM desde el comienzo de las negociaciones para su diseño. De hecho, tal como indican Espa et al. (2022), los primeros planteamientos para el CBAM tomaron fuerza cuando, en 2008, la industria intensiva en energía europea planteó que el ETS de la UE debía prolongar la asignación gratuita para evitar el problema de la fuga de carbono.

La idea de fondo tras el posicionamiento de muchos sectores industriales es que la asignación gratuita de derechos de emisión constituye de por sí una medida de protección de la fuga de carbono, pero que no es suficiente para compensar la desventaja competitiva que tiene la industria europea al enfrentarse a precios de CO₂ superiores a cualquier otro lugar del mundo. Esta desventaja podría estar subestimada si no se contabilizan las emisiones y costes de carbono de los productores en terceros países, algo que se considera plausible dada la

complejidad del CBAM a la hora de rastrear y dimensionar las emisiones en productos complejos y a lo largo de las cadenas de valor.

Figura II-3.9 Necesidad de coexistencia del CBAM con la asignación gratuita de derechos de emisión según las asociaciones industriales



Nota: los costes totales de carbono en la UE incluyen los derechos de emisión cubiertos por la asignación gratuita y los que no lo están. Los costes fuera de la UE son hipotéticos, si los hubiese en cada lugar de origen y si fuesen demostrables. Cuanto menores sean los costes de carbono en origen, mayor sería la situación de desventaja de los productores de la UE.

Fuente: elaboración propia a partir de CEMBUREAU (s.f.) y Fertilizers Europe (s.f.).

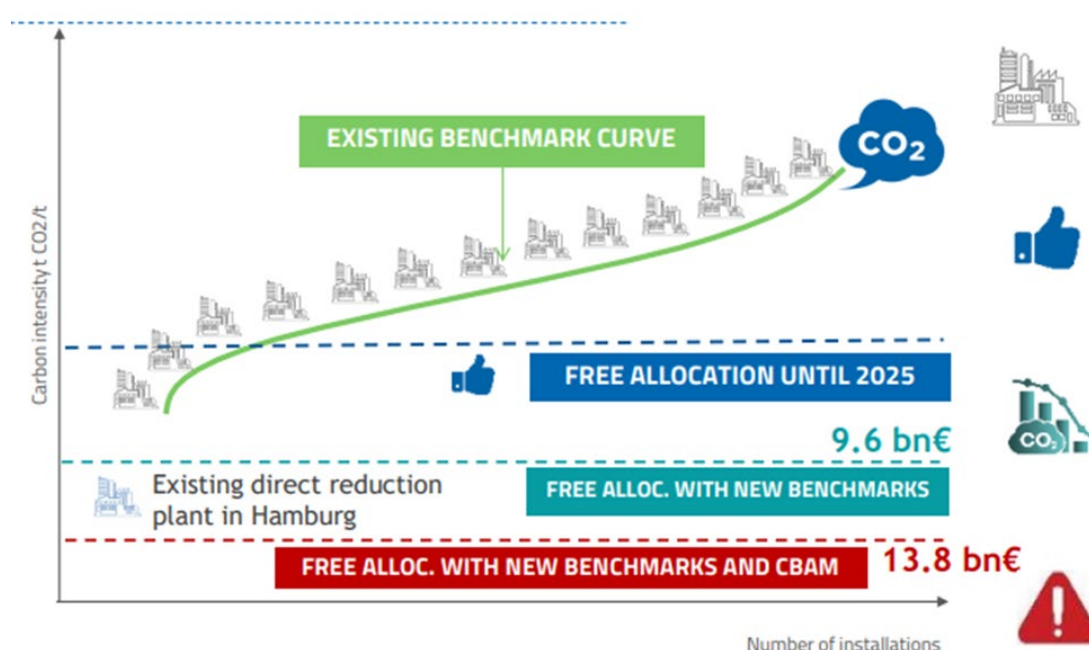
El CBAM sería así una forma de reducir esta desventaja frente a competidores internacionales y reforzar la competitividad de la industria de la UE (idealmente, bajo un diseño adecuado que evite riesgos de evasión y proteja las exportaciones, como se ha visto a lo largo de esta sección). Pero, de nuevo, el CBAM sería una medida necesaria pero no suficiente en solitario.

Uno de los principales riesgos de no combinar la asignación gratuita de derechos de emisión con el CBAM es que se subestimen los costes de carbono asumidos por los productores en terceros países. Como sugieren por ejemplo Cembureau o Fertilizers Europe (Figura II-3.9) la eliminación de la asignación gratuita de derechos de emisión podría agravar la situación de desventaja competitiva que ya de por sí tendría la producción europea, especialmente en relación con las exportaciones europeas en países sin sistemas de comercio de emisiones (véase apartado 3.2.3), por lo que el CBAM no sería un mecanismo suficientemente efectivo para evitar en solitario la fuga de carbono. De esta manera, la pérdida de competitividad en mercados exteriores y su consecuente reducción de las exportaciones implicaría la sustitución de los productos europeos por otros con mayor huella de carbono en los mercados objetivo,

agravando formas de evasión del CBAM en el exterior, como la redistribución de recursos (véase el apartado 3.2.5).

EUROFER ejemplifica esta situación refiriéndose al sistema que fija los precios de carbono en el ETS de la UE y los derechos de emisión gratuitos (*benchmark* del 10 % de agentes industriales con mejor rendimiento en reducción de emisiones), sugiriendo que la descarbonización completa o el cierre de una sola instalación de gran tamaño (utiliza el ejemplo de una planta en Hamburgo) cambiaría de manera significativa la distribución y asignación de derechos de emisión en todo el sector (EUROFER, s.f.). La aplicación del CBAM con su reducción paralela de derechos de emisión gratuitamente asignados implicaría reducir todavía más este margen (Figura II-3.10).

Figura II-3.10 Ejemplificación de EUROFER del impacto del CBAM sobre los costes directos de carbono sobre la industria del acero europea



Fuente: elaboración propia en base a EUROFER (s.f.) y EUROFER (2022c).

Bajo este argumento y similares, la línea general en la industria ha sido considerar cualquier eliminación de derechos de emisión gratuitos antes de 2030 como “prematura” y con efectos poco predecibles debido a las incertidumbres asociadas al propio CBAM, y se sugiere que esta eliminación tenga lugar a partir de 2030 (terminada la Fase IV del sistema de comercio de derechos de emisión de la UE, EU-ETS), condicionada a un funcionamiento correcto demostrado (e.g., monitorizado) del CBAM y ligada a mecanismos extra de protección de emergencia de la fuga de carbono en caso de ser necesarios. En el caso de la industria de los fertilizantes, Fertilizers Europe destaca que el riesgo de reducción del margen disponible es doble al depender de diferentes *benchmarks*, tales como los del amoníaco y el ácido nítrico. Tal como se explica en la Sección 2 sobre el funcionamiento del CBAM, la eliminación de la

asignación gratuita de los derechos de emisión es uno de los principales elementos del CBAM, aunque establecida de manera paulatina según se vaya implementando el mecanismo.

No obstante, esta cuestión también ha causado cierta controversia y división en la posición de la industria en general. De acuerdo con la información recopilada por InfluenceMap, por ejemplo, el sector eléctrico apoyó la eliminación de la asignación gratuita de los derechos de emisión y otros agentes (p. ej., asociaciones como Corporate Leaders Group) han apoyado acelerar su eliminación (InfluenceMap, s.f.).

El principal argumento de los agentes que manifiestan oposición a que convivan los dos esquemas (CBAM y EU-ETS) es que mantener la asignación gratuita de derechos de emisión de CO₂ puede distorsionar los incentivos embebidos en el mecanismo CBAM para llevar a cabo inversiones y cambios en tecnologías, equipamientos y procesos de negocio que impulsen la descarbonización de las industrias intensivas en energía de origen fósil.

La propia Regulación 2023/956 del CBAM ya establece que la asignación gratuita de derechos de emisión, *"...en comparación con la venta completa en subasta, [...] debilita la señal de precios que el sistema transmite a las instalaciones beneficiarias, por lo que afecta a los incentivos de inversión en una mayor reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero..."*.

La crítica general a la asignación gratuita de derechos es que debilitan el ETS de la UE, limitando la ambición en la reducción de emisiones y dando lugar a potenciales inconsistencias con la meta de neutralidad en carbono a 2050 del bloque comunitario (Beufils et al., 2023). Por ejemplo, el *think tank* Sandbag argumenta que la prolongación de la asignación gratuita de derechos de emisión tiene efectos negativos con alto potencial de erosionar la factibilidad de las metas de descarbonización, tales como los siguientes (Sandbag, 2021):

- Distorsiones entre los distintos sectores cubiertos por el EU-ETS.
- Distorsiones entre instalaciones dentro y fuera de las actividades cubiertas por el EU-ETS.
- Distorsiones aguas abajo (*downstream*) en las cadenas de valor.
- Incremento de la burocracia.
- Reducción de incentivos a la mejora de la productividad y el reciclaje.
- Disrupción en los precios de mercado.

De esta manera, Sandbag (2021) considera que recurrir a la asignación gratuita de derechos de emisión debería ser, en todo caso, el último recurso disponible entre las medidas para promover la reducción de emisiones.

En última instancia, la decisión sobre cómo integrar o acompasar las distintas herramientas y políticas para incentivar la descarbonización de la industria es una decisión de índole política. Esta debería basarse en una evaluación en detalle de las implicaciones sobre la industria europea de medidas como el CBAM, teniendo en cuenta el contexto global y el conjunto de medidas vigente.

En una situación ideal, se llevarían a cabo análisis coste-beneficio sofisticados, bajo distintos escenarios, sobre los impactos económicos, sociales, medioambientales y geopolíticos (y sobre los flujos de comercio internacional) de herramientas como el EU-ETS, el CBAM, las figuras

impositivas y otras normativas relacionadas con la descarbonización industrial. Estas herramientas, en teoría, corrigen fallos de mercado (p. ej., ligados a la no internalización en los mercados de los costes de las emisiones de CO₂ y otros costes medioambientales) e introducen incentivos a la innovación, al cambio tecnológico y a cambios en procesos y actividades económicas para favorecer la descarbonización.

En la práctica, disponer de evaluaciones de impacto detalladas resulta difícil, por lo que la decisión del diseño de las herramientas debe tener en cuenta múltiples factores. La evaluación del CBAM que deberá llevarse a cabo en los próximos meses debería identificar los impactos iniciales de esta política sobre variables clave como los resultados financieros de las empresas en los sectores afectados, las tasas de “supervivencia” de las empresas europeas y los niveles de fuga de carbono, las inversiones o iniciativas para descarbonizar las actividades y otros impactos.

Una política integral e inteligente de descarbonización de la industria europea debería dar relevancia a un diseño de herramientas que promueva y priorice los resultados efectivos y medibles de estas. Para posibilitar este diseño de herramientas, será importante canalizar la colaboración efectiva entre las instituciones europeas y las empresas a través del diálogo con las asociaciones industriales.

3.3. Potenciales implicaciones para la industria vasca

3.3.1. Exposición de la industria vasca al CBAM

Como se analizó en las secciones anteriores, el CBAM puede tener efectos potenciales a lo largo de todas las cadenas de valor industriales, en general, y de manufactura, en particular, afectando a productos intermedios y finales.

Las implicaciones del mecanismo para el conjunto de la economía dependerán de la posible expansión del mecanismo a los productos finales, más allá de las materias primas a las que afecta en la fase inicial. Algunos estudios indican que el efecto podría ser ligeramente negativo sobre la economía europea, con reducciones del PIB e incrementos en el nivel de precios, aunque se reducirían las emisiones y se mitigaría la “fuga de carbono” (Collado y Linares, 2025).

Debido al peso de la industria en la estructura de la economía vasca, la mayoría de los sectores industriales vascos se verán directa o indirectamente afectados por el CBAM, en las líneas descritas en este documento y en Fernández Gómez (2024a).

Los impactos del CBAM sobre las empresas pueden ser más directos en la medida en que las empresas produzcan o utilicen como principales materias primas aquellos productos incluidos en el mecanismo CBAM (en su primera fase), como las empresas del sector de fundición y manufacturas del metal (por la producción y el uso de hierro, acero, etc.), de producción de cemento, del sector de construcción (por su uso de cemento y metales), empresas agrícolas (por el uso de fertilizantes) o empresas que utilicen hidrógeno en sus procesos productivos. Los impactos tendrán un carácter más indirecto si los productos incluidos en el CBAM afectan a los precios finales de los productos manufacturados de una manera indirecta (a través del precio de componentes, etc.). Otros potenciales impactos indirectos adicionales están relacionados, por ejemplo, con el efecto de posibles caídas en la facturación de empresas

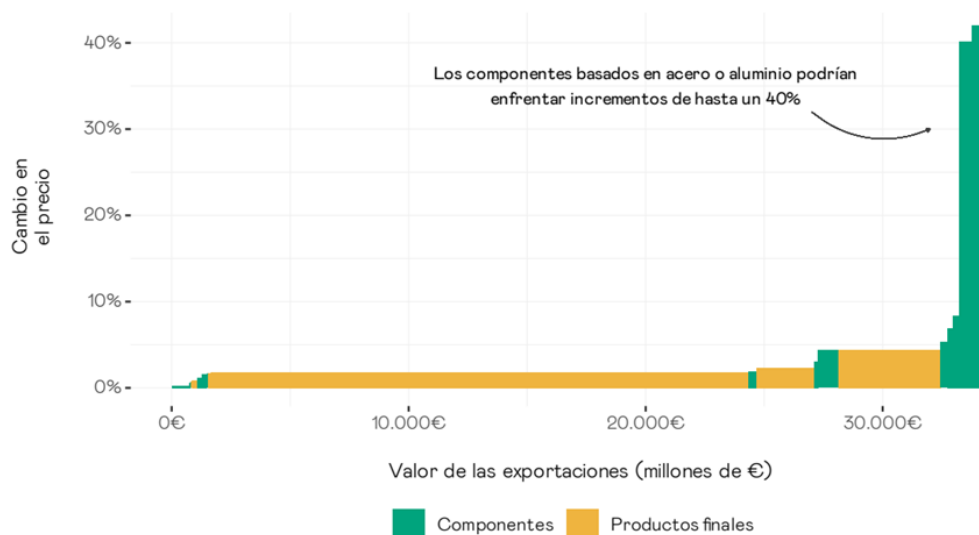
tractoras debidas al CBAM que afecten a empresas con las que colaboran y situadas aguas abajo en la cadena de valor.

En resumen, los sectores más afectados son aquellos directamente involucrados en los “productos CBAM”, bien como productores o consumidores de materias primas como el acero, plásticos, etc. (especialmente relevante en el caso de la automoción). Asimismo, sectores como automoción, metalurgia, minerales no metálicos o plásticos están especialmente expuestos a los mercados internacionales y, por tanto, el CBAM puede condicionar su competitividad y capacidad exportadora de manera significativa (Linares y Collado, 2022).

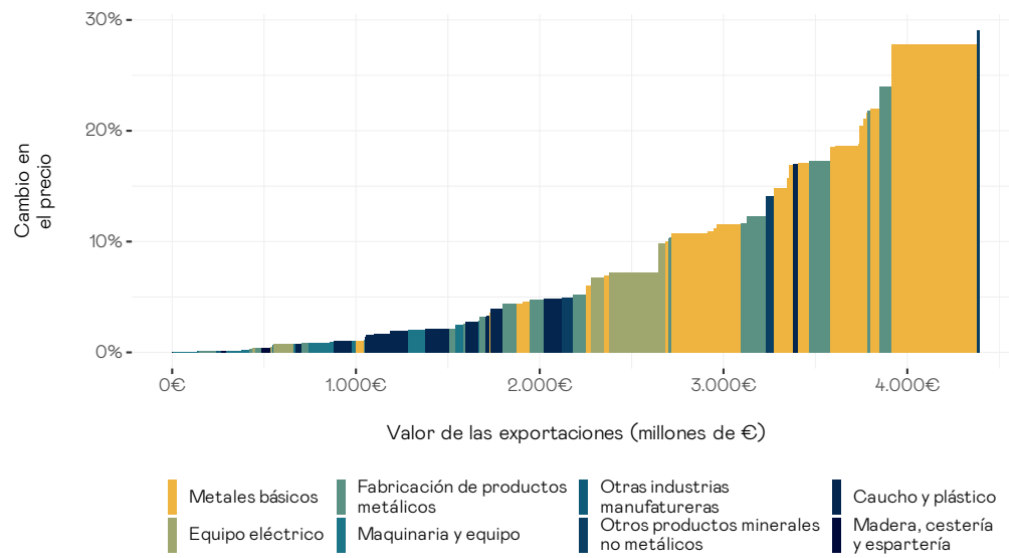
Todos estos sectores son relevantes en el contexto de la industria vasca, especialmente los sectores de manufacturas metálicas y automoción. De acuerdo con el análisis de Collado et al. (2023), el precio de determinados componentes en el sector de acero o aluminio utilizados en automoción podría incrementarse, aproximadamente, entre el 10 % y el 40 %, mientras que el precio de los productos finales (vehículos) podría incrementarse, aproximadamente, entre un 2 % y un 5 %. El caso de otros sectores relevantes en la industria vasca (metales básicos, manufacturas metálicas, maquinaria y equipos y equipos eléctricos) es similar al de automoción, con incrementos de precios que podrían situarse entre el 5 % y el 25 % (Figura II-3.11).

Figura II-3.11 Distribución del incremento de precios en el sector automovilístico y otros sectores en España e importancia de sus exportaciones

Sector automovilístico

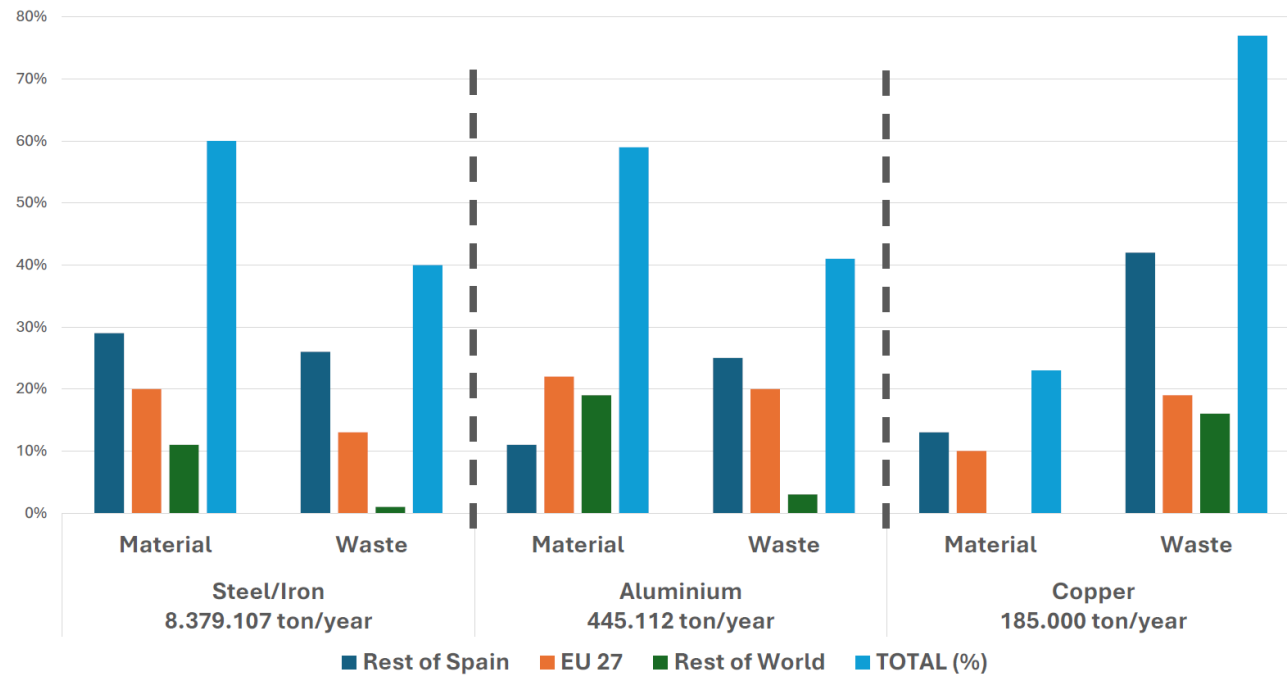


Otros sectores



Fuente: Collado et al. (2023).

Figura II-3.12 Importaciones de material y chatarra de acero/hierro, aluminio y cobre del País Vasco



Fuente: Elgorriaga (2025).

Para tratar de evaluar cuál es el orden de magnitud de la importancia del diseño del CBAM para el País Vasco en conjunto, se evalúa a continuación la extensión de aquella parte de la economía vasca que se puede ver afectada por este mecanismo. Para ello, se revisan algunos datos sobre

importación de determinadas materias primas relevantes para la industria vasca y otros datos sobre valor añadido, empleo, exportaciones e inversiones de la industria vasca y, en particular y donde existe información, del sector manufacturero vasco.

El origen de las importaciones de materiales para consumo de la industria vasca tiene una influencia directa en el impacto del CBAM. De acuerdo con datos hechos públicos por Iñobe sobre el origen de materias primas como el acero, hierro, aluminio y cobre, las importaciones de materiales (incluyendo componentes) y chatarra (o material secundario) de terceros países fuera de la UE se sitúan en niveles relativamente bajos, por debajo del 15% del total, en el caso del acero y el hierro, por debajo del 25%, en el caso del aluminio, y en torno al 15%, en el caso del cobre (Figura II-3.12). En el caso de estas materias primas, por tanto, el impacto del CBAM podría ser relativamente bajo, al menos en el corto plazo.

En relación con los potenciales impactos sobre la creación de valor económico, cabe destacar que, en 2023, el sector de industria y energía generó el 23,7 % del valor añadido bruto del País Vasco, mientras que la construcción aportó el 5,4 %, los servicios un 70,0 % y el sector de agricultura, ganadería y pesca un 0,9 % (Eustat, 2024a). Aproximadamente el 90 % (89,3 % en 2021) del valor añadido producido por el sector de industria y energía en el País Vasco lo genera la industria manufacturera (Eustat, s.f.). Por tanto, una parte muy importante del valor añadido bruto en el País Vasco se concentra en sectores con una exposición significativa a las cuestiones¹⁰⁷ sobre el diseño del CBAM analizadas en este trabajo.

Otro de los indicadores de actividad económica y bienestar es el empleo. La Tabla II-3.3 muestra la distribución del empleo y del número de establecimientos en el País Vasco en los sectores de industria y energía.

La mayor parte de los empleos en el País Vasco en industria y energía (213.980 en 2023)¹⁰⁸ se concentran en sectores industriales expuestos a cuestiones relacionadas con el CBAM, como el de metalurgia y manufacturas metálicas (31,6 % del total de empleos) o los sectores de fabricación de material y equipo eléctrico (4,6 % del total), manufacturas de maquinaria y equipo no comprendido en otras partes (11,5 % del total) o fabricación de material de transporte (10,7 % del total). Estos cuatro sectores suman el 60 % del empleo industrial.

La distribución de los establecimientos industriales, si bien no es exactamente igual a la distribución del empleo, muestra una concentración muy importante en los cuatro sectores señalados y con exposición al CBAM, que incluyen casi un 40 % del total de establecimientos industriales.

¹⁰⁷ Entiéndase en este sentido, por ejemplo, riesgo de fuga de carbono (y de evasión del CBAM a la hora de prevenir la misma) o desprotección de ámbitos como los sectores *downstream* o las exportaciones. Véase la Sección 3.

¹⁰⁸ https://www.eustat.eus/elementos/ele0014300/puestos-de-trabajo-de-la-ca-de-euskadi-por-rama-de-actividad-a38-segun-territorio-historico/tbl0014380_c.html

Tabla II-3.3 Distribución del empleo y el número de establecimientos por sector de actividad en industria y energía en el País Vasco en 2022

	% empleo	% establecimientos
Total Industria y Energía	100	100
Industrias extractivas	0,2	0,4
Industria de la alimentación, bebidas y tabaco	7,3	13,2
Industria textil, confección de prendas de vestir, industria del cuero y del calzado	0,9	5,2
Industria de la madera, papel y artes gráficas	5,0	11,5
Coquerías y refino de petróleo	0,5	0,0
Industria química	2,1	1,5
Fabricación de productos farmacéuticos	0,7	0,1
Fabricación de productos de caucho y plásticos y otros productos minerales no metálicos	9,2	5,8
Metalurgia; fabricación de productos de hierro, acero y ferroaleaciones	31,6	28,2
Fabricación de productos informáticos, electrónicos y ópticos	3,7	1,6
Fabricación de material y equipo eléctrico	4,6	2,0
Fabricación de maquinaria y equipo n.c.o.p.	11,5	5,4
Fabricación de material de transporte	10,7	1,6
Fabricación de muebles; otras industrias manufactureras; reparación e instalación de maquinaria y equipo	7,0	18,3
Suministro de energía eléctrica, gas, vapor y aire acondicionado	1,2	1,8
Suministro de agua, actividades de saneamiento, gestión de residuos y descontaminación	3,8	3,3

Fuente: Eustat (2024b).

Por otro lado, el diseño del CBAM (e.g., cómo se integren soluciones para las exportaciones) puede tener un impacto significativo sobre el valor de las exportaciones de las empresas vascas. En 2023 las exportaciones vascas alcanzaron un máximo histórico de 32.645 M€, representando el 35,7 % del PIB vasco (Basque Trade & Investment, 2024). Destaca el papel de los vehículos y componentes automotrices, maquinaria y equipos mecánicos y productos siderúrgicos y metalúrgicos, que en conjunto representaron el 60 % de estas exportaciones.

Los datos de exportaciones de partidas concretas de bienes industriales (Tabla II-3.4) muestran que en 2024 las 25 partidas más importantes sumaban el 51,6 % del total de exportaciones (30.967 M€). La gran mayoría de estos productos se fabrican utilizando materias primas (principalmente, acero, hierro y aluminio) o productos primarios que se incluyen en el Anexo I del Reglamento (UE) 2023/956 que establece el CBAM.

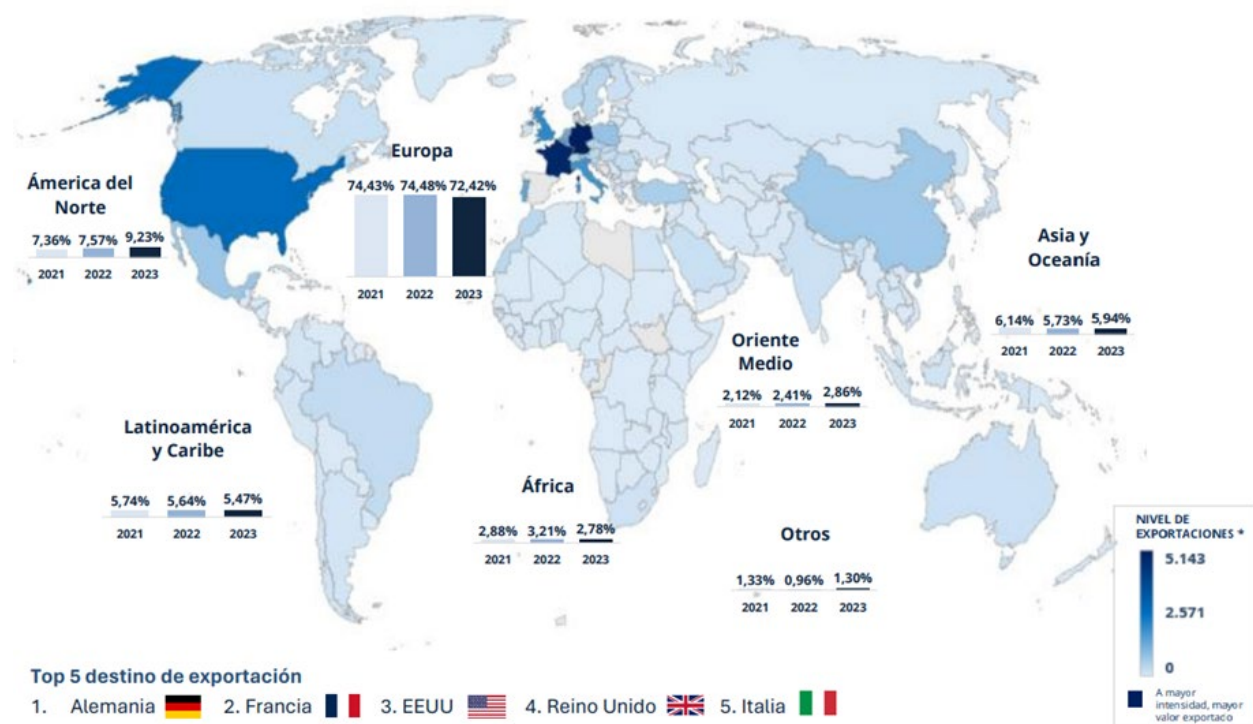
Pese a ello, debe destacarse que la mayoría de las exportaciones tuvieron como destino países europeos (72,42 %), concentrándose en un grupo de cinco países la mitad del conjunto de las exportaciones. Así, el 50 % del total de las exportaciones tuvieron como destino, por orden de importancia, Alemania, Francia, EE. UU., Reino Unido e Italia. De estos, EE.UU. y el Reino Unido son los principales destinos para los que puede observarse un impacto del CBAM en términos de exportaciones. Esta situación se ha mantenido de manera similar en los últimos años (Figura II-3.13).

Tabla II-3.4 Exportaciones de bienes industriales en el País Vasco

	VALOR (miles de €)	% del total
Total	30.967.367	100,0
Turismos de menos de 10 personas.	2.753.453	8,9
Partes y accesorios de vehículos automóviles.	2.292.011	7,4
Vehículos automóviles para el transporte de mercancías.	1.472.265	4,8
Aceites refinados de petróleo.	1.302.006	4,2
Neumáticos nuevos de caucho.	1.020.592	3,3
Perfiles de hierro o acero sin alear.	642.644	2,1
Artículos de grifería, válvulas y órganos similares para tuberías.	571.048	1,8
Tubos y perfiles huecos, sin soldadura, de hierro o acero.	524.442	1,7
Turborreactores, turbopropulsores y demás turbinas de gas, incluidas sus partes y componentes.	408.546	1,3
Las demás manufacturas de hierro o de acero.	393.479	1,3
Aceites crudos de petróleo o de mineral bituminoso.	385.808	1,2
Automotores para vías férreas y tranvías autopropulsados.	378.339	1,2
Mercancías no contempladas específicamente en el arancel aduanero.	375.366	1,2
Transformadores eléctricos, convertidores estáticos y bobinas de reactancia.	370.068	1,2
Cuadros, paneles y soportes para el control o distribución de electricidad.	315.744	1,0
Chapas y tiras, de aluminio, de espesor superior a 0,2 mm.	315.507	1,0
Construcciones a base de chapas, barras, perfiles, tubos y similares de fundición, hierro o acero.	305.141	1,0
Ascensores, escaleras mecánicas, transportadores, etc.	303.617	1,0
Cobre sin refinar; ánodos de cobre para refinado electrolítico.	286.908	0,9
Barras y perfiles de los demás aceros aleados y barras huecas para perforación.	277.531	0,9
Partes de vehículos para vías férreas o similares.	276.746	0,9
Arboles de transmisión, cojinetes, engranajes, embragues, etc.	259.910	0,8
Barras y perfiles, de acero inoxidable.	246.853	0,8
Vehículos automóviles para transporte de diez o más personas, incluido el conductor.	244.287	0,8
Las demás manufacturas moldeadas de fundición, hierro o acero.	242.302	0,8

Fuente: Eustat (2025a).

Figura II-3.13 Principales destinos de las exportaciones vascas (2021-2023) (% del total de exportaciones; valor en miles de millones de €*)



Fuente: BTI (2024).

El hecho de que la mayor parte de las exportaciones de las empresas vascas tenga como destino otros países europeos sugiere, a priori, que el impacto del CBAM podría ser menor. El impacto, de hecho, podría incluso ser positivo en determinados sectores, si el CBAM diera lugar a mayores incrementos en los precios de las importaciones que en los precios de los productos exportados por las empresas vascas que compiten con dichas importaciones.

La realidad es que el efecto final del CBAM para las empresas exportadoras vascas (con una elevada dependencia en sus procesos productivos de importaciones de materias primas no producidas en el País Vasco) depende de múltiples factores que afectan a la competencia en los mercados europeos en los que compiten, incluyendo, de manera especial, los orígenes de las importaciones de las materias primas o las tecnologías y eficiencia en las cadenas de suministro. Es decir, el CBAM cambiará el posicionamiento competitivo de las empresas exportadoras en función de cómo afecte este mecanismo a las materias primas que utilizan las distintas empresas, penalizando, *ceteris paribus*, a aquellas empresas con mayor dependencia de importaciones de materias primas sujetas al CBAM.

Finalmente, otra variable que puede verse afectada por la introducción del CBAM y que puede tener un impacto relevante sobre la competitividad y la economía del País Vasco, por su efecto sobre múltiples empresas en distintas cadenas de valor, especialmente pymes, es la inversión de las empresas industriales vascas expuestas a los productos sujetos al CBAM. En 2022, por ejemplo, la inversión del sector de la metalurgia y los productos metálicos supuso un 32,0 % del total de la inversión neta de la industria manufacturera vasca, con más de 660 M€ y otros

sectores potencialmente afectados por el CBAM, como los sectores de material y equipos eléctricos, maquinarias y equipos o material para el transporte realizaron inversiones por unos 450 M€, más del 20 % de las inversiones totales de la industria manufacturera (Tabla II-3.5).

Tabla II-3.5 Inversión neta de la industria manufacturera del País Vasco en 2022 y 2023

	2022		2023	
	Miles de €	% del total	Miles de €	% del total
03 - Ind. alimentarias, bebidas, tabaco	180.414	8,7	222.084	10,8
04 - Textil, confección, cuero y calzado	5.466	0,3	4.530	0,2
05 - Madera, papel y artes gráficas	136.325	6,6	116.511	5,7
06 - Coquerías y refino de petróleo	191.568	9,3	90.773	4,4
07 - Industria química	45.870	2,2	52.542	2,6
08 - Productos farmacéuticos	109.405	5,3	181.839	8,9
09 - Caucho y plásticos	211.247	10,2	243.782	11,9
10 - Metalurgia y productos metálicos	661.539	32,0	558.468	27,2
11 - Prod.informáticos y electrónicos	44.439	2,1	46.174	2,3
12 - Material y equipo eléctrico	98.416	4,8	50.820	2,5
13 - Maquinaria y equipo	146.690	7,1	180.908	8,8
14 - Material de transporte	194.589	9,4	257.375	12,6
15 - Muebles y otras manufactureras	41.178	2,0	44.730	2,2
Total Industria Manufacturera	2.067.146	100,0	2.050.536	100,0

Fuente: Eustat (2024c).

Una industria de especial relevancia en el País Vasco que puede verse significativamente afectada por el CBAM es la industria de automoción. El sector de automoción, incluyendo automóviles y componentes, supone, aproximadamente, el 25 % del PIB vasco (Euskadi.eus, 2023). De acuerdo con datos de ACICAE (ACICAE, s.f.), unas 300 empresas vascas, con una facturación de más de 25.000 M€, dan empleo a 40.000 personas en el País Vasco (y 100.000 más en otros países). La actividad de estas empresas es muy relevante y supone el 50 % de la industria de componentes de automoción de España.

Cabe añadir que el 90 % de la facturación del sector vasco de automoción proviene de proyectos internacionales, la mitad de la misma fuera de la UE, con mercados clave en países como México, Brasil, China e India. Si bien el sector dispone de 350 plantas productivas en varios de estos países, la importancia de la exportación de la producción, junto con la dependencia del consumo de productos básicos como acero y plástico, sitúa en una posición de especial incertidumbre a una industria estratégica para el País Vasco a raíz de la implantación del CBAM.

En los últimos tiempos, diversos factores, como la crisis de la industria europea, el contexto geopolítico, los precios de la energía o la incertidumbre que rodea al sector de la automoción han tenido un impacto negativo en las exportaciones, con una caída en el valor de las exportaciones en 2024 respecto de 2023 del 14 % en vehículos de menos de 10 personas y de

un 31 % en vehículos para el transporte de mercancías (Eustat, 2025b). La agresiva estrategia arancelaria¹⁰⁹ del nuevo Gobierno de los EE. UU. probablemente generará impactos negativos adicionales sobre las exportaciones en este sector clave de la economía vasca y en otros sectores relevantes, como los de fundición y manufacturas metálicas.

En un contexto más amplio del sector del transporte, más allá del incremento de costes en productos finales (vehículos) y componentes de automoción, será también relevante en los próximos años la necesidad de acceder a alternativas energéticas que faciliten la descarbonización del sector. Es aquí donde entran, como factor añadido, la electricidad (para vehículos eléctricos de batería) y el hidrógeno (ya sea como vector energético o como materia prima para la producción de combustibles sintéticos), que constituyen cadenas de valor estratégicas para una amplia diversidad de empresas vascas, desde compañías energéticas hasta fabricantes de equipos. A pesar de que la producción de estas formas de energía puede ser doméstica y basada en fuentes de energía renovable, el sector energético depende en gran medida del acceso a bienes de equipo y materiales de importación (e.g., módulos fotovoltaicos, baterías, electrolizadores, etc.).

En definitiva, indicadores como el valor añadido bruto, el empleo, las exportaciones o las inversiones netas sugieren que una parte relevante de la industria vasca (y, por tanto, de la economía vasca) podría tener una exposición significativa a los potenciales efectos del CBAM, aunque los niveles de riesgo de cada industria en concreto y de las distintas cadenas de valor depende, crucialmente, de los orígenes de las importaciones de los materiales y productos. En el caso de materias primas como el acero, hierro, aluminio o cobre, el peso de las importaciones de países fuera de la UE es relativamente bajo. El diseño del CBAM podría dar lugar, en todo caso, a que estos efectos sean negativos, en términos de pérdida de actividad económica y empleo, exportaciones e inversión. Podría haber, sin embargo (y tal como se pretende con la concepción del mecanismo), algunos efectos positivos, si el CBAM genera un efecto neto proteccionista para la industria europea que dejara en buena posición competitiva a las empresas vascas.

3.3.2. Potenciales medidas para facilitar un efecto positivo sobre la competitividad del País Vasco de la implementación del CBAM

Como el resto de las regiones europeas, el País Vasco tiene una capacidad limitada para actuar en los términos concernientes al CBAM, dado que este es un mecanismo de dimensión comunitaria (en el ámbito de la UE). Es decir, mejorar el diseño y los procesos de implementación para impulsar efectos positivos del CBAM sobre la competitividad de la industria vasca no depende directamente de las decisiones tomadas en la región.

No obstante, en pleno proceso de revisión del CBAM (así como a lo largo de su futura evolución y adaptación), el País Vasco puede hacer llegar las demandas regionales a través de su representación en las instituciones europeas y a través de la voz de las empresas vascas que estén vinculadas a asociaciones sectoriales.

¹⁰⁹ Por ejemplo, sobre la relación entre el CBAM y la coyuntura arancelaria impulsada desde Estados Unidos en la primavera de 2025, véanse los análisis de Winters (2025) o Choudhry (2025).

Para ello, la posición de la industria del País Vasco, y la comprensión de sus prioridades a lo largo de la evolución del CBAM, se beneficiarán de un diálogo multisectorial fluido entre industrias y entre estas y las instituciones. Por ejemplo, la involucración activa de las organizaciones dinamizadoras de clústeres (ODCs) como intermediarias, y la existencia de iniciativas público-privadas donde confluyen intereses transversales, como el “Basque Net Zero Industrial Super Cluster” (NZBI Super Cluster), pueden constituir ventajas competitivas determinantes para la vigilancia regulatoria y tecnológica y reforzar la situación del País Vasco en relación con los riesgos industriales abordados por el CBAM.

Dentro de la revisión actualmente en marcha del CBAM, hay varios ámbitos que pueden considerarse prioritarios para la industria vasca, en línea con las discusiones a nivel europeo (véase Informe Draghi y posicionamiento de asociaciones sectoriales en las secciones anteriores):

1. Extensión del CBAM a industrias y productos *downstream*. El ejemplo de la industria de componentes de automoción o de la fabricación de vehículos (furgonetas, trenes, autobuses, etc.) en el territorio ejemplifica cómo los riesgos de la industria que el CBAM busca cubrir van más allá de los productos primarios (acero, aluminio, etc.). Un posicionamiento del País Vasco a favor de una rápida implementación de la extensión del CBAM en eslabones de cadenas de valor aguas abajo debe basarse en una evaluación detallada del posicionamiento de las empresas en los mercados internacionales y de su exposición a competencia de empresas de terceros países.
2. Inclusión en el CBAM de medidas de protección de las exportaciones. La exposición al mercado internacional extracomunitario de una parte relevante de la producción y exportaciones vascas, incluyendo las capacidades productivas en el extranjero de empresas del territorio (de nuevo, el caso de la industria de componentes de automoción ejemplifica bien esta cuestión), dota de especial relevancia para la industria vasca a esta parte de la revisión del CBAM, que puede implicar la aplicación de descuentos a la exportación (*export rebates*) u otros mecanismos de apoyo (p. ej., reutilización de los ingresos del CBAM para apoyar inversiones en descarbonización de la industria –o facilitar la financiación del *opex* de empresas vulnerables, en determinados escenarios— u otras transferencias compatibles con el marco normativo sobre ayudas de Estado). Además, la coyuntura internacional marcada por la política arancelaria estadounidense complejiza aún más esta cuestión y añade espacio de incertidumbre.
3. Flexibilización del calendario de eliminación progresiva de la asignación de derechos de emisión. El margen limitado de actuación por parte del País Vasco es aplicable a las dos medidas anteriores e, igualmente, a otras cuestiones relevantes del CBAM (véase sección 3.2), como por ejemplo la potencial modificación del calendario de eliminación progresiva de la asignación gratuita de derechos de emisión¹¹⁰ (e.g., será relevante

¹¹⁰ Aunque esta potencial medida no está sobre la mesa, de manera explícita, en las discusiones sobre la actualización del CBAM, la coyuntura geopolítica actual y el posible impacto de una escalada en la guerra de aranceles iniciada por el Gobierno de Trump en 2025 abren la puerta a escenarios inciertos para la industria europea (y vasca). La respuesta de la UE en estos escenarios depende de múltiples factores (p. ej., si las

evaluar la posibilidad de que el CBAM incorpore mecanismos de flexibilidad para atender situaciones en las que la eliminación de derechos se traduzca en riesgos de fuga de carbono).

4. Implementación del CBAM en los esquemas de financiación de la descarbonización de la industria. Una medida que puede ayudar a la industria vasca intensiva en energía y emisiones es el desarrollo de un sistema en el ámbito de la UE¹¹¹ que integre los ingresos resultantes de la aplicación del CBAM en esquemas de financiación de la descarbonización de la industria más generales y que sean coherentes con el marco que plantean el *Clean Industrial Deal* y el conjunto de medidas y estrategias que lo componen, aunque no existen propuestas concretas en el momento de elaborar este informe –ver European Commission (2023b) y Marcu et al. (2024).

Teniendo en cuenta la falta de precedentes del CBAM y la complejidad de los retos que este busca abordar, así como la limitada capacidad de actuación directa del País Vasco en la definición de los detalles de la normativa relativa al CBAM, las estrategias de apoyo a la industria regional pueden priorizar herramientas que se encuentren al alcance de las empresas e instituciones vascas, al menos en el corto-medio plazo. Por ejemplo, el Informe Draghi incluye entre sus recomendaciones relativas al CBAM la provisión de soluciones tecnológicas adecuadas para mejorar la presentación de informes y simplificar los procesos administrativos. De esta manera, las estrategias de digitalización específicamente orientadas al CBAM, incluyendo la mejora de las infraestructuras digitales y el desarrollo de soluciones de software *ad hoc*, pueden ser especialmente relevantes para dotar de un espacio de maniobra a las regiones en un ámbito tan complejo y amplio como el CBAM.

En el caso concreto del País Vasco, las políticas de acompañamiento a las empresas vascas por parte de las instituciones regionales (e.g., SPRI y BTI) aportan un marco idóneo para la profundización en herramientas como las arriba mencionadas para reforzar la situación de la industria. De la misma manera, las iniciativas antes indicadas basadas en las ODCs también constituyen una base de fortaleza para apoyar medidas en este sentido. Por ejemplo, el NZBI Super Clúster incluye soluciones tecnológicas como el Sistema Integrado de Modelización BIDERATU, ideado para la definición de escenarios de descarbonización (incluyendo modelos macroeconómicos multisectoriales) y así facilitar la toma de decisiones.

El CBAM pone de manifiesto la importancia de la cooperación, tanto dentro como fuera de la UE. En este sentido, el País Vasco puede aprovechar su cooperación con otras regiones con intereses comunes, ya sea en el marco del Estado con otras autonomías o en el marco de iniciativas propias transfronterizas (e.g., Euroregión, Arco Atlántico), para reforzar su

grandes potencias económicas y comerciales viran hacia planteamientos más proteccionistas y de defensa activa de sus industrias, cabe esperar medidas con impactos similares en la UE).

¹¹¹ En julio de 2025, la Comisión Europea anunció que está trabajando en una propuesta (que estaría lista en diciembre de 2025) para mitigar el riesgo de fuga de carbono en los sectores afectados por la normativa CBAM utilizando los ingresos del esquema CBAM (hasta 2.100 M€ en el horizonte 2030) para apoyar a las empresas exportadoras afectadas. Este esquema se aplicaría a partir de 2026 (con una compensación total esperada ese año de unos 70 M€) y se revisaría cuando se apruebe la reforma del esquema de comercio de derechos de emisión en 2026 (European Commission, 2025f; Abnett, 2025).

posicionamiento frente al CBAM o, incluso, para impulsar iniciativas que integren a cadenas de valor en el ámbito suprarregional. Esto puede aplicarse en el caso del desarrollo de soluciones digitales para la industria, facilitando la provisión compartida de recursos y el escalado de estas soluciones. La compartición de soluciones digitales para la industria dentro del marco europeo es una estrategia con un sentido continental similar al del propio CBAM.

4. Conclusiones

El CBAM es un mecanismo deseado y apoyado por la industria europea y vasca, en general. Sin embargo, su diseño y efectos por demostrar generan dudas en relación con sus posibles impactos tanto en el ámbito doméstico como en el internacional, siendo un mecanismo complejo con procedimientos poco o nada probados hasta la fecha.

La literatura académica lleva años estudiando los ajustes de carbono en frontera, antes de la primera propuesta del CBAM de la UE con el paquete “Fit for 55” de 2021. Las últimas revisiones sistemáticas, que toman el CBAM de la UE como referencia, al ser el primero de su clase, indican que se trata de una herramienta en la intersección entre las ambiciones medioambientales (evitar el desplazamiento o aumento de emisiones ligadas a la fuga de carbono) y económicas (protección de la competitividad de sectores objetivo). Sobre esta base, las opciones de diseño son diversas, así como las incertidumbres sobre su aplicación. Una cuestión importante es cómo se abordan las exportaciones a terceros países desde las partes que implementan un CBAM.

Resulta relevante subrayar que, en el momento de elaborar este trabajo, el funcionamiento del CBAM no ha sido puesto todavía a prueba, ya que el periodo de transición termina a finales de 2025. Será a partir del año 2026 cuando se puedan apreciar las implicaciones prácticas de su implementación progresiva y sus efectos reales en términos económicos.

En la práctica, se trata de un mecanismo con consecuencias globales a lo largo de las cadenas de valor. Esto constituye un arma de doble filo y además puede tener impacto sobre el desarrollo sostenible de economías emergentes o en vías de desarrollo. En general, un marco internacional vinculante o sistema de gobernanza para establecer precios y un mercado de carbono a nivel global evitaría la necesidad de que bloques como la UE implementen mecanismos como el CBAM y que este tenga impacto a nivel internacional.

Es decir, el CBAM es una medida con una gran ambición al pretender conciliar dos grandes objetivos: proteger la industria doméstica frente a las importaciones desde países con menor ambición medioambiental que la UE; y, a su vez, preservar y expandir (en términos planetarios) los objetivos de descarbonización industrial de la UE.

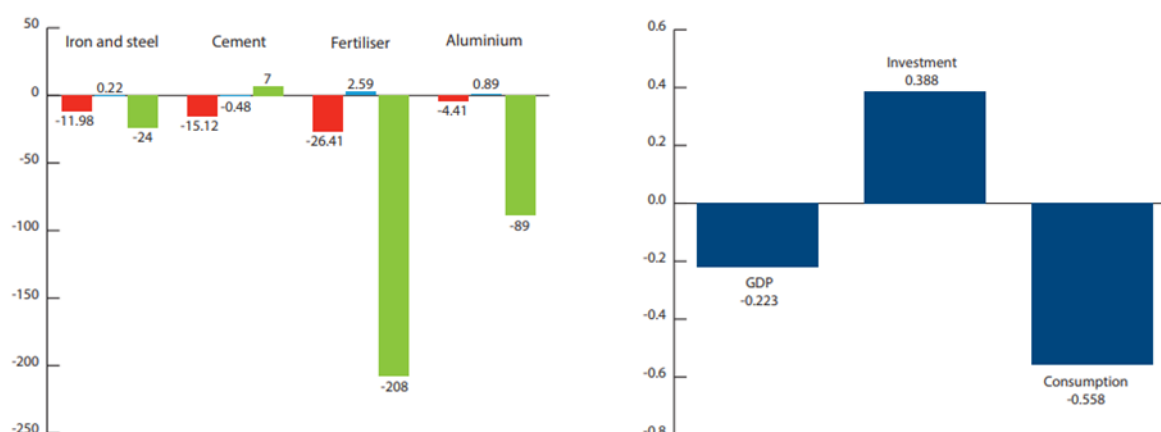
Las principales conclusiones derivadas del análisis realizado sobre el mecanismo CBAM son las siguientes:

1. La UE es pionera en la implementación de una medida con la ambición como la del CBAM. Sin embargo, la falta de precedentes y la complejidad del mecanismo genera una incertidumbre importante sobre la eficacia y posibles efectos secundarios del mismo.

Esta posición de *first mover* implica riesgos con dimensiones aun por entender, pero ya está generando movimientos paralelos en otros países que van estudiando sus propios CBAM o mecanismos similares (empezando por el Reino Unido). La posibilidad de que otros países implementen mecanismos similares al CBAM, o bien que otros países extracomunitarios se vinculen al ETS europeo (e.g., este de Europa en relación con las interconexiones eléctricas) sugiere el potencial de un emergente sistema de “clubes de carbono” o “espacio CBAM”.

2. Por tanto, desde el punto de vista global, la cooperación internacional será clave para asegurar y potenciar los efectos deseados con el CBAM. Por un lado, la incorporación de mecanismos similares por terceros países favorece la ambición medioambiental del mecanismo. Por otro lado, el impacto sobre economías emergentes o en vías de desarrollo será relevante. En conjunto, la coyuntura comercial (e.g., aranceles) y geopolítica (e.g., conflictos armados) puede debilitar los efectos del CBAM.
3. La incertidumbre sobre la efectividad del CBAM se deberá abordar en sucesivas revisiones del mecanismo, manteniendo mecanismos de flexibilidad para poder responder a situaciones de emergencia (p. ej., en lo relativo al calendario de eliminación de los derechos de emisión). Muchos de los riesgos se centran en sectores exportadores, para los que no existe a fecha actual una solución clara más allá del debate sobre las compensaciones a las exportaciones (Gráfico II-4.1).

Gráfico II-4.1 Estimación de efectos sectoriales (izquierda) y macroeconómicos (derecha) del CBAM en la UE (% , año 2030)



Fuente: Cornago y Berg (2024).

4. La revisión del CBAM parte de un proceso en marcha de simplificación regulatoria y burocrática transversal en la UE (paquete ómnibus del primer trimestre de 2025) y, sobre esta base, deberá priorizar la ampliación a otros sectores más allá de los 6 iniciales, la expansión de su alcance en las cadenas de valor (*downstream*), la protección de las exportaciones y el perfeccionamiento frente a técnicas de evasión y fraude.
5. La complejidad y novedad del mecanismo CBAM hace que existan limitaciones y dificultades para su implementación y la respuesta por parte de las empresas. Estas limitaciones están ligadas a la falta de precedentes, la indisponibilidad de datos, la complejidad de las cadenas de valor y de los procedimientos requeridos, la carga administrativa para las empresas y, en general, la compleja situación geopolítica actual (sobre todo, aranceles alejados de los objetivos medioambientales; guerra comercial que lastra la relevancia del CBAM...).

6. La decisión sobre cómo integrar o acompañar las distintas herramientas y políticas para incentivar la descarbonización de la industria, incluyendo el CBAM, es una decisión de índole política. Esta debería basarse en una evaluación en detalle de las implicaciones sobre la industria europea de medidas como el CBAM, teniendo en cuenta el contexto global y el conjunto de medidas vigente.

Una política integral e inteligente de descarbonización de la industria europea debería dar relevancia a un diseño de herramientas que promueva y priorice los resultados efectivos y medibles de estas. Para posibilitar este diseño de herramientas será importante canalizar la colaboración efectiva entre las instituciones europeas y las empresas a través del diálogo con las asociaciones industriales, entre otros agentes interesados.

7. La industria del País Vasco se verá afectada en diferentes ámbitos con la aplicación del CBAM y no es ajena a las inquietudes de la industria europea. Entre otros, el sector de la industria vasca de componentes de automoción ejemplifica bien la relevancia del CBAM.

Indicadores relevantes como el valor añadido bruto, el empleo, las exportaciones o las inversiones netas de las empresas en el País Vasco sugieren que una parte relevante de la industria vasca (y, por tanto, de la economía vasca) podría tener una exposición significativa a los potenciales efectos del CBAM, si bien una fracción significativa de las importaciones de materiales clave para la industria --como el acero, hierro, aluminio o cobre--proviene del resto de España o de otros Estados miembros de la UE. Muchos de estos efectos pueden ser negativos, en términos de pérdida de actividad económica y empleo, exportaciones e inversión. Podría haber, sin embargo, algunos efectos positivos, si el CBAM genera un efecto neto en defensa de la industria europea que dejara en buena posición competitiva a las empresas vascas.

8. Si bien el País Vasco tiene una capacidad de acción limitada en relación con los posibles efectos del CBAM (dependen de su diseño final y su evolución con el tiempo, todo en la dimensión continental), las autoridades en el País Vasco deben mantener canales de comunicación permanentemente abiertos con la industria vasca para entender los riesgos implícitos en las distintas coyunturas económicas globales. El posicionamiento del País Vasco ante cambios en el CBAM (p. ej., extensión a industrias y productos *downstream*, inclusión de medidas de apoyo a las exportaciones, implementación de vías de flexibilidad para las industrias más afectadas o despliegue de esquemas de financiación de la descarbonización industrial de amplio calado y alcance incluyendo los ingresos del CBAM) debe tener en cuenta el equilibrio necesario entre los principales objetivos del CBAM (crear reglas de juego justas entre empresas europeas y de terceros países para incentivar la descarbonización industrial) y el impacto sobre la industria europea del complejo contexto geopolítico y económico.
9. En definitiva, en términos generales, el CBAM tenderá a mejorar la competitividad doméstica de industrias europeas intensivas en energía y emisiones en el corto plazo, mediante una aproximación proteccionista de la industria europea que deberá impulsar en los próximos años un proceso de transformación profunda y descarbonización.

Parte III: RECOMENDACIONES PARA LAS ADMINISTRACIONES PÚBLICAS Y LAS EMPRESAS INDUSTRIALES

Este tercer capítulo del informe presenta algunas recomendaciones para facilitar una descarbonización industrial competitiva, en el contexto del País Vasco, y, en particular, para fomentar las inversiones en actividades de I+D+i y la adopción de nuevas tecnologías limpias por parte de las empresas industriales intensivas en energía, teniendo en cuenta el desarrollo y aplicación del mecanismo CBAM y la implementación de la Directiva RED III.

Como se analizó en los capítulos anteriores, el resto de regiones europeas, el País Vasco tiene una capacidad limitada para actuar en los términos concernientes al CBAM y la RED III, al ser normativas desarrolladas en el ámbito de la UE. El País Vasco, sin embargo, puede hacer llegar las demandas regionales a través de su representación en las instituciones europeas y a través de la voz de las empresas vascas que estén vinculadas a asociaciones sectoriales.

Un diálogo multi-agente y multisectorial fluido entre industrias y entre estas y las instituciones permitirá a las autoridades entender las prioridades de la industria vasca a lo largo del periodo de implementación del CBAM y de la RED III, facilitando una vigilancia regulatoria y tecnológica que permita mitigar los riesgos industriales relacionados con el desarrollo del CBAM y la implementación de la RED III y facilite la creación de ventajas competitivas para la industria vasca.

Recomendaciones para las Administraciones Públicas

(a) Implementación de una estrategia industrial vasca inteligente

El contexto actual sugiere la necesidad de evaluar, actualizar y adaptar la estrategia industrial vasca para asegurar un alineamiento de las políticas de crecimiento económico, innovación, política industrial y política medioambiental con el doble objetivo de descarbonización competitiva y reindustrialización en torno a energías limpias, tecnologías de descarbonización y nuevos materiales.

La “estrategia inteligente de descarbonización” de la economía vasca puede, a partir del marco legal que ofrecen la Ley Vasca de Transición Energética y Cambio Climático y el Plan de Industria Euskadi 2030 (Gobierno Vasco, 2025), centrarse en la implementación de políticas y herramientas que faciliten el desarrollo de las redes inteligentes y otras infraestructuras energéticas críticas para la descarbonización de la industria vasca (p. ej., de hidrógeno, CO₂, etc.), el despliegue de proyectos piloto estratégicos (p. ej., en torno a la gran iniciativa estratégica del Basque Net Zero Industrial Super Cluster o los Proyectos Transformadores identificados en el Plan de Industria Euskadi 2030) en los que participen empresas vascas en distintas cadenas de valor, el escalado de demostradores con éxito y la transferencia efectiva de innovación a las empresas.

(b) Planificación integrada de los sectores energéticos

Un elemento relevante de la estrategia de descarbonización industrial debe ser la obtención de sinergias y eficiencias por integración entre distintos sectores energéticos y distintas fuentes de energía y vectores energéticos. El enfoque multi-sectorial y multi-vectorial permitirá aprovechar los recursos disponibles de manera eficiente y explotar las oportunidades potenciales que crean la ubicación geográfica de los grandes centros de demanda industrial, la

configuración de los activos existentes y las ubicaciones potenciales de nuevas infraestructuras de generación de energía y otras infraestructuras necesarias para la descarbonización industrial. El Plan de Industria Euskadi 2030 incluye, entre sus Proyectos Transformadores, la “Planificación de las Redes Eléctricas Vascas”, reconociendo la necesidad de incrementar la capacidad y flexibilidad de la red eléctrica y promover la generación de energía renovable en el territorio vasco (Gobierno Vasco, 2025).

(c) Incentivos a la inversión

La “estrategia de descarbonización inteligente” del País Vasco debe incluir esquemas de incentivos a la inversión y mecanismos de financiación efectivos e inteligentes, apoyando los proyectos de descarbonización efectiva de las empresas intensivas en energía y la inversión y financiación de proyectos y *start-ups* relacionados con tecnologías limpias innovadoras.

Incentivos a la inversión

Los esquemas de incentivos a la descarbonización de empresas industriales y los esquemas para fomentar la innovación (y, en particular, proyectos *first of a kind* que puedan dar lugar a avances tecnológicos disruptivos) deben basarse en instrumentos económicos, contables y fiscales sencillos de aplicar, explícitamente orientados a la inversión en tecnologías con bajas emisiones (i.e., con una clara “direccionalidad”) y al desarrollo real y tangible (i.e., “orientados a resultados”) de nuevas soluciones y tecnologías innovadoras por parte de las empresas industriales.

Análisis recientes remarcan el papel fundamental que juegan los Gobiernos, en los distintos niveles de Administración, en el despliegue y apoyo a los proyectos de demostración¹¹² (IEA, 2024c). La financiación de proyectos de demostración, especialmente, del tipo *first of a kind* (FOAK), será muy importante para el éxito del proceso de descarbonización a medio y largo plazo¹¹³, y requiere también la innovación en instrumentos específicos a partir de combinaciones de herramientas clásicas (deuda, capital propio, sistemas de garantías, etc.)¹¹⁴ y nuevas aproximaciones a la financiación de este tipo de proyectos, basadas, por ejemplo, en financiación “fuera de balance” (*off-balance sheet*), capital catalizador o ancla (*catalytic capital*,

¹¹² En China, EE.UU. y Europa la financiación de este tipo de proyectos se reparte al 50 % entre agentes públicos y privados, con un elevado porcentaje de la financiación (60 %, aproximadamente) destinada a proyectos que no están aún en construcción.

¹¹³ Se estima que el 35 % de la reducción de emisiones a largo plazo (2050) provendrá de tecnologías que se encuentran aún en una fase pre-comercial (IEA, 2024c). El avance tecnológico mediante proyectos de demostración será, por tanto, crítico en los próximos años.

¹¹⁴ IEA (2024c) revisa algunos de los instrumentos innovadores que se están utilizando en el ámbito de proyectos piloto y FOAK y que incluyen préstamos concesionales (con retraso en el pago de la deuda o tipos de interés favorables), garantías sobre préstamos específicas (con condicionalidades, financiación de partes específicas de proyectos u obligaciones de co-financiación), deuda convertible (en participaciones en el capital) bajo ciertas condiciones, *quasi-equity* (*venture debt*, con condiciones de pago de deuda flexibles, baja prioridad de recuperación o no aseguramiento) o apoyo al OPEX (p. ej., créditos fiscales ligados a producción o resultados, contratos por diferencias para cubrir diferencias entre costes reales y precios de mercado, flexibilidad en los periodos de aplicación, etc.).

anchor capital), semiconcesiones, programas gubernamentales a medida o los fondos innovadores de deuda participativa (Kann, 2023; Comisión Europea, 2016).

Este tipo de proyectos se centran, fundamentalmente, en tecnologías de oferta (p. ej., producción de hidrógeno y combustibles a base de hidrógeno, nuevas tecnologías nucleares y energía eólica marina flotante), lo que sugiere la necesidad de avanzar en el despliegue de demostradores en el lado de la demanda, en sectores como el aluminio, el cemento, el acero, la aviación y el transporte marítimo, que recibieron mucha menos financiación, y en tecnologías de emisiones negativas, como la captura directa de CO₂ (*direct air capture*, DAC) o la captura, uso y almacenamiento de CO₂ (CCUS).

Esquemas orientados a resultados tangibles y con direccionalidad, como los basados en escudos fiscales como los ITC (*investment tax credits*) y PTC (*production tax credits*) en EE.UU. (el Listado Vasco de Tecnologías Limpias es un ejemplo de este tipo de esquemas basados en escudos fiscales con fuerte direccionalidad) son vías que, además de ofrecer resultados tangibles, como muestra el caso de la Inflation Reduction Act (IRA), permiten reducir el riesgo de fuga de capitales y de empresas que genera la asimetría entre los esquemas de incentivos en EE.UU. y la Unión Europea. Estos esquemas incentivan el desarrollo efectivo de proyectos y, por tanto, de una transformación real orientada a descarbonizar la economía.

Ecosistema de financiación sostenible

En el País Vasco se han dado pasos en los últimos años para consolidar un ecosistema financiero regional innovador a partir de los activos, recursos, instituciones y conocimiento existentes, en gran medida ligados al desarrollo y evolución de la industria vasca durante décadas (ver Fernández Gómez & Larrea Basterra, 2021, pp.166-170).

El desarrollo de un ecosistema de financiación dinámico e innovador debe no solo fortalecer los pilares básicos en el mercado financiero local/regional (oferta, demanda, instituciones del mercado, marco normativo, generación de capacidades y productos y servicios innovadores) (Fernández Gómez & Larrea Basterra, 2021, Tabla 3, pp. 171-173; 2022) sino también facilitar la creación de estructuras novedosas de gobernanza y colaboración entre distintos agentes y entre instituciones públicas y privadas (Fernández Gómez, 2024b, 2025a).

La reciente creación del Clúster Financiero Vasco BasqueFIK (euskadi.eus, 2024; Spri.eus, 2025) abre las puertas al crecimiento y consolidación de un sector financiero en el País Vasco competitivo e innovador. El desarrollo de una estrategia específica de financiación integral de la transición sostenible permitiría conectar los recursos y capacidades de este sistema con la realidad empresarial e industrial vasca, las capacidades en materia de I+D+i y los objetivos de descarbonización inteligente y protección y fomento de la competitividad de la industria vasca.

Además, el propio Plan de Industria Euskadi 2030 prevé impulsar la financiación de Proyectos Transformadores a través de la Alianza Financiera Vasca, una iniciativa de colaboración público-privada en la que participan las principales entidades financieras presentes en el País Vasco y que cuenta con una dotación de recursos públicos de 1.200 M€ (1.000 M€ de nueva financiación y 200 M€ provenientes de Finkatuz). Este esfuerzo de financiación complementa otros programas de financiación como el Plan de Ayudas a la Industria 2025 (SPRI, 2025).

La efectividad de los instrumentos y políticas de apoyo a la inversión y financiación dependerá, en gran medida, de la consolidación de un ecosistema de financiación dinámico, innovador y

competitivo en el País Vasco. Por otro lado, la “inteligencia” de las herramientas estará determinada por (1) su enfoque en la realidad industrial y económica en el País Vasco; y (2) su orientación a resultados (medioambientales, económicos, en términos de innovación).

Los instrumentos y políticas deben priorizar el acceso al capital no solo a los desarrolladores de grandes proyectos, sino también a PYMEs y pequeñas *start-ups* innovadoras que impulsen la transferencia efectiva de innovación al tejido empresarial, fortaleciendo las cadenas de valor con nuevos desarrollos tecnológicos y nuevos modelos de negocio y, simultáneamente, promover actividades de I+D+i en TRL más bajos o experimentales (Fernández Gómez, 2024b).

Un acceso sencillo y rápido a las fuentes de financiación europeas (y estatales) debe ser otro de los objetivos de la estrategia vasca de financiación. Para ello, deben definirse mecanismos¹¹⁵ que faciliten el flujo de financiación desde Europa, especialmente, en el ámbito de la descarbonización del sector industrial, los nuevos fondos y mecanismos de financiación que se pondrán en marcha en torno a la innovación, la descarbonización competitiva de la industria y la autonomía estratégica en el marco del nuevo plan “Una brújula para la competitividad de la Unión Europea” de la Comisión Europea y del nuevo Clean Industrial Deal¹¹⁶ y la potencial creación en los próximos años de un nuevo Fondo Soberano Europeo (European Parliament, 2024).

Adicionalmente, la estrategia vasca de financiación debe impulsar la utilización y optimización del mecanismo de exención de ayudas de Estado habilitado por la UE durante la crisis de 2020-2024 (*Temporary Crisis and Transition Framework*), que fue revisado, adaptado y extendido con la aprobación del nuevo marco CISAF (*Clean Industrial Deal State Aid Framework*) en junio de 2025 y que estará en vigor hasta el 31 de diciembre de 2030¹¹⁷.

(d) Desarrollo de infraestructuras relevantes

El cumplimiento de los objetivos de la RED III en materia de hidrógeno renovable y RFNBOs dependerá crucialmente del despliegue de las infraestructuras necesarias para que las empresas industriales puedan utilizar los nuevos productos energéticos para descarbonizar sus actividades. La estrategia vasca de impulso a los RFNBOs debe facilitar el despliegue de infraestructuras prestando atención a varios aspectos, comentados a continuación.

¹¹⁵ Muchos de estos fondos se canalizan a través de los Estados miembros. El objetivo de la estrategia vasca en relación con los fondos europeos debe ser doble: (a) por un lado, colaborar con el Estado para agilizar y materializar de forma efectiva la asignación de fondos que correspondan a las empresas vascas en el marco de los programas estatales (p. ej., PERTEs); y (b) trabajar en el ámbito de la UE para impulsar vías de financiación directas hacia las regiones europeas.

¹¹⁶ Ver los instrumentos, planes y estrategias de financiación que se pondrán en marcha entre 2025 y 2026 incluidas en las tablas de “Flagship Actions” en cada una de estas tres áreas en European Commission (2025).

¹¹⁷ Ver European Commission (2025h). En concreto, el nuevo CISAF establece un nuevo marco de ayudas estatales que permita a los Estados miembros de la UE conceder fondos para (a) acelerar el despliegue de las energías renovables; (b) impulsar la descarbonización industrial; (c) garantizar la capacidad de fabricación “*made in Europe*” en cadenas de valor de tecnologías limpias; (d) apoyar a los consumidores electrointensivos; y (e) reducir el riesgo (*de-risking*) de las inversiones privadas. Ver también Maczkovics & Cogoni (2025).

Desarrollo de energías renovables

La RED III implica la simplificación del marco regulatorio y de algunos procesos administrativos y legales (Solt et al., 2024) que han actuado hasta la fecha como barreras al desarrollo de infraestructuras de energías renovables. Una de las claves del éxito de la nueva regulación será la transposición efectiva de la Directiva y el desarrollo de normas detalladas para su implementación real y la adaptación de otras normas tanto a escala estatal como regional (sobre evaluaciones ambientales, permisos, reglas de uso de suelo¹¹⁸, etc.) para:

- aplicar de manera adecuada el principio de “interés público superior” asociado al despliegue de energías renovables;
- identificar y definir las “zonas de aceleración de renovables” óptimas, en las que se aplicarán procedimientos simplificados de aprobación de proyectos de energía renovable.

Planificación de infraestructuras

La planificación de las infraestructuras específicas relacionadas con las cadenas de valor del hidrógeno renovable y otros RFNBOs debe llevarse a cabo de manera integrada con las planificaciones en otros sectores energéticos, como el eléctrico o el de gas natural, como se menciona en el punto (b) de este apartado.

Financiación de las infraestructuras

La financiación de las nuevas infraestructuras supone un reto considerable para el desarrollo de nuevas infraestructuras relacionadas con los RFNBOs. La estrategia vasca debe apoyar la innovación en los esquemas de financiación, como los novedosos esquemas de asignación intertemporal de costes que está estudiando el regulador europeo ACER¹¹⁹ (ACER, 2025) y que podrían facilitar una financiación de infraestructuras mediante tarifas reguladas tradicionales (cánones pagados por los usuarios de la red) con costes de acceso a las redes para las primeras generaciones de usuarios más asequibles, de esta manera evitando desincentivar la demanda y permitiendo que los gestores de redes de hidrógeno recuperen los costes de las infraestructuras a lo largo del tiempo con una distribución equitativa de los mismos.

Proyectos Transformadores en el Plan de Industria Euskadi 2030

Diversos Proyectos Transformadores dentro del Plan de Industria Euskadi 2030, como la creación de un “Hub del Dato Soberano” o un “Centro de Soluciones Avanzadas en Robótica”, los proyectos “Grid4Industry” y “Valle de descarbonización” o la creación de un “Hub de combustibles renovables” apuntalarán las redes de infraestructuras necesarias para la

¹¹⁸ En la actualidad, se está tramitando el Plan Territorial Sectorial de Energías Renovables de Euskadi, que se encuentra en su fase final, existiendo en el momento de elaborar este informe un documento provisional, publicado en diciembre de 2024 (Eusko Jaularitza, 2024).

¹¹⁹ El “paquete sobre gas natural” incluye un mandato a ACER para que publique una recomendación sobre metodologías para determinar la asignación intertemporal de los costes de las infraestructuras antes del 5 de agosto de 2025. ACER pondrá en marcha una consulta pública sobre esta cuestión en marzo de 2025.

descarbonización competitiva de Euskadi y el desarrollo de capacidades tecnoindustriales y tejido empresarial competitivo e innovador en torno a las tecnologías limpias.

(e) Un marco regulatorio adecuado para la industria vasca

Aspectos regulatorios

El desarrollo completo del marco normativo que proponen el mecanismo CBAM y la RED III y el resto de legislación y normativa asociada tardará un tiempo en materializarse. Esto sugiere que, en el corto y medio plazo, la estrategia (regulatoria) vasca de las Administraciones Públicas en relación con la implementación de las nuevas regulaciones debería orientarse a facilitar e incentivar la transformación del mix de energías consumidas por las empresas sin causar costes excesivos o ineficientes.

En el caso del CBAM, resultan relevantes para la industria vasca aspectos aún no definidos como (a) la extensión del CBAM a industrias y productos *downstream*, que puede tener un impacto muy significativo en industrias clave en el País Vasco, como la industria de componentes de automoción o de la fabricación de vehículos (furgonetas, trenes, autobuses, etc.); (b) la inclusión en el CBAM de medidas de protección de las exportaciones, como aquellas en las que está trabajando la Comisión Europea en el momento de elaborar este informe, centradas en la reutilización de ingresos del CBAM (European Commission, 2025f) o bien basadas en otros mecanismos, como los “descuentos a la exportación” (*export rebates*) y otros mecanismos de apoyo (p. ej., apoyo para la financiación del *opex* de empresas vulnerables u otras transferencias compatibles con el marco normativo sobre ayudas de Estado); (c) la potencial flexibilización del calendario de eliminación progresiva de la asignación de derechos de emisión; o (d) la coordinación del CBAM con los esquemas de financiación de la descarbonización de la industria.

En el caso de la RED III, resulta relevante que se trasladen a la legislación nacional de manera adecuada las reglas para implementar las exenciones previstas en la norma relativas al hidrógeno generado como co-producto en la producción de otros productos energéticos, al hidrógeno utilizado como insumo en la producción de otros combustibles (sintéticos) y el utilizado para descarbonizar gases residuales industriales. La implementación óptima de esta normativa implica una definición clara de los productos exentos, lo que requiere, a su vez, una caracterización adecuada de los procesos industriales en los que se utiliza hidrógeno.

Otro aspecto relevante para los proyectos de producción de hidrógeno renovable es la mayor o menor flexibilidad en la aplicación de los criterios de adicionalidad y correlación geográfica y temporal. En la actualidad, la aplicación de una regla de correlación horaria tiene un gran impacto (negativo) en la viabilidad de los proyectos de producción de hidrógeno electrolítico, en general, y en la competitividad de las distintas tecnologías (favoreciendo a tecnologías más flexibles, pero con mayores costes operativos, como los electrolizadores PEM).

Es muy importante, además, para la industria vasca asegurar la máxima coherencia posible entre sí de los grandes bloques normativos que afectan a las empresas intensivas en energía (RED III, CBAM, normativa sobre emisiones industriales, régimen de comercio de derechos de emisión EU-ETS, etc.) y su eficiencia, evitando obligaciones o cargas excesivas que dificulten las decisiones de inversión y transformación de las empresas industriales.

Obligaciones para las empresas

Debido a la complejidad del marco normativo y la dificultad de aplicación de las metodologías y criterios para evaluar la sostenibilidad de los combustibles y productos energéticos sujetos a la RED III, sería deseable para garantizar la efectividad del mismo, agilizar y optimizar, en la medida de lo posible, las obligaciones de monitorización/seguimiento y envío de información regulatoria.

Igualmente, sería deseable que los objetivos de incremento de la cuota de energías renovables en el consumo industrial, fijados por la normativa en el ámbito de los Estados miembros, se aplicaran en cada uno de estos sin imponer objetivos no alcanzables o excesivamente dañinos para la competitividad de sectores o empresas individuales determinadas. La potencial aplicación en cascada de los objetivos de la RED III (en sectores, cadenas de valor o empresas) debe realizarse, en caso de que se considere conveniente, teniendo en cuenta el impacto sobre la competitividad de los sectores industriales y de las empresas.

(f) Apoyo social a la transición sostenible de las empresas industriales

Otro elemento importante de la estrategia vasca de apoyo al desarrollo de las cadenas de valor del hidrógeno renovable y de otros RFNBOs es el fomento de un mayor apoyo social a la transición sostenible de las empresas industriales, especialmente las intensivas en energía y emisiones.

Las Administraciones Públicas pueden jugar un papel muy importante en la comunicación y difusión de información relevante sobre todos los beneficios y costes asociados a esta transformación, incluyendo las aportaciones de las empresas industriales en las tres dimensiones de la sostenibilidad (económica, social y medioambiental).

El apoyo social a la transformación sostenible de la industria es necesario para minimizar el rechazo al despliegue de determinadas infraestructuras (p. ej., de energías renovables, pero también otras infraestructuras para el transporte y distribución de hidrógeno renovable, por ejemplo), pero también para impulsar la demanda de nuevos productos y combustibles energéticos bajos en carbono y cuya utilización dé lugar a una reducción de las emisiones de GEI.

(g) Políticas específicas de desarrollo de las cadenas de valor de RFNBOs

El marco de apoyo al hidrógeno renovable y otros RFNBOs en el País Vasco debe enfocarse, de acuerdo con un principio de priorización de recursos, en políticas que faciliten su uso en aquellos sectores industriales donde (a) el impacto en términos de descarbonización es mayor (i.e., orientación a resultados); (b) donde no existen alternativas tecnológicas coste-eficientes para la descarbonización. Varios de los Proyectos Transformadores del Plan de Industria Euskadi 2030 mencionados anteriormente facilitarán el desarrollo de las cadenas de valor de RFNBO.

El objetivo debe ser crear condiciones generales en el País Vasco favorables al desarrollo del mercado de RFNBOs, a la consolidación de proyectos existentes¹²⁰ y al despliegue de nuevos proyectos piloto estratégicos, intentando resolver retos que pueden desincentivar las inversiones o dificultar la supervivencia de los proyectos de demostración y desarrollo tecnológico, como:

- la diferencia de costes entre los RFNBOs y otros combustibles o productos energéticos de origen fósil;
- el impacto potencial de precios elevados de la electricidad sobre la viabilidad de los proyectos de producción de hidrógeno renovable electrolítico;
- la limitada disponibilidad de oferta y liquidez de PPA de electricidad renovable (para la producción de hidrógeno renovable);
- la limitada disponibilidad de contratos de suministro de hidrógeno renovable y otros RFNBOs por falta de producción y oferta en general;
- las restricciones a la expansión de la capacidad de generación de energía eléctrica renovable dedicada a la producción de hidrógeno renovable;
- el limitado desarrollo de infraestructuras necesarias en toda la cadena de valor del hidrógeno renovable y otros RFNBOs;
- la inexistencia de demanda firme de hidrógeno renovable y otros RFNBOs por parte de consumidores industriales, debido a los costes elevados y otros factores (falta de oferta, infraestructuras limitadas, imposibilidad de cubrir el riesgo de contrapartida...).

(h) Otras acciones de apoyo a las empresas

En el contexto de incertidumbre y complejidad ligada a la implementación del mecanismo CBAM y de la RED III, las estrategias de apoyo a la industria regional pueden priorizar herramientas que se encuentren al alcance de las empresas e instituciones vascas, al menos en el corto-medio plazo.

El Informe Draghi, por ejemplo, incluye entre sus recomendaciones para apoyar a las empresas industriales la provisión de soluciones tecnológicas adecuadas para mejorar la presentación de informes y simplificar los procesos administrativos relacionados con las distintas normas. De esta manera, las estrategias de digitalización específicamente orientadas al CBAM y la RED III, incluyendo la mejora de las infraestructuras digitales y el desarrollo de soluciones de *software ad hoc*, pueden ser especialmente relevantes para dotar de un espacio de maniobra a las regiones en el ámbito de la transformación de la industria europea hacia las cero emisiones netas

¹²⁰ Por ejemplo, los proyectos de producción de hidrógeno renovable y de combustibles sintéticos en el entorno del Puerto de Bilbao y otros proyectos en marcha para avanzar en la producción y utilización de gases renovables (ver <https://www.bh2c.org/es/proyectos>).

En el caso concreto del País Vasco, las políticas de acompañamiento a las empresas vascas por parte de las instituciones regionales (e.g., SPRI y BTI) aportan un marco idóneo para la profundización en herramientas como las arriba mencionadas para reforzar la situación de la industria. El acompañamiento puede materializarse a través de distintas vías, incluyendo la provisión de información y análisis sobre las obligaciones de información y el cumplimiento de la normativa, la identificación de fuentes y programas de financiación, el desarrollo de espacios y foros de encuentro entre administraciones, empresas, agentes de conocimiento (centros de investigación, centros tecnológicos, universidades...) para el intercambio de información y conocimiento sobre la descarbonización industrial o la identificación y el impulso de iniciativas y programas de formación específica y desarrollo de nuevas capacidades y conocimientos en el ámbito de la descarbonización industrial, la transición energética, la sostenibilidad...

De la misma manera, las iniciativas impulsadas por las Organizaciones Dinamizadoras de Clústeres también constituyen una base de fortaleza para apoyar medidas en este sentido. Por ejemplo, el Net-Zero Basque Industrial Super Clúster incluye el desarrollo de hojas de ruta y soluciones tecnológicas que permiten definir escenarios de descarbonización (incluyendo modelos macroeconómicos multisectoriales) y así facilitar la toma de decisiones en los ámbitos territorial y de las empresas.

El CBAM y la RED III ponen de manifiesto la importancia de la cooperación, tanto dentro como fuera de la UE. En este sentido, como se menciona en la segunda parte de este trabajo, el País Vasco puede aprovechar su cooperación con otras regiones con intereses comunes, ya sea en el marco del Estado con otras autonomías o en el marco de iniciativas propias transfronterizas (e.g., Eurorregión, Arco Atlántico), para reforzar su posicionamiento ante los cambios en el entorno regulatorio y de mercado. Esto puede aplicarse en el caso del desarrollo de soluciones digitales para la industria, facilitando la provisión compartida de recursos y el escalado de estas soluciones.

Recomendaciones para las empresas industriales

Las empresas industriales intensivas en energía fósil deben poner en marcha nuevas estrategias y acciones (o adaptar de manera adecuada las existentes) para asegurar el cumplimiento de las obligaciones que imponen el marco normativo de la RED III y el paquete sobre los mercados interiores del gas renovable, del gas natural y del hidrógeno, y un posicionamiento competitivo en los mercados a medida que vaya implementándose en su totalidad el mecanismo de ajuste por carbono en frontera (CBAM).

Estas estrategias deben centrarse en resolver varios retos relevantes.

(a) Inteligencia de la empresa

La complejidad de las nuevas normas implica para las empresas una creciente necesidad de desarrollar conocimiento e "inteligencia" (i.e., información relevante y actualizada y capacidad para procesarla generando valor para la empresa) con el objetivo de adaptarse al nuevo contexto regulatorio y de mercado.

En el caso del CBAM y la RED III, por ejemplo, las empresas deben entender el alcance y los requerimientos de las nuevas normas, identificando los materiales y productos afectados y

entendiendo con el máximo detalle los hitos y tiempos del despliegue de las normas, además de las obligaciones de envío de información regulatoria --ver el epígrafe (f) en este apartado--.

(b) Estrategia de descarbonización

La estrategia de descarbonización de cada empresa deberá definir cuál será la hoja de ruta para modificar el *mix* energético de la empresa en el tiempo y alinearla con los objetivos de la normativa RED III y con la implementación gradual del CBAM (especialmente en lo relativo a la reducción del volumen de derechos de CO₂ asignados de forma gratuita). La estrategia de descarbonización deberá estar alineada con la estrategia corporativa e integrada (o alineada con el plan estratégico de la empresa y otros planes relacionados (p. ej., planes de sostenibilidad, etc.).

La reducción de la huella de carbono (y de otros impactos medioambientales) requiere llevar a cabo evaluaciones exhaustivas periódicas sobre las emisiones (i.e., fuentes de emisiones, emisiones implícitas en los distintos productos y materias primas), colaborar con el resto de las cadenas de valor y de suministro donde opera la empresa para recopilar datos necesarios sobre las emisiones de los productos (incluyendo los productos importados), impulsando mayor transparencia que favorezca una gestión óptima de las emisiones, y evaluar alternativas para la reducción de las emisiones en todo el ciclo de vida, incluyendo fuentes de energía renovables o con bajas emisiones, mejoras de la eficiencia energética, utilización de tecnologías limpias e incremento de la eficiencia material mediante la optimización de los procesos de fabricación y otros procesos logísticos, comerciales, etc.

La adaptación de las estrategias empresariales para impulsar una descarbonización competitiva puede implicar un replanteamiento de las estrategias de aprovisionamiento de materias primas y otros recursos (p. ej., explorando proveedores en lugares más cercanos para reducir las emisiones implícitas asociadas al transporte en las importaciones).

Las empresas pueden también evaluar el despliegue de mecanismos internos de incentivos y señales económicas para incentivar la reducción eficiente de emisiones, como la inclusión de los precios del CO₂ en los precios de transferencia internos.

(c) Gestión de la energía

La gestión de la energía (suministro de energía, para todas las empresas, y actividades de generación, distribución y gestión logística, en el caso de aquellas que decidan producir hidrógeno con generación propia) deberá adaptarse al nuevo marco regulatorio y de mercado.

Las empresas deberán adaptar sus procesos de gestión de la energía (desde el diseño de nuevos contratos, como PPA renovables con cláusulas de flexibilidad, etc., hasta la compraventa de nuevos activos, como las garantías de origen) para asegurar el incremento requerido en el consumo de energía renovable.

(d) Requerimientos de información regulatoria

La complejidad del marco de información regulatoria asociado a la implementación del CBAM y de la RED III requiere que las empresas industriales destinen recursos a la captura,

tratamiento y preparación de los datos requeridos por la normativa y a la elaboración de los informes que deben entregarse a las autoridades regulatorias.

Esto puede implicar la necesidad de desarrollar nuevas capacidades en las áreas técnica (conocimiento detallado sobre los nuevos productos y los procesos operativos y logísticos de la empresa), analítica (sobre herramientas para el cálculo de emisiones de GEI en el ciclo de vida de los productos energéticos, etc.), legal y contractual y regulatoria.

En muchas empresas, esto implicará la integración de equipos o departamentos encargados de monitorizar con detalle el uso de energía renovable en sus distintas actividades. Los “equipos de información regulatoria” deberán asegurar:

- la supervisión continuada y detallada del consumo de energía en todos los sectores y actividades, incluyendo la producción y el consumo de electricidad, calor, frío, transporte, etc., a lo largo de toda la cadena de valor;
- la recolección de los datos relevantes requeridos, tanto técnicos (consumos reales, por ejemplo, o tasa media de emisiones en el sistema eléctrico, emisiones implícitas en los productos importados), como contractuales (p. ej., información sobre PPA renovables, garantías de origen, coste del CO₂ en terceros países, etc.);
- la integridad, consistencia, fiabilidad, comparabilidad y disponibilidad de los datos recabados;
- la elaboración de los informes regulatorios que contengan toda la información requerida, incluyendo información sobre políticas y medidas concretas de las empresas para incrementar la cuota de energías renovables en el consumo total de energía, los incentivos y subsidios recibidos, los informes asociados a las importaciones de productos sujetos al CBAM, etc.;
- la estimación de las emisiones que deben asignarse a los distintos tipos de productos energéticos cubiertos por la normativa y con una perspectiva de ciclo de vida, incluyendo la elaboración de evaluaciones de impacto medioambiental (aguas arriba o aguas abajo en la cadena de valor) donde sean necesarias.

(e) Inversiones necesarias y financiación de las mismas

En la medida en que la estrategia de descarbonización implique cambios significativos en el *mix* energético de la empresa (p. ej., asociados a cambios de combustibles, fuentes o vectores energéticos), la empresa deberá llevar a cabo inversiones en las infraestructuras y equipamientos correspondientes y buscar mecanismos adecuados para su financiación.

(f) Estrategia regulatoria

En el caso de las grandes empresas industriales intensivas en energía, el impacto del nuevo marco normativo y de mercado será significativo, lo que justifica definir estrategias regulatorias específicas (si no lo han hecho ya) para defender cambios en la normativa que faciliten su cumplimiento y no pongan en peligro la viabilidad o competitividad de las empresas.

Entre las cuestiones generales que afectan a la mayor parte de las empresas industriales y que deben tener protagonismo en las estrategias regulatorias de las empresas (i.e., en sus actividades de *lobby* regulatorio y de participación activa en los procesos de información y desarrollo del marco normativo) pueden señalarse las siguientes (ver el apartado II-4.5):

- la simplificación de los requerimientos de información regulatoria;
- la definición exacta de productos energéticos sujetos a las distintas normativas y exentos de su cumplimiento;
- la necesidad de asegurar la inclusión en el marco regulatorio de condiciones de contorno y normativa que favorezca el desarrollo de herramientas para una mejor financiación de proyectos de demostración o FOAK (ver el apartado 4.6);
- en el caso específico de la RED III:
 - la necesidad de mantener suficiente flexibilidad en las normas de adicionalidad y correlación temporal y geográfica en lo que los mercados de hidrógeno renovable no hayan alcanzado un nivel suficiente de madurez
 - la clarificación de la metodología para la verificación del cumplimiento de los objetivos de cuotas de energías renovables y utilización de RFNBOs y de la sostenibilidad (reducción de emisiones de GEI) de los productos utilizados;
 - la necesidad de completar el marco regulatorio, estableciendo un esquema de penalizaciones por incumplimiento que favorezca a los *"first movers"* y un esquema de fiscalidad favorable a los nuevos combustibles y atractivo para inversores y empresas consumidoras.
- en el caso del CBAM, entre otros:
 - la necesidad de implementar sistemas y protocolos para calcular las emisiones implícitas en los productos;
 - mantener al día el alta en los registros relevantes para asegurar el envío de la información regulatoria y el cumplimiento de la normativa;
 - la elaboración de informes regulatorios durante la fase transitoria (hasta el 1 de enero de 2026).

Referencias

- Abnett, K. (2025, 2 de julio). EU to compensate exporting industries for carbon levy. *Reuters*. <https://www.reuters.com/sustainability/climate-energy/eu-compensate-exporting-industries-carbon-levy-2025-07-02/>
- ACER. (2025, 3 de febrero). *ACER will consult on inter-temporal cost allocation mechanisms for financing hydrogen infrastructure* [noticia en la web]. <https://www.acer.europa.eu/news-and-events/news/acer-will-consult-inter-temporal-cost-allocation-mechanisms-financing-hydrogen-infrastructure>
- ACICAE. (s.f.). *Sector Vasco Automoción*. <https://www.acicae.es/sector-vasco-automocion>
- Aljanabi, Z., Henry, A. y Pegrum, L. (2022). *Assessment of European Carbon Border Adjustment Mechanism Regulation*. CRU Consulting for European Aluminium Association. https://european-aluminium.eu/wp-content/uploads/2022/10/22-05-31-cru_assessment-of-european-cbam-regulation_executive-summary.pdf
- Ammonia Europe, Cefic, Cerame Unie y otras 14 asociaciones. (2025). *Joint Statement. Reality Check for European Hydrogen Policy to Adjust the Course*. <https://www.eiga.eu/uploads/documents/COM010.pdf>
- Bailey, E. M., Borenstein, S., Bushnell, J. & Wolak, F. A. (2022). *Issue Analysis: Resource Shuffling in California's Greenhouse Gas Emissions Cap-and-Trade Market*. Mimeo. <https://ww2.arb.ca.gov/sites/default/files/cap-and-trade/emissionsmarketassessment/resourceshuffling.pdf>
- Baker McKenzie. (2023, 7 de marzo). *Europe: The EU publishes methodology for calculating greenhouse gas emissions for renewable and recycled carbon fuels* [artículo en web]. https://insightplus.bakermckenzie.com/bm/energy-mining-infrastructure_1/europe-the-eu-publishes-methodology-for-calculating-greenhouse-gas-emissions-for-renewable-and-recycled-carbon-fuels
- Barnes, A. (2024). *How proper measurement of low carbon hydrogen's carbon intensity can reduce regulatory risk*. OIES Paper ET 37. <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2024/06/ET37-How-proper-measurement-of-low-carbon-hydrogens-carbon-intensity-can-reduce-regulatory-risk-.pdf>
- Barry, C. (2023). *Challenges and strategies for refiners in a decarbonising world*. 15th Concauwe Symposium, Brussels. <https://www.concauwe.eu/wp-content/uploads/DAY-1-Keynote-Speech-1-Christopher-Barry.pdf>
- Beaufils, T., Ward, H., Jakob, M. & Wenz, L. (2023). Assessing different European Carbon Border Adjustment Mechanism implementations and their impact on trade partners. *Communications Earth & Environment*, 4 (131). <https://doi.org/10.1038/s43247-023-00788-4>
- Beletti, E., Han, N. & Pérez, I. (2023). *Playing by new rules: How the CBAM will change the world*. <https://www.woodmac.com/horizons/how-the-cbam-will-change-the-world/>
- BNEF. (2024a). *New Energy Outlook 2024*. <https://about.bnef.com/new-energy-outlook/>
- BNEF. (2024b). *Hydrogen Supply Outlook 2024: A Reality Check*. <https://about.bnef.com/blog/hydrogen-supply-outlook-2024-a-reality-check/>
- Böning, J., Di Nino, V. & Folger, T. (2023). *Benefits and costs of the ETS in the EU, a lesson learned for the CBAM design*. ECB Working Paper Series No 2764. <https://www.ecb.europa.eu/pub/pdf/scpwps/ecb.wp2764~3ff8cb597b.en.pdf>

- Böhringer, C., Fischer, C., Rosendahl, K. E., & Rutherford, T. F. (2022). Potential impacts and challenges of border carbon adjustments. *Nature Climate Change*, 12 (1), 22-29. <https://doi.org/10.1038/s41558-021-01250-z>
- Brynolf, S., Hansson, J., Anderson, J. E., Skov, I. R., Wallington, T. J., Grahn, M., & Korberg, A. D. (2022). Review of electrofuel feasibility—prospects for road, ocean, and air transport. *Progress in Energy*, 1(1), 100015. <https://doi.org/10.1088/2516-1083/ac8097>
- BTI (2024). *Observatorio Comercio Internacional 1ª Edición, junio 2024*. <https://www.spri.eus/archivos/2024/06/pdf/240613-basquetrade-informe-observatorio-comercio-internacional-2.pdf>
- Burgess, J. (2024, 1 de mayo). Green premium remains for renewable hydrogen after EU's 1.5-GW auction result. *SP Global Commodity Insights*. <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/energy-transition/050124-green-premium-remains-for-renewable-hydrogen-after-eus-15-gw-auction-result>
- Burnett, N., Dillon, A. & Jozepa, I. (2024). *Carbon Border Adjustment Mechanism*. UK House of Commons Research Briefing. <https://commonslibrary.parliament.uk/research-briefings/cbp-9935/>
- California Air Resources Board (s.f.). *Review of Potential for Resource Shuffling in the Electricity Sector* https://ww2.arb.ca.gov/sites/default/files/cap-and-trade/guidance/resource_shuffling_faq.pdf
- Cazzola, P., Murphy, C., Kang, L., Ro, J., Wolff, C., & Teter, J. (2024). *Comparative Assessment of the EU and US Policy Frameworks to Promote Low-Carbon Fuels in Aviation and Shipping*. UC Davis: European Transport and Energy Research Centre. <https://escholarship.org/uc/item/36f1f2zh>
- CEMBUREAU (s.f.). *Getting the CBAM right for Europe!* <https://cembureau.eu/media/jcvflw2y/cbam-infographic-1.pdf>
- CEMBUREAU et al. (2021). *Carbon Border Adjustment Mechanism. Joint Position Paper*. <https://cembureau.eu/media/awghobo3/energy-intensive-industries-cbam-joint-position-paper.pdf>
- CEMBUREAU et al. (2022). *Joint Statement by Energy Intensive Sectors on CBAM*. <https://cembureau.eu/media/dawfnmml/25-01-2022-joint-statement-by-energy-intensive-sectors-on-cbam.pdf>
- CertifHy. (2024, 13 de diciembre). *CertifHy Achieves Official Recognition by the European Commission to Issue RFNBO Certification* [noticia en web]. <https://www.certifhy.eu/news/certifhy-achieves-official-recognition-by-the-european-commission-to-issue-rfnbo-certification/>
- Choudhry, A. (2025). *The Tariff Wars: Trump Tariffs vs. CBAM Carbon Tariffs*. Arbor, 11 April. Disponible en: <https://www.arbor.eco/blog/the-tariff-wars-trump-tariffs-vs-cbam-carbon-tariffs>
- Climat.be (s.f.). *The website of the Belgian competent authority for CBAM*. <https://climat.be/cbam-en/functioning-and-legal-basis/what-is-the-carbon-border-adjustment-mechanism-cbam->
- Climate Club. (2023a). *Climate Club Work Programme 2024*. https://climate-club.org/wp-content/uploads/2023/11/CC-Work-Programme-2024_bf_final.pdf
- Climate Club. (2023b). *Climate Club COP28 Background Paper*. <https://climate-club.org/wp-content/uploads/2023/11/Climate-Club-COP-28-background-paper.pdf>
- Climease (2024). *1 year of CBAM - Main takeaways and next steps*. <https://climease.com/en/one-year-of-cbam-main-takeaways-and-next-steps/>

- Collado, N. & Linares, P. (2025). El impacto del mecanismo de ajuste de carbono en frontera: evidencia disponible y retos futuros. *Cuadernos de Energía*, 79, 49-55. https://www.enerclub.es/cuadernos/ce79_06/
- Collins, L. (2025, 22 de enero). 'It's only a matter of time before some hydrogen electrolyser makers fold or get gobbled up': BNEF. *Hydrogen Insight*. <https://www.hydrogeninsight.com/electrolysers/-it-s-only-a-matter-of-time-before-some-hydrogen-electrolyser-makers-fold-or-get-gobbled-up-bnef/2-1-1768135>
- Comisión Europea. (2019). *El Pacto Verde Europeo*. COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN AL PARLAMENTO EUROPEO, AL CONSEJO EUROPEO, AL CONSEJO, AL COMITÉ ECONÓMICO Y SOCIAL EUROPEO Y AL COMITÉ DE LAS REGIONES, COM/2019/640 final. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX%3A52019DC0640>
- Comisión Europea. (2020). *Una estrategia del hidrógeno para una Europa climáticamente neutra*. Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones, COM(2020) 301 final. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0301>
- Comisión Europea. (2021). *Propuesta de Reglamento del Parlamento Europeo y el Consejo por el que se establece un Mecanismo de Ajuste en Frontera por Carbono*, Bruselas, 14.7.2021, COM(2021) 564 final, 2021/0214(COD). <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/HTML/?uri=CELEX:52021PC0564>
- Comisión Europea. (2023a). *Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM). Questions and Answers*. <https://taxation-customs.ec.europa.eu/system/files/2023-11/CBAM%20Frequently%20Asked%20Questions%20November%202023.pdf>
- Comisión Europea. (2023b). *Reglamento (UE) 2023/956 del Parlamento Europeo y del Consejo de 10 de mayo de 2023 por el que se establece un Mecanismo de Ajuste en Frontera por Carbono*. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32023R0956>
- Comisión Europea. (2023c). *Reglamento de ejecución (UE) 2023/1773 de la Comisión de 17 de agosto de 2023 por el que se establecen las normas de desarrollo del Reglamento (UE) 2023/956 del Parlamento Europeo y del Consejo en lo que respecta a las obligaciones de presentación de informes a efectos del Mecanismo de Ajuste en Frontera por Carbono durante el período transitorio*. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32023R1773>
- Comisión Europea. (2023d, 13 de junio). *The Carbon Border Adjustment Mechanism starts applying in its transitional phase as of 1 October: Commission consults on reporting obligations* [nota de prensa]. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/%20en/ip_23_3243
- Comisión Europea. (2023e, 13 de febrero). *La Comisión establece normas para el hidrógeno renovable* [nota de prensa]. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/es/ip_23_594
- Comisión Europea. (2023f, 13 de febrero). *Preguntas y respuestas acerca de los actos delegados de la UE sobre hidrógeno renovable* [nota de prensa]. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/api/files/document/print/es/qanda_23_595/QANDA_23_595_ES.pdf
- Comisión Europea. (2024a). *Reglamento de ejecución (UE) 2024/3210 de la Comisión de 18 de diciembre de 2024 por el que se establecen normas de desarrollo del Reglamento (UE) 2023/956 del Parlamento Europeo y del Consejo en lo relativo al registro MAFC*. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=OJ:L_202403210

- Comisión Europea. (2024b, 21 de mayo). *Questions and Answers on the Decarbonised Gases and Hydrogen package* [nota de prensa]. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/api/files/document/print/en/qanda_24_2259/QANDA_24_2259_EN.pdf
- Comisión Europea. (2025a, 26 de febrero). *Carbon Border Adjustment Mechanism* [artículo en web]. https://taxation-customs.ec.europa.eu/carbon-border-adjustment-mechanism_en
- Comisión Europea. (2025b). *Questions and answers on the Clean Industrial Deal*. Disponible en: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/qanda_25_551
- Comisión Europea. (2025c). *Plan de Acción de la Comisión para garantizar una industria siderúrgica y metalúrgica competitiva y descarbonizada en Europa*. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/es/ip_25_805
- Comisión Europea. (2025d). *Una Brújula para la Competitividad de la UE*. COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN AL PARLAMENTO EUROPEO, AL CONSEJO EUROPEO, AL CONSEJO, AL COMITÉ ECONÓMICO Y SOCIAL Y AL COMITÉ DE LAS REGIONES, COM(2025) 30 final, Bruselas, 29.1.2025. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:52025DC0030&qid=1739877757748>
- Concrete Europe. (2023). *Launch of Concrete Europe: The Voice of Concrete and Its Value Chain Conveying solutions to achieve the EU Green Deal in the construction ecosystem*. https://cembureau.eu/media/toocvicm/230208_concrete-europe-press-release_launch-of-concrete-europe.pdf
- Consejo de la Unión Europea. (2024, 21 de mayo). «Objetivo 55»: el Consejo aprueba el paquete sobre el mercado del gas y el hidrógeno [nota de prensa]. <https://www.consilium.europa.eu/es/press/press-releases/2024/05/21/fit-for-55-council-signs-off-on-gas-and-hydrogen-market-package/>
- Consilium. (2023). *Renewable energy: Council adopts new rules*. <https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2023/10/09/renewable-energy-council-adopts-new-rules/>
- Cornago, E. y Berg, A. (2024). *Learning from CBAM's transitional phase: Early impacts on trade and climate efforts*. Centre for European Reform (CER). <https://www.cer.eu/publications/archive/policy-brief/2024/learning-cbams-transitional-impacts-trade>
- Cullenward, D. (2014). Leakage in California's Carbon Market. *The Electricity Journal*, 27 (9), 36-48. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2014.09.014>
- Cullenward, D. & Weiskopf, D. (2013). *Resource Shuffling and the California Carbon Market*. <https://law.stanford.edu/index.php?webauth-document=publication/440262/doc/slspublic/Resource%20Shuffling%20-%20Cullenward%20and%20Weiskopf.pdf>
- D'Adamo, I., Gastaldi, M., Giannini, M. & Nizami, A.-S. (2024). Environmental implications and levelized cost analysis of E-fuel production under photovoltaic energy, direct air capture, and hydrogen. *Environmental Research*, 246, 118163. <https://doi.org/10.1016/j.envres.2024.118163>
- Darby, M. (2019, 15 de julio). Von der Leyen offers 55% CO2 cuts by 2030 in bid for EU top job. *Climate Change News*. <https://www.climatechangenews.com/2019/07/15/von-der-leyen-offers-55-co2-cuts-2030-bid-eu-top-job/>

- Department of Energy. (2022). *Industrial Decarbonization Roadmap*. <https://www.energy.gov/sites/default/files/2022-09/Industrial%20Decarbonization%20Roadmap.pdf>
- Desai, P. (2023, 21 de septiembre). EU's carbon mechanism to fuel large rise in steel import costs, says WoodMac. *Reuters*. <https://www.reuters.com/article/europe-steel/eus-carbon-mechanism-to-fuel-large-rise-in-steel-import-costs-says-woodmac-idUSKBN30R0OQ/>
- Diario Oficial de la Unión Europea. (2023a). *REGLAMENTO DELEGADO (UE) 2023/1185 DE LA COMISIÓN de 10 de febrero de 2023 que completa la Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo estableciendo un umbral mínimo para la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero aplicable a los combustibles de carbono reciclado y especificando una metodología para evaluar la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero derivada de los carburantes líquidos y gaseosos renovables de origen no biológico y de los combustibles de carbono reciclado*. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32023R1185>
- Diario Oficial de la Unión Europea. (2023b). *Reglamento Delegado (UE) 2023/1184 de la Comisión de 10 de febrero de 2023 por el que se completa la Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo estableciendo una metodología común de la Unión en la que se definen normas detalladas para la producción de carburantes líquidos y gaseosos renovables de origen no biológico*. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX:32023R1184>
- Di Sario, F. & Liali, G. (2023). Europe takes climate fight global as carbon border tax goes live. *Politico*. <https://www.politico.eu/article/europe-climate-fight-global-carbon-border-adjustment-mechanism-cbam-tax/>
- Draghi, M. (2024). *The future of European competitiveness. Part A | A competitiveness strategy for Europe*. https://commission.europa.eu/topics/eu-competitiveness/draghi-report_en#paragraph_47059
- eFuel Alliance. (2024). *On the way to industrialised production – Where are the main challenges for eFuels?* https://www.efuel-alliance.eu/fileadmin/Downloads/Positionspapiere/241017_eFuel_Alliance_Paper_Challenges_en.pdf
- Elgorriaga, A. (2025). *Metal and Scrap Import Data* [post de LinkedIn]. https://www.linkedin.com/posts/ander-elgorriaga-kunze_origins-of-metal-and-scrap-imports-fe-al-activity-7317898101980119040-UwoZ/
- Espa, I., Francois, J. & van Asselt, H. (2022). *The EU Proposal for a Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM): An Analysis under WTO and Climate Change Law*. WTI working paper no. 06/2022. https://www.wti.org/media/filer_public/ee/61/ee6171fd-a68d-4829-875e-d9b0c32298b5/wti_working_paper_06_2022.pdf
- Eur-Lex. (2024). *Decisión de Ejecución (UE) 2024/3180 de la Comisión, de 19 de diciembre de 2024, relativa al reconocimiento del régimen voluntario CertifHy para demostrar el cumplimiento de los requisitos aplicables a los combustibles renovables de origen no biológico establecidos en la Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo C/2024/8933*. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=OJ:L_202403180
- EUROFER. (2021). *EUROFER position paper on the Renewable Energy Directive*. <https://www.eurofer.eu/assets/publications/position-papers/renewable-energy-directive/20210209-EUROFER-paper-RED.pdf>
- EUROFER. (2022a). *CBAM, ETS & export solutions - Why it's WTO compatible* [vídeo]. <https://www.youtube.com/watch?v=Pz-6gf2F21Y>

- EUROFER. (2022b). *CBAM sectors statement on ETS and CBAM Trilogues*. <https://www.eurofer.eu/publications/position-papers/cbam-sectors-statement-on-ets-and-cbam-trilogues>
- EUROFER. (2022c). *CBAM and ETS in the Fit-for-55 Package*. <https://www.eurofer.eu/issues/climate-and-energy/carbon-border-adjustment/cbam-and-ets-in-the-fit-for-55-package>
- EUROFER (s.f.). *CBAM & ETS*. <https://www.eurofer.eu/assets/Uploads/presentation-EUROFER CBAM ETS.pdf>
- European Commission. (s.f.). *Allocation to industrial installations*. https://climate.ec.europa.eu/eu-action/carbon-markets/eu-emissions-trading-system-eu-ets/free-allocation/allocation-industrial-installations_en
- European Commission. (2023a). *Default Values for the Transitional Period of the CBAM Between 1 October 2023 and 31 December 2025*. <https://taxation-customs.ec.europa.eu/system/files/2023-12/Default%20values%20transitional%20period.pdf>
- European Commission. (2023b, 20 de junio). *Questions and Answers: An adjusted package for the next generation of own resources* [nota de prensa]. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/qanda_23_3329
- European Commission. (2023c). *Un Plan Industrial del Pacto Verde para la era de cero emisiones netas*. Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo Europeo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:52023DC0062>
- European Commission. (2024a). *Questions and Answers on the EU Industrial Carbon Management Strategy*. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/api/files/document/print/en/qanda_24_586/QANDA_24_586_EN.pdf
- European Commission. (2024b). *Competitive bidding. A new tool for funding innovative low-carbon technologies under the Innovation Fund*. https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-funding-climate-action/innovation-fund/competitive-bidding_en
- European Commission (2024c). *Methodology to determine the greenhouse gas (GHG) emission savings of low-carbon fuels*. https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/14303-Methodology-to-determine-the-greenhouse-gas-GHG-emission-savings-of-low-carbon-fuels_en
- European Commission. (2025a, 26 de febrero). *Questions and answers on simplification omnibus I and II* [nota de prensa]. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/es/qanda_25_615
- European Commission. (2025b). *Omnibus I*. https://commission.europa.eu/publications/omnibus-i_en
- European Commission. (2025c). *Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council amending Regulation (EU) 2023/956 as regards simplifying and strengthening the carbon border adjustment mechanism*. Brussels, 26.2.2025. COM(2025) 87 final. https://commission.europa.eu/document/download/606b4811-9842-40be-993e-179fc8ea657c_en?filename=COM_2025_87_1_EN_ACT_part1_v5.pdf
- European Commission. (2025d). *The Clean Industrial Deal: A joint roadmap for competitiveness and decarbonisation*. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. Brussels, 26.2.2025.

- COM(2025) 85 final. https://commission.europa.eu/document/download/9db1c5c8-9e82-467b-ab6a-905feeb4b6b0_en
- European Commission. (2025e). *A Competitiveness Compass for the EU*. COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE EUROPEAN COUNCIL, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS, Brussels, 29.1.2025, COM(2025) 30 final. https://commission.europa.eu/document/download/10017eb1-4722-4333-add2-e0ed18105a34_en
- European Commission. (2025f, 3 de julio). *CBAM: Commission announces plan to mitigate carbon leakage risk for exporters* [artículo en web]. https://taxation-customs.ec.europa.eu/news/cbam-commission-announces-plan-mitigate-carbon-leakage-risk-exporters-2025-07-03_en
- European Commission. (2025g, 18 de junio). *Commission welcomes political agreement to simplify and strengthen the carbon border adjustment mechanism* [nota de prensa]. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/api/files/document/print/en/ip_25_1563/IP_25_1563_EN.pdf
- European Commission. (2025h, 10 de septiembre). *Clean Industrial Deal State Aid Framework (CISAF)* [noticia en página web]. https://competition-policy.ec.europa.eu/about/contribution-clean-just-and-competitive-transition/clean-industrial-deal-state-aid-framework-cisaf_en
- European Commission. (2025i, 29 de agosto). *CBAM: Call for evidence on emission methodology, free allocation adjustment and carbon price paid in third countries* [nota de prensa]. https://taxation-customs.ec.europa.eu/news/cbam-call-evidence-emission-methodology-free-allocation-adjustment-and-carbon-price-paid-third-2025-08-29_en
- European Commission. (2025j, 19 de marzo). *A European Steel and Metals Action Plan* [nota de prensa]. https://single-market-economy.ec.europa.eu/publications/european-steel-and-metals-action-plan_en?prefLang=es
- European Commission. (2025k, 2 de julio). *CBAM: Public consultation on the extension of CBAM for downstream products* [nota de prensa]. https://taxation-customs.ec.europa.eu/news/cbam-public-consultation-extension-cbam-downstream-products-2025-07-02_en
- European Commission. (2025l, 20 de octubre). *Officially published: Simplifications for the Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM)* [nota de prensa]. https://taxation-customs.ec.europa.eu/news/officially-published-simplifications-carbon-border-adjustment-mechanism-cbam-2025-10-20_en
- European Commission. (2025m). *Renewable Energy Directive*. https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive-targets-and-rules/renewable-energy-directive_en
- European Commission. (2025n, 2 de julio). *Commission continues action to lower energy bills with new guidance on renewables, grids infrastructure and network tariffs* [nota de prensa]. https://energy.ec.europa.eu/news/commission-continues-action-lower-energy-bills-new-guidance-renewables-grids-infrastructure-and-2025-07-02_en
- European Court of Auditors. (2024). *The EU's industrial policy on renewable hydrogen Legal framework has been mostly adopted - time for a reality check*. Special report 24/11. https://www.eca.europa.eu/ECAPublications/SR-2024-11/SR-2024-11_EN.pdf
- European Parliament. (2022, 18 de diciembre). *Climate change: Deal on a more ambitious Emissions Trading System (ETS)* [nota de prensa]. <https://www.europarl.europa.eu/news/en/press-room/20221212IPR64527/climate-change-deal-on-a-more-ambitious-emissions-trading-system-ets>

- European Parliament. (2024). *A European Sovereignty Fund Investing in Europe's Future and Security*. Economic Governance and EMU Scrutiny Unit (EGOV) Directorate-General for Internal Policies PE 760.229.
[https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/IDAN/2024/760229/IPOL_IDA\(2024\)760229_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/IDAN/2024/760229/IPOL_IDA(2024)760229_EN.pdf)
- Euskadi.eus. (2023, 10 de marzo). *El Lehendakari destaca el peso de la automoción en la industria vasca* [noticia en web]. <https://www.euskadi.eus/gobierno-vasco/-/noticia/2023/el-lehendakari-destaca-peso-fundamental-automocion-industria-vasca/>
- Eusko Jaularitza. (2024). *Plan Territorial Sectorial de Energías Renovables de Euskadi. Documento para Aprobación Provisional. Documento I. Memoria. Diciembre de 2024*.
https://www.euskadi.eus/contenidos/informacion/proceso_elaboracion_ptserre/es_def/adjuntos/PROVISIONAL-DOC-1-MEMORIA.pdf
- Eustat. (2024a). *Valor añadido bruto de la C.A. de Euskadi por rama de actividad A-4 y territorio histórico (% sobre el VAB a precios básicos). 2000-2023*. https://www.eustat.eus/elementos/ele0018900/valor-anadido-bruto-de-la-ca-de-euskadi-por-rama-de-actividad-a-4-y-territorio-historico--sobre-el-vab-a-precios-basicos/tbl0018913_c.html
- Eustat. (2024b). *Distribución del empleo en la C.A. de Euskadi por rama de actividad según tamaño medio y estrato de personas empleadas. 2022*. https://www.eustat.eus/elementos/ele0019900/distribucion-del-empleo-en-la-ca-de-euskai-por-rama-de-actividad-segun-tamano-medio-y-estrato-de-personas-empleadas/tbl0019984_c.html
- Eustat. (2024c). *Inversión neta de la industria manufacturera de la C.A. de Euskadi por ramas de actividad (miles de euros y %). 2012-2022*. https://www.eustat.eus/elementos/ele0019900/inversion-neta-de-la-industria-manufacturera-de-la-ca-de-euskadi-por-ramas-de-actividad-miles-de-euros-y-/tbl0019993_c.html
- Eustat. (2025a). *Exportaciones de bienes industriales de la C.A. de Euskadi por principales partidas arancelarias (miles de euros) (p). 2023-2024*.
https://es.eustat.eus/elementos/ele0019900/exportaciones-de-bienes-industriales-de-la-ca-de-euskadi-por-principales-partidas-arancelarias-miles-de-euros-p/tbl0019980_c.html
- Eustat. (2025b). *Las exportaciones de bienes de la C.A. de Euskadi descendieron en noviembre de 2024 un 20,1%*. https://www.eustat.eus/elementos/ti_Las-exportaciones-de-bienes-de-la-CA-de-Euskadi-descendieron-en-noviembre-de-2024-un-20,1-/not0023138_c.html
- Eustat. (s.f.). *Valor añadido bruto (VAB) de la C.A. de Euskadi por ámbitos territoriales, según sectores de actividad. 1996 – 2022*. Ver https://www.eustat.eus/bankupx/pxweb/es/DB/-/PX_170120_cpibmun_pibmun04c.px/table/tableViewLayout2/
- EY. (2024). *European Commission publishes 'default values' for CBAM transitional phase*. <https://taxnews.ey.com/news/2024-0133-european-commission-publishes-default-values-for-cbam-transitional-phase>
- Fernández Gómez, J. (2024a, 29 de abril). *¿Qué es el Mecanismo de Ajuste por Carbono en Frontera (CBAM) y cómo funciona?* [artículo de blog]. Blog de Orkestra #Beyondcompetitiveness. <https://www.orkestra.deusto.es/es/actualidad/noticias-eventos/beyondcompetitiveness/2752-mecanismo-de-ajuste-por-carbono-en-frontera-cbam>
- Fernández Gómez, J. (2024b). *Financiación de proyectos y actividades sostenibles. Esquemas innovadores basados en colaboración público-privada*. Cuadernos Orkestra, 06/2024, Donostia-San Sebastián: Orkestra-Instituto Vasco de Competitividad. <https://doi.org/10.18543/CAGZ1159>

- Fernández Gómez, J. (2025a). *Perspectivas actuales de desarrollo del comercio internacional de hidrógeno renovable y productos relacionados con el hidrógeno y potenciales implicaciones para los puertos*. Cuadernos Orkestra 04/2025, Donostia-San Sebastián: Orkestra-Instituto Vasco de Competitividad. <https://doi.org/10.18543/NXDA6639>
- Fernández Gómez, J. (2025b). Innovative Sustainable Finance Schemes: The Role of Public-Private Partnerships. *Ekonomiaz*, 106, 161-187. <https://doi.org/10.69810/ekz.1487>
- Fernández Gómez, J. & Larrea Basterra, M. (2021). Fostering green financing at the subnational level. The case of the Basque Country. *Ekonomiaz*, 99, 151-181. <https://www.euskadi.eus/web01-a2reveko/es/k86aEkonomiazWar/ekonomiaz/abrirArticulo?idpubl=96®istro=14>
- Fernández Gómez, J. & Menéndez Sánchez, J. (2023). *Desarrollo del sistema de hidrógeno en el País Vasco en el medio plazo*. Cuadernos Orkestra, 03/2023, Donostia-San Sebastián: Orkestra-Instituto Vasco de Competitividad. <https://www.orkestra.deusto.es/es/investigacion/publicaciones/informes/cuadernos-orkestra/2572-230021-desarrollo-sistema-hidrogeno-pais-vasco-medio-plazo-2>
- FfE. (2024). *Minimal quota for green hydrogen in industry: The consequences of the RED III*. <https://www.ffe.de/en/publications/consequences-of-the-red-iii/>
- Fournier Gabela, J. G., Spiegel, A., Stepanyan, D., Freund, F., Banse, M., Gocht, A., Söder, M., Heidecke, C., Osterburg, B. & Matthews, A. (2024). Carbon leakage in agriculture: when can a carbon border adjustment mechanism help? *Climate Policy*, 24 (10), 1410–1425. <https://doi.org/10.1080/14693062.2024.2387237>
- Frontier Economics. (2024). *UK Competitiveness and Carbon Pricing. A report for the Commission for Carbon Competitiveness*. <https://carboncommission.co.uk/wp-content/uploads/2024/03/Frontier-Economics-UK-competitiveness-and-carbon-pricing-FINAL.pdf>
- Gobierno Vasco. (2025). *Industria Plana / Plan de Industria - Euskadi 2030*. https://bideoak2.euskadi.eus/2025/06/11/news_102489/PlanIndustria_completo.pdf
- Götz, G. (2021, 5 de julio). Three reasons why a Carbon Border Adjustment Measure will not work for aluminium. *Euractiv*. <https://www.euractiv.com/section/energy-environment/opinion/three-reasons-why-a-carbon-border-adjustment-measure-will-not-work-for-aluminium/>
- Hilton, C. (2023). Emissions intensity: do we need a CBAM for oil and gas imports? *The Journal of World Energy Law & Business*, 17 (2), 136–141, <https://doi.org/10.1093/jwelb/jwad036>
- Hydrogen Europe. (2025). *A Clean Industrial Deal for the European hydrogen industry*. https://hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2025/01/HE-paper_CleanIndustrialDeal_final.pdf
- ICF & Fraunhofer ISI. (2019). *Industrial Innovation: Pathways to Deep decarbonisation of Industry. Part 1: Technology Analysis*. https://climate.ec.europa.eu/system/files/2019-03/industrial_innovation_part_1_en.pdf
- ICIS. (2023). *ICIS Explains: RED III & Hydrogen*. <https://www.icis.com/explore/resources/news/2023/09/13/10924662/icis-explains-red-iii-and-its-implications-for-hydrogen/>
- IEA. (2022). *Achieving Net-Zero Heavy Industry Sectors in G7 Members*. <https://www.iea.org/reports/achieving-net-zero-heavy-industry-sectors-in-g7-members>
- IEA. (2022). *Achieving Net-Zero Heavy Industry Sectors in G7 Members*. <https://www.iea.org/reports/achieving-net-zero-heavy-industry-sectors-in-g7-members>

- IEA. (2023a). *Tracking Clean Energy Progress 2023*. <https://www.iea.org/reports/tracking-clean-energy-progress-2023>
- IEA. (2023b). *A renewed pathway to net zero emissions*. <https://www.iea.org/reports/net-zero-roadmap-a-global-pathway-to-keep-the-15-0c-goal-in-reach/a-renewed-pathway-to-net-zero-emissions>
- IEA. (2024a). *ETP Clean Energy Technology Guide*. <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/etp-clean-energy-technology-guide>
- IEA. (2024b). *Renewables 2023. Analysis and forecast to 2028*. https://iea.blob.core.windows.net/assets/96d66a8b-d502-476b-ba94-54ffda84cf72/Renewables_2023.pdf
- IEA. (2024c). *Advancing Clean Energy Demonstration Projects*. <https://www.iea.org/reports/advancing-clean-energy-demonstration-projects>
- Industrial Decarbonization Network. (2022). *The 4 Pathways to Industrial Decarbonization*. <https://www.industrialdecarbonizationnetwork.com/leadership-strategy/articles/the-4-pathways-to-industrial-decarbonization>
- InfluenceMap. (s.f.). *Carbon Border Adjustment Mechanism*. <https://europe.influencemap.org/policy/EU-Carbon-Border-Adjustment-Mechanism-430>
- Irekia. (2025, 3 de marzo). *El Gobierno Vasco impulsa la Alianza Financiera Vasca con el objetivo de movilizar desde la colaboración público-privada 4.000 millones para la transformación económica e industrial de Euskadi* [noticia en página web]. <https://www.irekia.euskadi.eus/es/news/99726-gobierno-vasco-impulsa-alianza-financiera-vasca-con-objetivo-movilizar-desde-colaboracion-publico-privada-000-millones-para-transformacion-economica-industrial-euskadi>
- ISCC. (2024). ISCC EU 202-6 Renewable Fuels of Non-Biological Origin (RFNBOs) and Recycled Carbon Fuels (RCFs). https://www.iscc-system.org/wp-content/uploads/2024/07/ISCC_EU_202-6_RFNBOs_and_RCF_v1.3_240424-WM.pdf
- Janaki, S. T., Madheswaran, D. K., Naresh, G. & Praveenkumar, T. (2024). Beyond fossil: the synthetic fuel surge for a green-energy resurgence. *Clean Energy*, 8 (5), 1-19. <https://doi.org/10.1093/ce/zkae050>
- Kamp, B. (2024). *Dos ángulos “muertos” que condicionarán el éxito de las medidas del Informe Draghi*. Orkestra-Instituto Vasco de Competitividad. <https://www.orkestra.deusto.es/images/investigacion/publicaciones/informes/otros-informes/240055-Dos-angulos-muertos-condicionaran-exito-medidas-Informe-Draghi.pdf?v02>
- Larrea Basterra, M. & Mosquera López, S. (2024). *Incentivos a la inversión en tecnologías limpias*. Cuadernos Orkestra, 05/2024, Donostia-San Sebastián: Orkestra-Instituto Vasco de Competitividad. <https://doi.org/10.18543/YBXZ2300>
- Lazard. (2023). *LCOE Lazard April 2023*. <https://www.lazard.com/media/20zoovyg/lazards-lcoeplus-april-2023.pdf>
- Lee, B. & Baron, R. (2021). *Why the EU's proposed CBAM must not be used to launch a carbon club* [artículo en web]. <https://www.weforum.org/stories/2021/06/eu-carbon-border-clubs-climate-cbam/>
- Leonelli, C. G. (2022). Export Rebates and the EU Carbon Border Adjustment Mechanism: WTO Law and Environmental Objections. *Journal of World Trade*, 56 (6), 963-984. https://eprints.lse.ac.uk/120318/1/Leonelli_JWT_1.pdf

- Letta, E. (2024). *Much more than a market – Speed, Security, Solidarity. Empowering the Single Market to deliver a sustainable future and prosperity for all EU Citizens*. <https://www.consilium.europa.eu/media/ny3j24sm/much-more-than-a-market-report-by-enrico-letta.pdf>
- Li, D., Shen, B. & Siqin, T. (2024). Resource shuffling in global supply chains under the Clean Competition Act. *Transportation Research Part E: Logistics and Transportation Review*, 187, 103591. <https://doi.org/10.1016/j.tre.2024.103591>
- Linares, P. & Collado, N. (2022). *The impact of the carbon border adjustment on industrial competitiveness*. EsadeEcPol. <https://www.esade.edu/ecpol/en/publications/the-impact-of-the-carbon-border-adjustment-on-industrial-competitiveness/>
- Linares, P. y Galindo, J. (2021). *Cómo poner precio al CO2 de las importaciones en Europa: una perspectiva desde España*. EsadeEcPol Brief #20. https://www.esade.edu/ecpol/wp-content/uploads/2021/12/AAFF_ESP_EsadeEcPol_Brief20_EuropeanCarbonBorder_def-1.pdf
- Ma, J., & Xu, J. (2024). Potential economic impacts of carbon tariffs on target countries: a systematic review. *Climate Policy*, 25 (4), 656–672. <https://doi.org/10.1080/14693062.2024.2407830>
- Maczkovics, C. & Cogoni, A. (2025, 13 de enero). State aid – Outlook for the European Commission's 2025-2029 Mandate [artículo de blog]. *Covington Global Policy Watch*. <https://www.globalpolicywatch.com/2025/01/state-aid-outlook-for-the-european-commissions-2025-2029-mandate/>
- Marcu, A., Dybka, D. y Maratou, A. (2020). *Summary of stakeholder responses to the public consultation for a border carbon adjustment in the EU. European Roundtable on Climate Change and Sustainable Transition (ERCST)*. <https://ercst.org/wp-content/uploads/2021/08/20201125-BCA-Public-Consultation-Summary-v.7-final.pdf>
- Marcu, A., Mehling, M., Cosbey, A., Imbault, O. & Fernandez, A. (2023). *The inclusion of hydrogen in the EU CBAM*. <https://ercst.org/the-inclusion-of-hydrogen-in-the-eu-cbam/>
- Marcu, A., Cosbey, A., Mehling, M., Maratou, A. & Svensson, S. (2024). *The Use of CBAM Revenues*. <https://ercst.org/the-use-of-cbam-revenues/>
- Martin, P. (2024, 29 de abril). EU hydrogen targets are 'impossible' as green H2 costs eight times as much as grey H2 today: Total CEO. *Hydrogen Insight*. <https://www.hydrogeninsight.com/production/eu-hydrogen-targets-are-impossible-as-green-h2-costs-eight-times-as-much-as-grey-h2-today-total-ceo/2-1-1634747>
- McWilliams, B. & Kneebone, J. (2024, 23 de mayo). *Lessons from the European Union's inaugural Hydrogen Bank auction*. Bruegel. <https://www.bruegel.org/analysis/lessons-european-unions-inaugural-hydrogen-bank-auction>
- Menéndez Sánchez, J. & Fernández Gómez, J. (2022). *Comunidades energéticas. Casos de estudio*. Cuadernos Orkestra, 08/2023. Donostia-San Sebastián: Orkestra-Instituto Vasco de Competitividad. <https://www.orkestra.deusto.es/es/investigacion/publicaciones/informes/cuadernos-orkestra/2412-220045-comunidades-energeticas-casos-estudio>
- MIBGAS. (2024, 16 de diciembre). *MIBGAS IBHYX, el primer índice ibérico del precio del hidrógeno renovable se publica a partir de hoy* [noticia en web]. <https://www.mibgas.es/es/news/mibgas-ibhyx-el-primer-indice-iberico-del-precio-del-hidrogeno-renovable-se-publica-partir-de>

- MITECO. (s.f.). *Asignación gratuita 2026-2030 - Instalaciones fijas*. <https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/comercio-de-derechos-de-emision/asig-fase-iv-2026-2030.html>
- MITECO. (2025, 3 de julio). *El MITECO abre a consulta el proyecto de Real Decreto de fomento de combustibles renovables* [nota de prensa]. <https://www.miteco.gob.es/en/prensa/ultimas-noticias/2025/julio/el-miteco-abre-a-consulta-el-proyecto-de-real-decreto-de-fomento.html>
- MITERD. (s.f.). *Políticas y legislación* [relacionadas con el hidrógeno]. Sitio web del hidrógeno. <https://www.miteco.gob.es/va/energia/hidrocarburos-nuevos-combustibles/hidrogeno/politicas-legislacion.html>
- Mittal, L. (2024, 3 de diciembre). Europe must make a choice on the steel industry. *FT*. <https://www.ft.com/content/98fd2771-ef07-4f3f-ab0f-e5bb7e52a588>
- Mosquera López, S. & Fernández Gómez, J. (2023). *Aceptación social de proyectos de energía renovable locales*. Cuadernos Orkestra, 08/2023, Donostia-San Sebastián: Orkestra-Instituto Vasco de Competitividad. <https://doi.org/10.18543/XHRW6805>
- Mosquera López, S. & Larrea Basterra, M. (2025). *El valor de las redes eléctricas para la competitividad del País Vasco*. Cuadernos Orkestra, 01/2025, Donostia-San Sebastián: Orkestra-Instituto Vasco de Competitividad. <https://doi.org/10.18543/IZOB2814>
- OECD. (2022a). *An Industrial Policy Framework for OECD Countries*. https://www.oecd.org/en/publications/an-industrial-policy-framework-for-oecd-countries_0002217c-en.html
- OECD. (2022b). *Framework for industry's net-zero transition*. https://www.oecd.org/en/publications/framework-for-industry-s-net-zero-transition_0c5e2bac-en.html
- Official Journal of the European Union. (2018). *Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources (recast) (Text with EEA relevance.)* PE/48/2018/REV/1. <http://data.europa.eu/eli/dir/2018/2001/oj>
- Orkestra. (2023). *Informe de Competitividad del País Vasco 2023. Transición hacia una competitividad sostenible*. Donostia-San Sebastián: Orkestra-Instituto Vasco de Competitividad. <https://doi.org/10.18543/XVTM2493>
- Orkestra. (2024). *Energy Intelligence Center (EIC). Desarrollo tecnológico e industrial en el País Vasco a través de la innovación en tecnologías y soluciones de descarbonización*. Nota elaborada para DEAZ/Diputación Foral de Bizkaia. Mimeo.
- Pérez, R. (s.f.). *El sector del acero en Europa como palanca de la descarbonización global*. <https://clusterenergia.cat/noticias/el-sector-de-lacero-en-europa-como-a-palanca-de-la-descarbonizacion-global/>
- Pinja. (s.f.). *The RED III Directive and Sustainability Reporting in the Energy Sector. Challenges and Solutions*. <https://blog.pinja.com/guide-red-iii-directive-and-sustainability-reporting-in-energy-sector>

- Pisano, G., P. & Shih, W. C. (2009). Restoring American competitiveness. *Harvard Business Review*, 87 (7-8), 114-125. <https://hbr.org/2009/07/restoring-american-competitiveness>
- Radek, J., Breder, M. S. & Weber, C. (2024). *Hydrogen in the European power sector -A case study on the impacts of regulatory frameworks for green hydrogen*. Mimeo. Disponible en <https://ssrn.com/abstract=4895941> o <https://doi.org/10.2139/ssrn.4895941>
- Repsol. (2023). *Electrolizador: ¿Qué es y qué tipos hay? Descomponer para reducir las emisiones de CO₂*. <https://www.repsol.com/es/energia-futuro/futuro-planeta/electrolizador/index.cshtml>
- Rossi, J. (2014). *Resource Shuffling and Wholesale Power Markets*. Vanderbilt Law School. https://www.law.northwestern.edu/research-faculty/clbe/events/energy/documents/5_rossi_shuffling.pdf
- Ruhnau, O. & Schiele, J. (2023). Flexible green hydrogen: The effect of relaxing simultaneity requirements on project design, economics, and power sector emissions. *Energy Policy*, 182, 113763. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2023.113763>
- Sandbag. (2021, 17 de diciembre). *Why Free Allocation in the EU ETS Must Stop Urgently* [artículo en web]. <https://sandbag.be/2021/12/17/why-free-allocation-in-the-eu-ets-must-stop-urgently/>
- Schotten, G., Hemmerlé, Y., Brouwer, G., Bun, M. & Altaghlibi, M. (2021). *The impact of carbon pricing and a CBAM on EU competitiveness*. DNB Analysis Series. <https://www.dnb.nl/media/xdlitfni/dnb-analyse-the-impact-of-carbon-pricing-and-a-cbam-on-eu-competitiveness.pdf>
- Solakivi, T., Paimander, A. & Ojala, L. (2022). Cost competitiveness of alternative maritime fuels in the new regulatory framework. *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, 113, 103500. <https://doi.org/10.1016/j.trd.2022.103500>
- Solt, P., Redmann-Wippel, C. & Bakier, C. (2024). Implications of RED III Directive for Businesses and Investors. *TaylorWessing Insights*. <https://www.taylorwessing.com/en/insights-and-events/insights/2024/01/implications-of-red-iii-directive-for-businesses-and-investors>
- SPRI. (2025). *Plan de Ayudas a la Industria 2025*. <https://www.spri.eus/es/industriaeus/#ayudas>
- Tengler, M. (2025, 18 de enero). *This year will be a year of natural selection for hydrogen* [post en LinkedIn]. https://www.linkedin.com/posts/mtengler_electrolyzers-hydrogen-derivatives-activity-7286059690512244738-wn8t?utm_source=share&utm_medium=member_desktop
- van Haersma Buma, B. N. D., Peretto, M., Matar, Z. M. & van de Kaa, G. (2023). Towards renewable hydrogen-based electrolysis: Alkaline vs Proton Exchange Membrane. *Heliyon*, 11, 9 (7). <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2023.e17999>
- Watson, A. & Quayle, B. (2023). *EU CBAM excludes indirect emissions — at what cost?* <https://www.carbonchain.com/blog/eu-cbam-excludes-indirect-emissions-at-what-cost>
- Winters, L. A. (2025, 10 de marzo). Mr Trump's Reciprocal Tariffs and the Carbon Boarder Adjustment Mechanism (CBAM) [artículo de blog]. *Centre for Inclusive Trade Policy (CITP)*. <https://citp.ac.uk/publications/mr-trumps-reciprocal-tariffs-and-the-carbon-boarder-adjustment-mechanism-cbam>

World Bank. (s.f.). *State and Trends of Carbon Pricing Dashboard*.
<https://carbonpricingdashboard.worldbank.org/>

World Economic Forum. (2024). *How 6 heavy-emitting industries are working to decarbonize*.
<https://www.weforum.org/agenda/2024/09/decarbonization-heavy-emitting-industries/>

Yermolenko, H. (2023a, 2 de octubre). The effectiveness of CBAM remains to be confirmed – EUROFER.
GMK Center. <https://gmk.center/en/news/the-effectiveness-of-cbam-remains-to-be-confirmed-eurofer/>

Yermolenko, H. (2023b). The implementation of CBAM may lead to an increase in prices for steel imports to the EU. GMK Center. <https://gmk.center/en/news/the-implementation-of-cbam-may-lead-to-an-increase-in-prices-for-steel-imports-to-the-eu/>

Anexo 1

El presente anexo enumera las fuentes de información oficiales de las principales asociaciones europeas utilizadas en este trabajo para describir el posicionamiento sectorial en relación con el CBAM. Por la relevancia del posicionamiento europeo en la revisión del CBAM a lo largo de 2025, se señala el posicionamiento en orden cronológico inverso, priorizando las publicaciones más recientes (enero-febrero 2023) hasta la implementación inicial del CBAM en 2023. Se señalan también otros posicionamientos relevantes durante el proceso de negociación de la UE del modelo CBAM final (2020-2022), que permiten entender la evolución del posicionamiento industrial en paralelo con el proceso legislativo.

EUROFER (hierro y acero)

- Página web de EUROFER sobre el CBAM (s.f.). <https://www.eurofer.eu/issues/climate-and-energy/carbon-border-adjustment>
- Nota de prensa 26 de febrero de 2025. Clean Industrial Deal: right diagnosis but more 'radical change' is urgently needed to turn the tide, says EUROFER. <https://www.eurofer.eu/press-releases/clean-industrial-deal-right-diagnosis-but-more-radical-change-is-urgently-needed-to-turn-the-tide-says-eurofer>
- Nota de prensa 13 de febrero de 2025. CBAM simplification and effectiveness must go hand in hand - Improvements are urgently needed to enable steel decarbonisation investments in Europe. <https://www.eurofer.eu/press-releases/cbam-simplification-and-effectiveness-must-go-hand-in-hand-improvements-are-urgently-needed-to-enable-steel-decarbonisation-investments-in-europe>
- Position paper / Statement oficial 22 de enero de 2025. The CBAM must be fixed and launched urgently. <https://www.eurofer.eu/publications/position-papers/the-cbam-must-be-fixed-and-launched-urgently>
- Nota de prensa 18 de julio de 2024. Von der Leyen's re-election: time for pragmatic implementation of Clean Industrial Deal with steel at its core for a stronger Europe, says EUROFER. <https://www.eurofer.eu/press-releases/von-der-leyens-re-election-time-for-pragmatic-implementation-of-clean-industrial-deal-with-steel-at-its-core-for-a-stronger-europe-says-eurofer>
- Nota de prensa 29 de septiembre de 2023. Entry into force of CBAM marks milestone, but effectiveness still to be proven, says EUROFER. <https://www.eurofer.eu/press-releases/entry-into-force-of-cbam-marks-milestone-but-effectiveness-still-to-be-proven-says-eurofer>
- Position paper oficial 2 de marzo de 2020. EUROFER Position Paper Border Adjustment and Carbon Leakage Measures. Why a carbon border measure needs to complement temporarily free allocation and indirect costs compensation in the transition towards climate neutrality. [https://www.eurofer.eu/assets/Uploads/EUROFER-Position-Paper - Border-Adjustment-and-Carbon-Leakage-Measures.pdf](https://www.eurofer.eu/assets/Uploads/EUROFER-Position-Paper-Border-Adjustment-and-Carbon-Leakage-Measures.pdf)

CEMBUREAU (cemento)

- *Position paper* 21 de enero de 2025. A timely start of CBAM is critical for decarbonisation investments. <https://cembureau.eu/media/c0pmsz1f/250121-cembureau-statement-on-cbam-a-timely-start-of-cbam-is-critical-for-decarbonisation-investments.pdf>
- *Position paper* 5 de diciembre de 2024. A watertight implementation of CBAM – tackling the risks of fraud and circumvention in the cement sector. <https://cembureau.eu/media/scslttou/241206-cembureau-position-a-watertight-implementation-of-cbam-in-the-cement-sector.pdf>
- *Position paper* 19 de diciembre de 2023. Minimising the risks of fraud on cbam in the cement sector. <https://cembureau.eu/media/rh1pympw/231219-cembureau-position-cbam-risks-on-fraud-on-cement-and-mitigation.pdf>

Fertilizers Europe (fertilizantes)

- Página web de Fertilizers Europe sobre *Fit for 55 Package: CBAM and ETS* (s.f.). <https://www.fertilizerseurope.com/fitfor55-ets-cbam/>
- Página web de Fertilizers Europe sobre *Climate Policy* (s.f.). <https://www.fertilizerseurope.com/AnnualOverview/climate.html>

European Aluminium (aluminio)

- *Comments* 24 de mayo de 2023. CBAM Regulation & indirect emissions. https://european-aluminium.eu/wp-content/uploads/2023/07/2023-05-24_EA-comments-on-methodology-for-indirect-emissions-in-CBAM_FINAL.pdf
- *Feedback* 1 de julio de 2024. https://european-aluminium.eu/wp-content/uploads/2024/10/2024-07-01-EA-Answers-to-DG-TAXUD-consultant-questions-on-CBAM-Product-Expansion_.pdf
- *Position paper* 26 e noviembre de 2024. <https://european-aluminium.eu/wp-content/uploads/2024/12/2024-11-26-European-Aluminium-position-paper-on-CBAM.pdf>

Hydrogen Europe (hidrógeno)

- *Position paper* enero de 2025. A Clean Industrial Deal for the European hydrogen industry. https://hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2025/01/HE-paper_CleanIndustrialDeal_final.pdf
- *Position paper* octubre de 2022. ETS and CBAM – implications for the hydrogen sector. <https://hydrogeneurope.eu/ets-and-cbam-implications-for-the-hydrogen-sector/>

Eurelectric (electricidad)

- *Position paper / Informe* 17 de marzo de 2025. A Carbon Border Adjustment Mechanism fit for the power sector. <https://www.eurelectric.org/publications/a-carbon-border-adjustment-mechanism-fit-for-the-power-sector/>

- News article 17 de marzo de 2025. Improve CBAM for electricity trading. <https://www.eurelectric.org/news/improve-cbam-for-electricity-trading/>
- Artículo en web 13 de diciembre de 2024. What is the Carbon Border Adjustment Mechanism? <https://www.eurelectric.org/in-detail/what-is-the-carbon-border-adjustment-mechanism/>

FuelsEurope (refino)¹²¹

- Carbon Border Adjustment Mechanism (posterior a la entrada en vigor del CBAM). <https://www.fuelseurope.eu/cbam>
- Carbon Border Adjustment Mechanism (en relación a la propuesta inicial de la Comisión Europea). <https://www.fuelseurope.eu/publications/publications/carbon-border-adjustment-mechanism>

¹²¹ Como se ha mencionado en la Subsección 3.2, fuera de los sectores inicialmente cubiertos por el CBAM, se ha prestado atención a la posición de la industria del refino por su importante vinculación con el hidrógeno (como consumidora actual y por su rol en el impulso en las próximas décadas, e.g., a través de valles de hidrógeno).



INSTITUTO VASCO
DE COMPETITIVIDAD
FUNDACIÓN DEUSTO

www.orquestra.deusto.es