



# Perspectivas para la transformación industrial hacia una economía verde

**Timo Gerres**  
**Pedro Linares**



**IIT**  
**INSTITUTO DE**  
**INVESTIGACIÓN**  
**TECNOLÓGICA**

Fundación  
**Naturgy** 



# Perspectivas para la transformación industrial hacia una economía verde

**Timo Gerres**  
**Pedro Linares**

Enero de 2024



**IIT**  
INSTITUTO DE  
INVESTIGACIÓN  
TECNOLÓGICA

Fundación  
**Naturgy**



# Índice

<b>1. Introducción: los grandes retos de la industria</b> .....	6
<b>1.1.</b> Una industria basada en fuentes fósiles .....	7
<b>1.2.</b> Una industria verde y competitiva: los objetivos para 2050.....	9
<b>1.3.</b> La transición industrial en los mercados globales .....	11
<b>1.4.</b> ¿Qué es necesario para alcanzar una industria neutra en emisiones? .....	11
<b>2. Caracterización del sector industrial frente a la transición energética</b> .....	13
<b>2.1.</b> Agrupación de actividades industriales y sus procesos actuales .....	13
<b>2.1.1.</b> Intensidad energética .....	13
<b>2.1.2.</b> Emisiones CO <sub>2</sub> .....	16
<b>2.1.3.</b> Diferenciación por su valor añadido .....	18
<b>2.2.</b> Soluciones para la reducción de emisiones directas .....	21
<b>2.2.1.</b> Tipos de soluciones .....	22
<b>2.2.2.</b> Soluciones específicas para reducir las emisiones del proceso .....	25
<b>2.2.3.</b> Soluciones estandarizadas para evitar las emisiones asociadas con la energía .....	30
<b>3. El rol de la UE y los gobiernos para alcanzar la neutralidad climática en la industria</b> .....	39
<b>3.1.</b> Políticas actuales para la reducción de emisiones .....	40
<b>3.1.1.</b> El estado del EU ETS .....	40
<b>3.1.2.</b> El rol de las ayudas públicas para la inversión .....	45
<b>3.1.3.</b> Las propuestas de la Comisión para acelerar las inversiones .....	48
<b>3.2.</b> Cómo se pueden superar los retos de la transición .....	52
<b>3.2.1.</b> Financiar la operación de procesos de producción .....	52
<b>3.2.2.</b> Crear mercados para productos verdes en una economía circular .....	56
<b>3.2.3.</b> Evitar la fuga de carbono y asegurar la competitividad industrial .....	60
<b>3.2.4.</b> Una política industrial integral y justa .....	60
<b>4. Conclusiones</b> .....	64



*El sector industrial es uno de los pilares de la economía española y contribuye con un **12.3 %** al valor añadido en el país.*

## **1. Introducción: los grandes retos de la industria**

El sector industrial es uno de los pilares de la economía española, y contribuye con un 12.3 % al valor añadido en el país. La estructura del sector ha vivido grandes cambios durante las últimas

cuatro décadas, desde su integración en los mercados europeos y globales, marcados por el crecimiento económico y la crisis estructural. A día de hoy, España se encuentra en el grupo de los países con una industria altamente desarrollada y competitiva. Pero, ¿qué es la industria y cómo se pueden caracterizar sus actividades? ¿Por qué la industria se enfrenta a un gran periodo de incertidumbre y una transición fundamental en las próximas décadas?

En este primer apartado del documento, se diferencian las diversas actividades industriales, examinando su uso de energía fósil (sección 1.1) e introduciendo los objetivos nacionales y europeos para una sociedad neutra en emisiones en 2050 (sección 1.2). Destacamos por qué la transición industrial se diferencia de otros sectores por su exposición a los mercados globales (sección 1.3) y por qué la industria y nuestra sociedad se enfrentan a grandes retos por los profundos cambios que implica la transición (sección 1.4). Estos retos se analizan en detalle en este informe.

## 1.1. Una industria basada en fuentes fósiles

El sector industrial transforma recursos físicos en productos finales con una gran variedad en su grado de complejidad. Estas transformaciones necesitan energía en toda la cadena de valor, desde la exploración de materias primas, el procesamiento de productos intermedios o su transformación en productos finales. Esto distingue la producción industrial de otros sectores que crean productos no físicos (como el sector servicios) o que transforman la energía (como el sector energético).



### Términos y definiciones

“**Materias primas**” se refiere a todos los materiales naturales extraídos y procesados que se transforman mediante procesos industriales en productos o bienes finales físicos y tangibles. Por ejemplo, el mineral de hierro extraído de reservas naturales es un insumo utilizado por la industria siderúrgica para producir acero, que es una materia prima procesada.

Un “**proceso industrial**” consiste en un conjunto de actividades destinadas a transformar los insumos en uno o varios productos o salidas.

Los “**insumos**” son todas las entradas a un proceso industrial. Entre otros se puede diferenciar entre insumos energéticos como la electricidad o los combustibles e insumos de materiales.

Las emisiones se pueden considerar como salidas del proceso industrial. Se diferencia entre las “**emisiones energéticas**” que resultan del uso de insumos energéticos y las “**emisiones de proceso**” derivadas de reacciones químicas asociadas al proceso de producción con insumos materiales con contenido de carbono.

La “**cadena de valor industrial**” se refiere al conjunto de todos los procesos industriales que están vinculados por sus insumos. Los productos generados en los procesos industriales que se encuentran en la parte inferior de la cadena de valor son “**productos intermedios**” y sirven como insumo para las actividades más cercanas al producto final.

La industria consume proporcionalmente más energía que otras actividades económicas. La Ilustración 1 muestra que el sector industrial<sup>1</sup> en España es responsable del 20,5 % del consumo final de energía, lo que se traduce en una huella de carbono que corresponde al 24,1% de todas las emisiones directas del país. Sin embargo, el consumo energético, la intensidad energética de los procesos y las emisiones de gases de efecto invernadero causadas por las diferentes actividades industriales son muy heterogéneos. En España, más de la mitad del consumo energético y casi el 80% de las emisiones de la industria están vinculadas a la producción de materias primas como el acero, cemento, productos petroquímicos, papel y otros productos obtenidos a partir de minerales no metálicos, como el vidrio y la cerámica, cuyo valor añadido bruto es mucho menor que el de otras actividades industriales. Además, para obtener acero, cemento y productos petroquímicos se

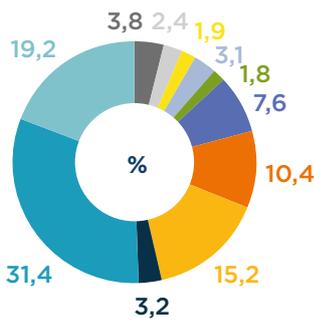
procesan materiales que contienen carbono (carbón, cal o petróleo, respectivamente) y por lo tanto su producción supone tanto emisiones asociadas al consumo energético (“emisiones energéticas”) como otras resultantes de reacciones químicas a partir de estas materias (“emisiones de proceso”).

El resto de industrias varían en su intensidad energética y las emisiones asociadas, pero en total solamente son responsables del 18,9 % de las emisiones directas de la industria (4,6% de las emisiones totales). Sin embargo, la mayoría de ellas tienen en común que sus insumos son materias primas o productos intermedios compuestos de materias primas con una gran huella de carbono. Por lo tanto, gran parte del complejo industrial a día de hoy no puede realizar sus actividades sin el consumo directo de energía fósil o el procesamiento de productos hechos con fuentes fósiles.

### ■ ILUSTRACIÓN 1

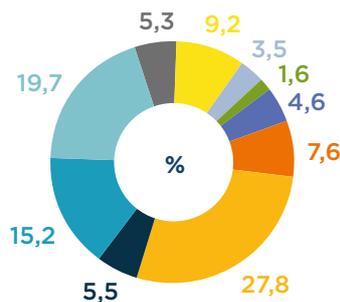
Consumo energético, emisiones y valor añadido bruto de la industria en comparación con otras actividades en España en 2021 (evaluación propia a base de (IDAE, 2023; INE, 2022)).

**Consumo energético**



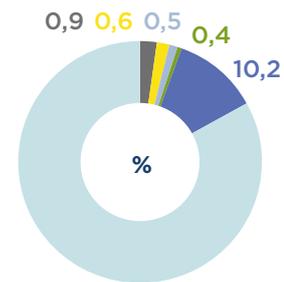
- Suministro de energía
- Transporte comercial
- Agricultura y Pesca
- Residencial
- Servicios
- Otras industrias
- Pasta y papel
- Metalurgia
- Cemento
- Cerámica y vidrio
- Químico y petroquímico (sin refino)

**Emisiones directas**



- Suministro de energía
- Transporte comercial
- Agricultura y Pesca
- Hogares
- Servicios
- Otras industrias
- Pasta y papel
- Metalurgia
- Minerales no metálicos
- Químico y petroquímico (sin refino)

**Valor añadido bruto**



- Otras actividades económicas
- Otras industrias
- Pasta y papel
- Metalurgia
- Minerales no metálicos
- Químico y petroquímico (sin refino)

<sup>1</sup> Sin las actividades relacionadas al suministro de energía incluyendo el refino de petróleo y la generación, el transporte y suministro de energía eléctrica y gas natural.

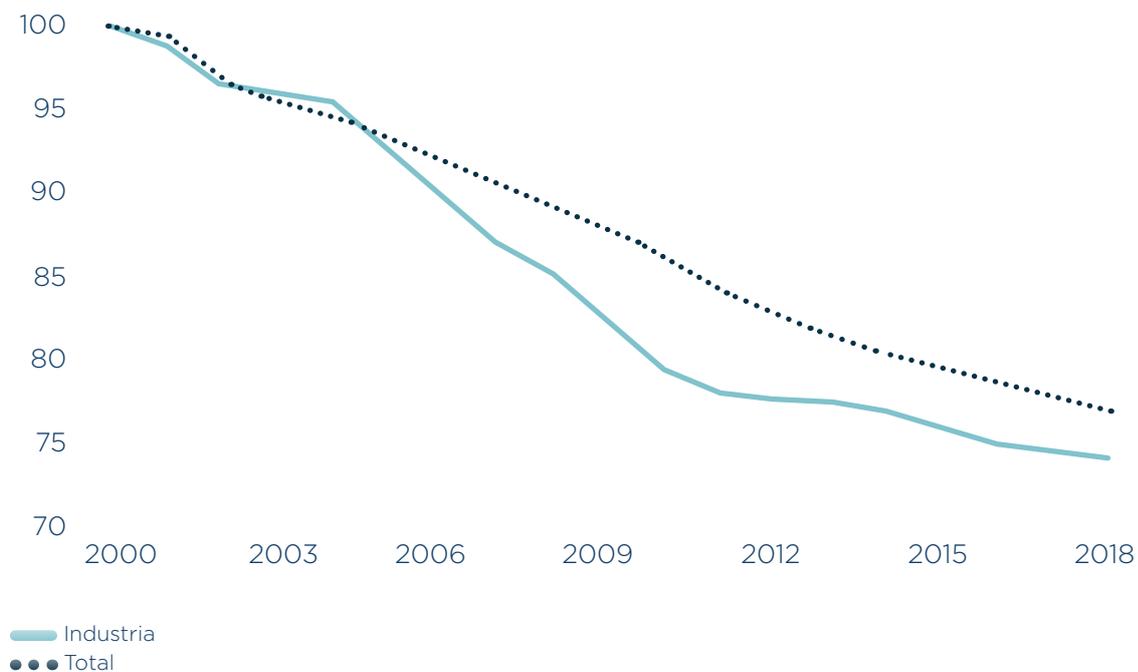
## 1.2. Una industria verde y competitiva: los objetivos para 2050

En todo el sector industrial la intensidad energética, y por lo tanto las emisiones directas, se redujo de forma significativa durante las últimas décadas. En un país sin muchas reservas de energía fósil en su territorio nacional y energéticamente aislado del resto de Europa, los precios elevados de la energía han incentivado inversiones en eficiencia energética en la industria durante décadas. Desde 2000 la intensidad energética de la producción industrial bajó más de un 25% (Ilustración 2). Sin embargo, los datos para los años 2014 - 2019 indican que la intensidad energética por unidad de valor generado en la industria manufacturera fue peor que el promedio europeo (Gómez-Calvet, 2022).

El uso eficiente de la energía dominó y sigue dominando la política energética nacional y europea. En 2007 los Estados Miembros de la UE aprobaron los objetivos 20-20-20 de reducir las emisiones, aumentar la participación de renovables en el consumo final de energía y mejorar la eficiencia energética, todos en un 20% hasta 2020. Los tres pilares para caracterizar la ambición de los Estados Miembros también se reflejan en los objetivos inicialmente acordados para 2030 y su revisión con el paquete “fit for 55” para reducir las emisiones absolutas un 55% en comparación con el año 1990. Los nuevos objetivos más exigentes para el año 2030 prevén preparar a la sociedad europea para su transición hacia la neutralidad climática en 2050, tal como se ha acordado por los Estados Miembros según la Ley Europea del Clima de 2021.

### ■ ILUSTRACIÓN 2

La evolución de la intensidad energética en España y el sector industrial (indexado: 100 = año base 2000) según ODYSSEE ([www.odyssee-mure.eu](http://www.odyssee-mure.eu))



El compromiso de la neutralidad climática en 2050 cambia de forma fundamental la naturaleza de los esfuerzos necesarios para reducir las emisiones en el sector industrial. Las reducciones históricas de las emisiones directas se lograron principalmente gracias a la minimización de las pérdidas y las mejoras de eficiencia de los procesos convencionales de producción, en combinación con el cambio de combustibles, de carbón, petróleo y fuel oil a gas natural. Sin embargo, la mejora de eficiencia o reducción de pérdidas en sí mismas no permiten alcanzar una operación neutra en emisiones.

La producción industrial alineada con el objetivo de neutralidad climática requiere la implementación de un conjunto de medidas que se puede resumir bajo tres ámbitos temáticos:

- **El consumo de fuentes sostenibles de energía** implica la sustitución de los combustibles fósiles por alternativas renovables como la electricidad renovable, el hidrógeno verde o la biomasa. Para minimizar el impacto ambiental de la generación renovable y evitar escasez su uso debe ser lo más eficiente posible.
- **La implementación de nuevos procesos industriales para evitar las emisiones no energéticas** es esencial si se siguen utilizando materias primas que contengan carbono. A día de hoy las emisiones de ciertos procesos, como la producción de cemento, solamente se pueden evitar con la captura de CO<sub>2</sub>.
- **El uso óptimo de las materias primas en una economía circular** implica una reducción del uso de materias primas mediante altas tasas de recuperación y reciclaje de residuos. Para maximizar la circularidad, los productos intermedios y finales se deben diseñar para que las materias primas sean fácilmente recuperables y los productos finales reparables de forma sencilla. El uso óptimo de las materias disponibles también implica que el CO<sub>2</sub> capturado y otros residuos se transformen en

nuevas materias con valor añadido para la industria en lugar de ser emitidos o almacenados.

Muchas de las medidas necesarias para reducir las emisiones de la industria aún no se han implementado porque a día de hoy no son económicamente rentables. Una empresa arriesga su competitividad si opta por instalar nuevos procesos más sostenibles, pero con un mayor coste de inversión y operación, que los de su competencia.



### 1.3. La transición industrial en los mercados globales

El Mercado Único de la UE no es un mercado cerrado. Por lo tanto, el consumo de productos industriales en los diferentes Estados Miembros no necesariamente corresponde con la producción doméstica. En España, las importaciones alcanzaron un 34,4 % del valor añadido bruto en el año 2022; un 46,4% de estas importaciones llegaron de otros Estados Miembros de la UE. Al mismo tiempo el 37,3% de las exportaciones se vendió a clientes en países que no forman parte del Mercado Único (MINCOTUR, 2022).

Los objetivos para el año 2050 implican que tanto los productos industriales que sean producidos como los consumidos en la Unión Europea deberán ser neutros en emisiones. En este sentido, el alto grado de la integración de la economía española y europea en los mercados globales eleva la complejidad de la transición industrial en comparación con otros sectores, ya que los productos fabricados en Europa deberán seguir compitiendo en los mercados globales. Así, se debe mantener la competitividad de la industria en los mercados globales mientras se adhiere a unos objetivos de la descarbonización que posiblemente sean más ambiciosos que en otras partes del mundo. Al mismo tiempo, será fundamental garantizar que la importación de productos industriales cumpla con los requisitos de un Mercado Único neutro en emisiones.

La exposición a los mercados globales distingue la transición industrial de la transición en otros sectores de la economía: las emisiones actuales en el sector de transporte se deben al uso de motores de combustión interna para satisfacer la demanda de movilidad dentro de la Unión Europea y al movimiento de personas e intercambio de mercancías con países fuera de la UE, mientras que la electricidad consumida se genera casi exclusivamente con plantas de producción

que están conectadas a la red europea de transporte de electricidad. En el caso de la generación térmica de energía, por ejemplo, para satisfacer la demanda de calor en el sector residencial y de servicios, o para generar electricidad, así como en el uso de combustibles fósiles en el sector del transporte, las emisiones resultantes se generan por actividades económicas finales dentro del Mercado Único. Por otro lado, muchos bienes industriales se venden, utilizan o consumen en áreas económicas alejadas de las plantas de producción y sus emisiones. Por ello, la transición industrial se enfrenta a dificultades que no son comparables con otros sectores de la economía.

### 1.4. ¿Qué es necesario para alcanzar una industria neutra en emisiones?

Existen grandes retos tecnológicos para alcanzar la neutralidad climática, que varían según cada industria. Sin embargo, es clave entender que la disponibilidad tecnológica en sí misma puede no ser suficiente para descarbonizar las emisiones del sector en 2050. La visión de una sociedad neutra en emisiones en España y la Unión Europea es un objetivo político. Es importante señalar que alcanzar este objetivo está sujeto a un marco normativo y una política industrial que incentive a las diferentes empresas del sector para invertir en procesos neutros en emisiones que se puedan operar a escala comercial en los próximos años. Así pues, sin el compromiso de la industria para invertir más en la reducción de emisiones que lo invertido históricamente (Ilustración 3), la transición industrial no será factible.

Este informe explora los principales retos para la transformación industrial con el objetivo de ofrecer una visión holística de los retos tecnológicos, económicos y políticos.

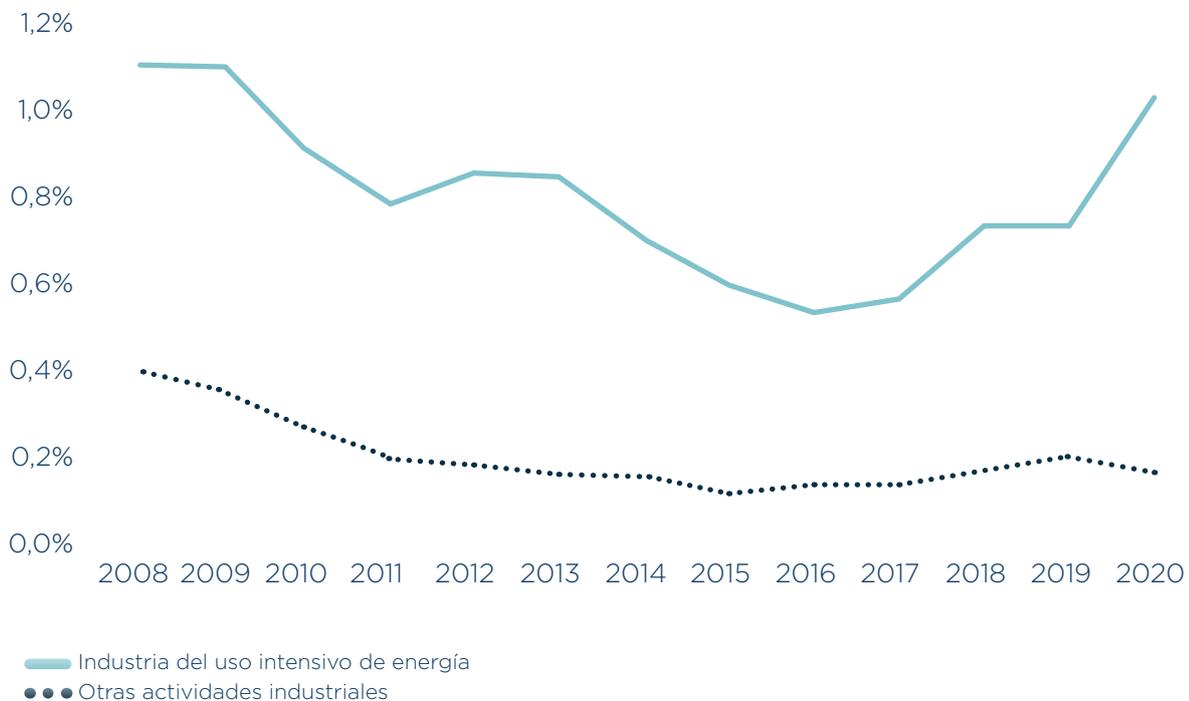
El Capítulo 2 se dedica a las soluciones tecnológicas en las diferentes industrias, y se categorizan las alternativas con

respecto a los costes e incertidumbres. Se analiza la estructura actual de la industria española en función del consumo energético y de sus procesos, de la demanda de calor, las emisiones y de la relevancia económica de los diferentes sectores. Además, se agrupan las opciones

tecnológicas para reducir las emisiones y se distinguen en función de los factores que definen su coste de instalación y operación. De acuerdo a este análisis se resumen las principales rutas tecnológicas para descarbonizar las emisiones industriales.

### ■ ILUSTRACIÓN 3

Inversiones en protección ambiental (incluye la reducción de emisiones) en función del valor añadido bruto por actividad económica (evaluación propia a base de los datos del INE)



En el capítulo 3 se revisa la política industrial a nivel nacional y europeo y se contrasta con varias propuestas regulatorias para guiar la transición industrial. La integración de la industria española en los mercados globales implica que la implementación y la operación comercial de los procesos neutros en emisiones no se realizará sin un rol activo de las instituciones públicas y una política

industrial dedicada a la transición. Se presentan propuestas para responder a los siguientes retos de la transición hacia una industria neutra en emisiones, que se podrían agrupar de la siguiente manera:

- **Financiar la operación de nuevos procesos de producción** para evitar riesgos esenciales para la competencia industrial.

- **Crear mercados para productos verdes en una economía circular** con incentivos para el uso eficiente e inteligente de materias primas.
- **Evitar la fuga de carbono y asegurar competencia industrial** con mecanismos que no frenen al libre comercio.
- **Una política industrial integral y justa a nivel nacional y europeo** que faciliten el uso más eficiente de recursos renovables.

## 2. Caracterización del sector industrial frente a la transición energética

A día de hoy, la gran mayoría de las industrias genera emisiones directas de CO<sub>2</sub> y, por lo tanto, contribuye al incremento de la concentración de gases de efecto invernadero en la atmósfera. Sin embargo, los esfuerzos necesarios para evitar estas emisiones directas de los procesos actuales son muy distintos según el tipo de actividad económica. A continuación, se argumenta que, al afrontar los retos tecnológicos, económicos y regulatorios de la transición, los distintos procesos industriales se pueden agrupar en dos categorías principales: la producción de materias primas no-renovables y todos lo demás.

Se muestra cómo las diferentes industrias se pueden diferenciar entre una transición estructural para la producción y el uso de materias primas y una transición fundamentalmente energética para todo lo demás. En primer lugar, se agrupan las diferentes industrias a partir de sus

características actuales con respecto a su intensidad energética, emisiones y aspectos económicos (sección 2.1). A partir de esta agrupación se presentan soluciones tecnológicas para transformar la industria (sección 2.2). En primer lugar, se presentan diferentes tipos de soluciones específicas para la producción de materias primas no renovables y tecnologías más estandarizadas que se pueden utilizar en diferentes industrias.

### 2.1. Agrupación de actividades industriales y sus procesos actuales

Las diferentes industrias se pueden agrupar según una gran variedad de indicadores para entender su rol para el país, las diferentes regiones y la sociedad. Con el objetivo de entender su estado actual frente a la transición hacia la neutralidad de emisiones se diferencian las actividades industriales según su intensidad energética (sección 2.1.1), las emisiones de CO<sub>2</sub> (sección 2.1.2) y su valor económico a nivel de país (sección 2.1.3).

#### 2.1.1. Intensidad energética

La producción de materias primas consume más energía que otras actividades industriales. Esta realidad se refleja en el balance energético de España (Ilustración 1) que es similar al de muchas economías desarrolladas. Es importante pues entender por qué estas industrias consumen tanta energía en comparación con otras actividades industriales.

Las materias primas como los hidrocarburos, el cemento, la cerámica y el vidrio, el acero y otros metales se producen con diferentes tipos de minerales que se consiguen mediante actividades de extracción y minería. Sin embargo, en su estado natural estos minerales no tienen propiedades uniformes. Todos ellos tienen en común

que se requiere mucha energía térmica con altas temperaturas para producir materias primas en hornos de fundición, con reacciones químicas o con destilación. En la Ilustración 4 se muestra como gran parte del consumo de energía térmica de estos procesos es con temperaturas superiores a 500 °C, y que pueden alcanzar 1500 °C, por ejemplo, para la producción de acero. En el caso de España, igual que a nivel europeo, las principales materias primas que se utilizan en grandes cantidades en la industria manufacturera y la construcción son responsables de gran parte del consumo energético en la industria.

Es importante destacar que otras materias primas como el cobre, níquel o zinc requieren temperaturas de fusión superiores a 1000 °C, en caso del oro alcanzan 2700 °C, y el wolframio 3600 °C. Sin embargo, en comparación con otros minerales, su producción y consumo actual en términos de volumen es marginal, igual que su impacto en las emisiones globales.

La producción de materias primas se distingue de otras actividades industriales por el alto consumo de energía térmica. A nivel europeo, más de 90% del consumo térmico del resto de industrias tiene un rango inferior a 200 °C y menos de 5% de su demanda de energía térmica supera los 1000 °C (Ilustración 4). Con referencia a su importancia para el balance energético nacional de España, el caso del sector de pasta y papel indica cómo el procesamiento de materias de origen

## *La producción de materias primas se distingue de otras actividades industriales por el alto consumo de energía térmica.*

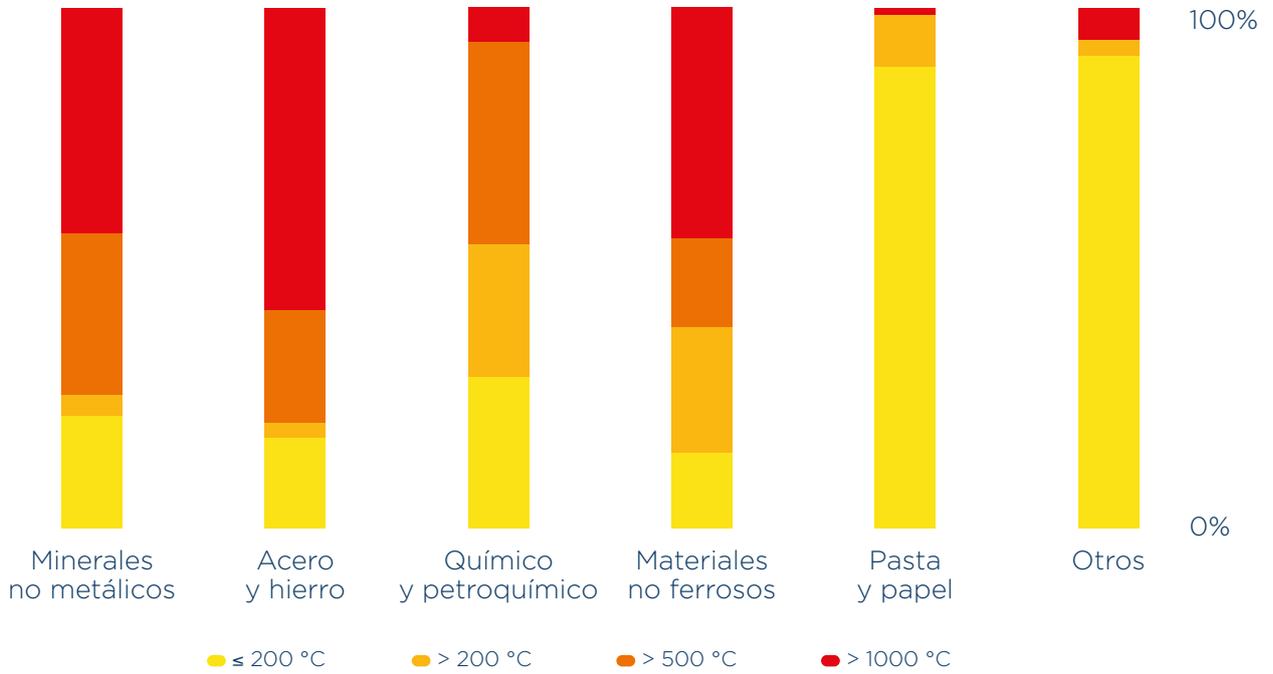
biológico no requiere energía térmica a temperaturas elevadas, pero como se muestra en Ilustración 1, sigue teniendo un consumo energético relevante en términos absolutos.

La diferencia en el mix energético entre la industria de materias primas y otros sectores se debe al uso de combustibles para la generación de energía térmica.

En la Ilustración 5 se muestra que el consumo energético para los dos grupos de industrias es similar en cuanto al uso de electricidad, pero la diferencia en el consumo absoluto se explica en primer lugar por el mayor uso de combustibles fósiles para generar energía térmica para la producción de materias primas. Por otra parte, la bioenergía cuenta con un papel relevante en la industria alimentaria y los sectores de pasta y papel y maderero, que se benefician de sus propios residuos y de desechos de origen biológico para fines energéticos.

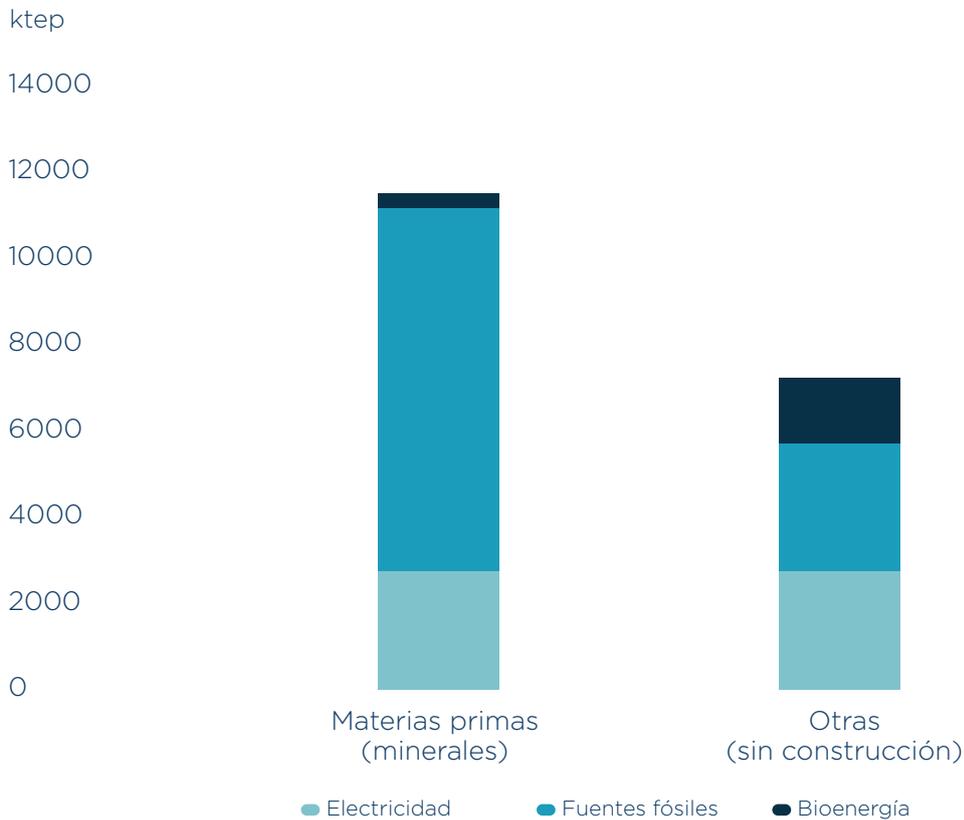
**ILUSTRACIÓN 4**

Consumo térmico y rango de temperatura por industria en la UE según datos de EUROSTAT (Kosmadakis, 2019)



**ILUSTRACIÓN 5**

El consumo energético en la industria española en 2021 (IDAE, 2023)



## 2.1.2. Emisiones de CO<sub>2</sub>

El mayor uso de las fuentes energéticas de origen fósil implica que las emisiones asociadas a la producción de materias primas son más elevadas por unidad de producto que en otras industrias. Sin embargo, la producción de materias primas es aún más intensiva en emisiones porque otra parte significativa de sus emisiones son emisiones de proceso. Las materias primas con la huella de carbono más elevada tienen en común que el carbono fósil sirve tanto como fuente de energía como input clave para transformar las materias minerales en materias primas (Ilustración 6).

En el caso de metales como el acero y el aluminio los átomos de carbono (C) permiten separar los átomos de oxígeno (O) del mineral de hierro y de la alúmina formando CO<sub>2</sub> como salida del proceso. Procesos similares se pueden observar en la gran mayoría de la industria metalúrgica, por ejemplo, para el refinado de cobre (IEA, 2021). Aunque el cemento se produce con minerales no-metálicos, su caso es muy parecido. Dos de los tres átomos de oxígeno del mineral de caliza (CaCO<sub>3</sub>) se tienen que separar con átomos de carbono formando CO<sub>2</sub> para obtener cal (CaO), que es el principal ingrediente del cemento.

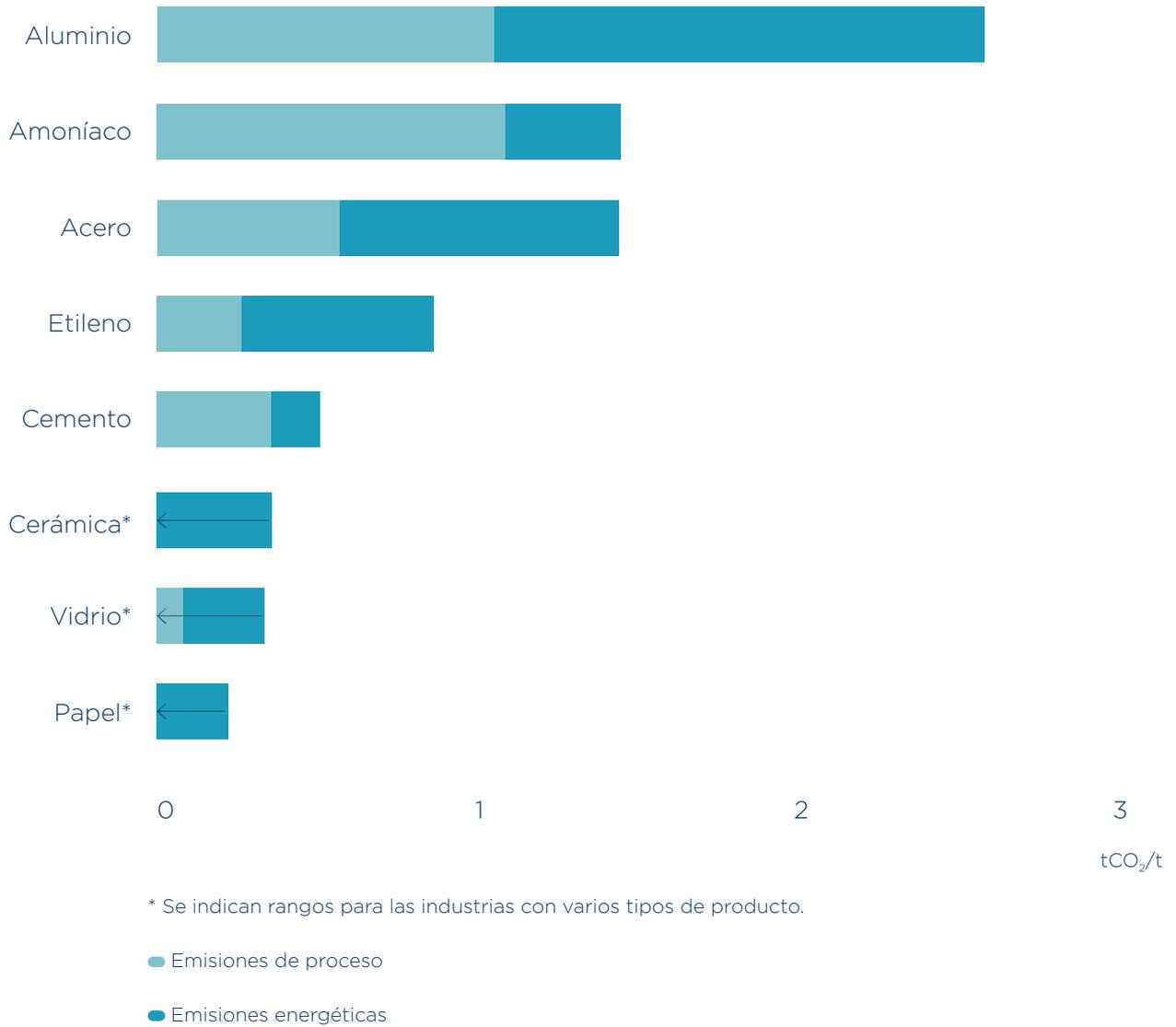
Otro grupo muy relevante de materias primas son los productos químicos. Todos los químicos orgánicos contienen carbono. Este grupo de químicos incluye todos los hidrocarburos derivados del crudo, gas natural o carbón. Además de los combustibles como el gasóleo, la gasolina y el queroseno, los polímeros

plásticos son materiales de origen fósil que están muy presentes en nuestra vida diaria, desde el embalaje desechable de la pasta de dientes hasta los muebles de jardín. Sin embargo, también existen varios compuestos químicos como el etileno, propileno, metanol y otros alcoholes que son importantes productos intermedios de la industria petroquímica. El refinado de carbono fósil en estos productos químicos siempre resulta en pérdidas que causan emisiones atmosféricas de CO<sub>2</sub>. Por otra parte, aunque los químicos inorgánicos no contienen carbono, sus procesos de producción en algunos casos utilizan hidrocarburos como materia prima. En el caso de amoníaco (NH<sub>3</sub>), el componente base de los fertilizantes más utilizados en el mundo, se separa el hidrógeno (H) del gas natural (CH<sub>4</sub>) para unirlo a átomos de nitrógeno (N). Por su parte, los átomos restantes de carbono forman CO<sub>2</sub> y causan emisiones elevadas de proceso.

En comparación, la Ilustración 6 muestra que las emisiones energéticas por tonelada de producto fabricado de los materiales que no conllevan emisiones de proceso son muy inferiores a las anteriores. Las emisiones por tonelada pueden variar según el tipo de producto en la industria cerámica, del vidrio y del papel. Sin embargo, en el caso de la producción de vidrio (1700 °C) y cerámica (800 - 2000 °C) también se necesitan temperaturas muy elevadas, mientras que las temperaturas apenas alcanzan los 200 °C para la producción de papel. En el resto de la industria la intensidad de las emisiones energéticas por tonelada de producto está vinculada fundamentalmente con la intensidad térmica de los procesos, (Ilustración 4).

**ILUSTRACIÓN 6**

Emisiones directas de origen fósil por tonelada de producto con la mejor tecnología disponible, basado en Gerres (2022).



*Las materias primas con la huella de carbono más elevada tienen en común que el carbono fósil sirve tanto como fuente de energía como input clave para transformar las materias minerales.*

### 2.1.3. Diferenciación por su valor añadido

La clasificación de la industria en producción de materias primas y el resto es poco ilustrativa para mostrar su importancia económica. Las industrias más intensivas en emisiones son muy importantes para obtener las materias primas que se procesan en todos los otros sectores, pero en términos de empleo, el valor añadido de las otras industrias es claramente superior al sector de materias primas.

En toda la industria, el valor añadido en relación con el valor de la producción varió, en 2019, entre un 8% para la producción de coque y productos de refino de petróleo, y un 46% en el sector textil, y está vinculado a la intensidad de la mano de obra en cada industria, y su intensidad en capital. Sin embargo, no existe una gran diferencia en la relación del valor añadido con el valor de la producción entre las industrias de materias primas (29,4%) en comparación con lo demás (28,9%) (INE, 2022). Las diferencias entre los aspectos económicos de las diferentes industrias se asocian más a los costes de la producción, sus productos y el funcionamiento de sus mercados.

Las materias primas son bienes fungibles con especificaciones estandarizadas. Por lo tanto, la formación de precio de metales como acero, cobre y aluminio y ciertos productos petroquímicos se realiza en las transacciones en mercados centralizados como el *Chicago Mercantile Exchange*, *Tokyo Commodity Exchange* y *London Metal Exchange*. Los mercados para las materias primas son mercados globales y sus costes para un comprador local corresponden a un precio que se determina según el valor de mercado del producto básico más los costes de transporte.

Las características estandarizadas de las materias primas son resultado de unos procesos de producción homogéneos en todo el mundo. En 2021, 72% del acero se produjo con altos hornos en combinación con hornos de oxígeno básico (*BF-BOF*) y 28% en hornos de arco eléctrico (*EAF*) a base de chatarra (20%) o hierro directamente reducido (8%) (IEA, 2023). En caso del refino, el craqueo del crudo en combinación con columnas de destilación es la única tecnología para obtener los diferentes químicos orgánicos. Además, dos procesos, el reciclaje mecánico y químico, dominan la recuperación de la materia prima a partir de flujos residuales. Hoy en día, más del 90% del cemento a nivel europeo se produce por la vía seca en hornos que varían en su eficiencia energética por la instalación de precalentadores (CEMBUREAU, 2021).

Algunos productos intermedios del sector alimentario y del procesamiento de madera se consideran productos básicos según el Banco Mundial (*The World Bank, 2021*) y la industria de cerámica y vidrio ofrece una gran variedad de productos con diferentes características y grados de calidad que no son productos básicos. Sin embargo, la distinción entre la industria de productos básicos y de los procesos de producción para productos avanzados es clave.

Los productores de bienes no fungibles<sup>2</sup> compiten en el mercado por el valor que los compradores están dispuestos a pagar por características únicas que pueden ser, por ejemplo, físicas, la diferenciación en precios, u otros servicios que se venden en combinación con los productos físicos. Para obtener diferentes características físicas o vender los productos a menor coste, las empresas tienen que optimizar e individualizar su proceso de producción. A diferencia de las industrias que ofrece

<sup>2</sup> Bienes no fungibles se refiere a productos digitales o físicos que son únicos y no se pueden intercambiar uno por otro de manera equivalente. Esto les diferencia de productos fungibles con características muy estandarizadas.

productos básicos, existe una gran variedad de procesos de producción. Sin embargo, en su mayoría los equipos que se utilizan están hasta un cierto grado estandarizados. Por ejemplo, las calderas, generadores de vapor, intercambiadores de calor, hornos, motores, sensores, sistemas de carga, máquinas de inyección, mezcladoras, picadoras u otros, se adaptan para los diferentes casos de uso, pero comparten muchos de sus componentes principales y principios de funcionamiento entre distintos sectores industriales.

En industrias como el sector manufacturero, la producción de coches o la industria alimentaria, el consumo energético industrial con un conjunto de equipos parcialmente estandarizados solamente suponía 0,07 € de energía por cada euro de valor añadido en 2019. Este valor era aproximadamente cinco veces superior (0,30 - 0,50 €) para la gran mayoría de las industrias de materias primas excluyendo la coquería y el refino de petróleo (Ilustración 7). En el caso de las coquerías y el refino se transforman fuentes de energía fósil en productos finales. La dependencia de costes energéticos para estos bienes (1,60 € por cada euro de valor añadido) es mucho mayor que en otras industrias.

Para la producción de materias primas extraídas no-renovables los costes asociados al consumo de fuentes fósiles de carbono y otros consumos energéticos representan una cuota muy elevada de sus costes totales. En 2019, representó un 12,0 % de los costes totales para coquerías y el refino de petróleo, 18,8% para la producción de minerales no metálicos, y 10,2 % en la metalurgia. Mientras, en industrias como el sector alimentario (2,9%), la producción de equipos de transporte (1,46%) y máquinas (1,38%) los costes energéticos son marginales. Es preciso señalar por supuesto que estos datos no reflejan los efectos de la crisis energética y la subida de los precios de gas natural y electricidad después de la invasión rusa a Ucrania. Sin embargo, cabe destacar cómo la duplicación de los precios resultaría en una mayor subida absoluta de los costes de producción y por lo tanto la

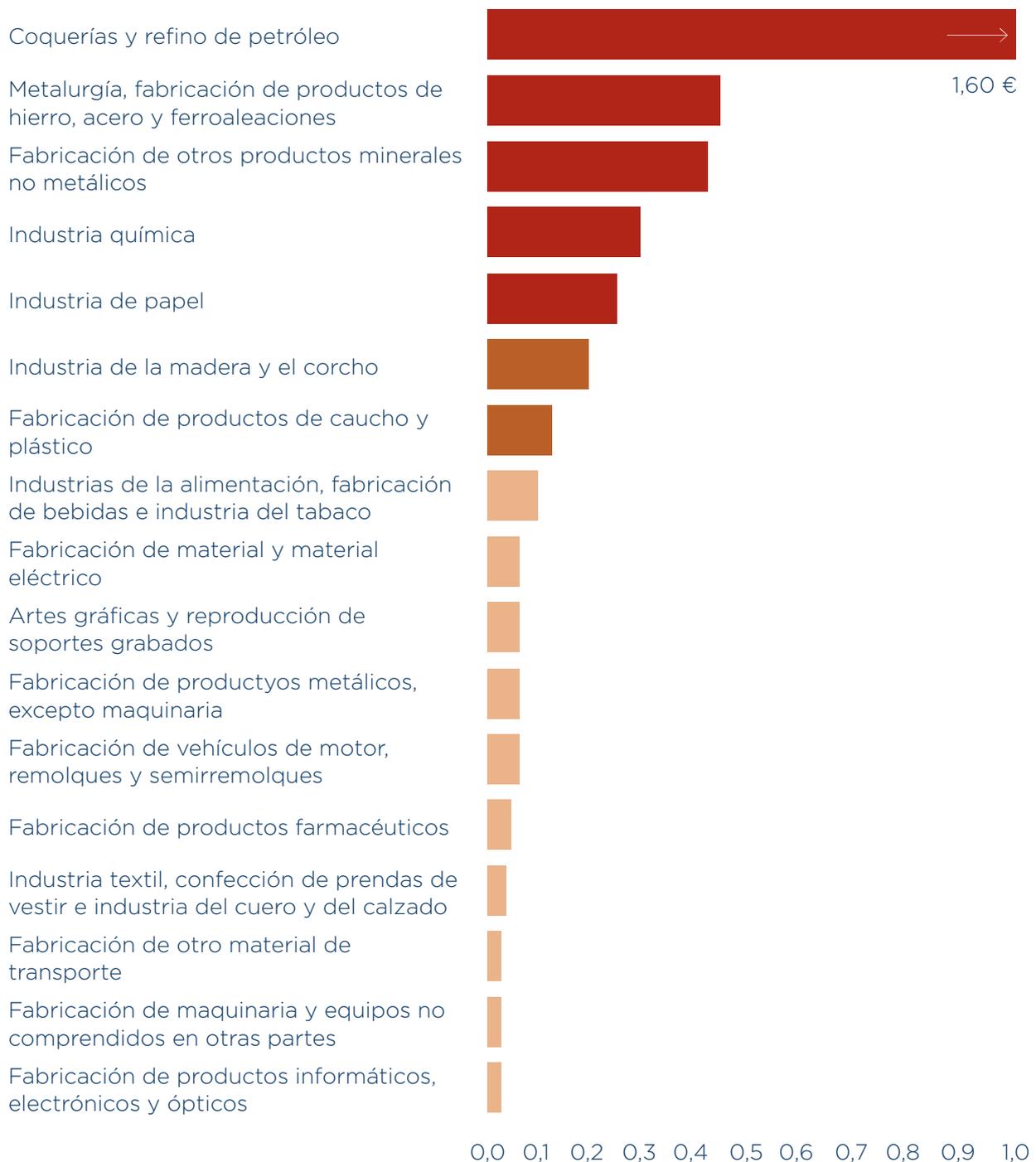
reducción de valor añadido en las industrias de materias primas que en otros sectores industriales.

Asimismo, los costes energéticos solamente representan una parte de los costes operativos vinculados al consumo de combustibles fósiles. En la Unión Europea, todas las instalaciones industriales con una potencia instalada mayor de 20 MW térmicos participan en el régimen de comercio de derechos de emisión (*EU ETS*). Todas las instalaciones para la producción



■ **ILUSTRACIÓN 7**

Costes energéticos por valor añadido de las principales actividades económica (basado en (INE, 2022))



Costes energéticos (€) por cada 1.00€ de valor añadido en 2019

de materias primas superan este valor de referencia y pagan parcialmente<sup>3</sup> por sus emisiones energéticas y emisiones de proceso. Industrias como fabricantes de tarima y madera aglomerada, grandes fábricas de automóviles, ciertos productos químicos, y el procesamiento de tomates, conservas y otros alimentos también participan en el EU ETS por la cantidad de emisiones que generan. Sin embargo, por la menor importancia de los costes energéticos para los costes de producción y la inexistencia de emisiones de proceso, el impacto de los costes adicionales por la compra de derechos de emisión es relativamente pequeño en comparación con las industrias de materias primas.

Las industrias en la cadena de valor que convierten materias primas en productos intermedios o finales tienen menores costes directos de energía y emisiones. Sin embargo, la subida de precios de las materias primas debido a costes más elevados de energía y emisiones impactan los costes de producción de estas empresas. Este efecto varía según la importancia de los gastos en materias primas en los costes de producción. Para la gran mayoría de los productos finales el valor añadido que se agrega en la cadena de valor hace que el impacto para el consumidor final sea relativamente pequeño. A nivel nacional, este efecto se cuantificó para los costes de emisiones en diferentes grupos de productos (Linares y Collado, 2022). Así, el siguiente ejemplo sirve para poner estos números en el contexto:

En España el precio medio para coches nuevos en abril 2022 fue 22.750 €. En promedio los coches contienen 900 kg de acero, con un precio de mercado de aproximadamente 800 € por tonelada en 2022.<sup>4</sup> Si se supone la duplicación del coste de acero en el mercado global a 1600 € por tonelada, el precio medio subiría en 720 € o un 3%.

No obstante, una subida de costes energéticos y emisiones a nivel nacional o europeo no tendría el mismo efecto sobre el precio final del coche porque los fabricantes de los diferentes componentes intermedios siempre tendrán la opción de comprar acero importado a un precio más bajo. Este efecto resultaría en la pérdida de competitividad del sector de acero en Europa, con un impacto mucho más leve en la cadena de valor. Esta dinámica de “fuga de carbono” y las diferentes medidas para evitarlo se comenta con más detalle en capítulo 3

## 2.2. Soluciones para la reducción de emisiones directas

El reto de reducir emisiones al máximo es el mismo para todas las actividades industriales. Sin embargo, los esfuerzos necesarios pueden variar de forma significativa entre los diferentes procesos de producción. En esta sección se muestra que las soluciones para reducir las emisiones de procesos industriales comparten ciertas características universales y se pueden agrupar en uno o varios de cuatro diferentes tipos de soluciones (sección 2.2.1). Cada tipo de solución tiene diferentes implicaciones tanto con respecto a su potencial para reducir emisiones como para el consumo energético y otros insumos.

En la práctica se están desarrollando varias innovaciones específicas en las industrias de materias primas como la siderúrgica, la producción de cemento y la petroquímica para lograr reducir tanto las emisiones del proceso como las del consumo energético (sección 2.2.2). Por otro lado, las soluciones estandarizadas permiten la descarbonización del consumo energético

<sup>3</sup> Véase sección 3.1.1 por una discusión más detallada del funcionamiento actual de EU ETS y el rol de asignaciones gratuitas.

<sup>4</sup> Basado en las siguientes fuentes: (LME, 2023; Villareal, 2022; worldsteel, 2020)

en otras industrias (sección 2.2.3). Esta sección presenta las soluciones técnicas, rangos de costes y consumos energéticos.

En el análisis siguiente, cuando se trata de soluciones que implican o suponen el acceso a redes energéticas (electricidad, gas natural, hidrógeno, etc.), solo se tiene en cuenta el consumo final de energía de estas soluciones por parte del consumidor industrial, sin tener en cuenta las posibles ineficiencias y pérdidas en el sistema de generación, transporte y suministro de energía.

### 2.2.1. Tipos de soluciones

En la sección anterior se destaca que el papel que juega el carbono es esencialmente distinto en las industrias de materias primas en comparación con otras actividades industriales. Sin embargo, a continuación se muestra que las opciones principales para reducir emisiones se aplican en principio a todas las industrias. Las posibles tecnologías tienen diferentes implicaciones sobre los costes de instalación y operación<sup>5</sup>, que se pueden caracterizar por cuatro opciones generales: las mejoras de eficiencia, el cambio de fuentes de energía, la captura de emisiones o el cambio de insumos materiales (Gerres, 2023). Las soluciones específicas pueden incluir una combinación de esas opciones generales para reducir las emisiones.

- **Las mejoras de eficiencia**

Reducir el consumo energético de los procesos actuales mediante mejoras de eficiencia es una opción sencilla para reducir las emisiones de un proceso industrial. Las mejoras se pueden lograr por la instalación de equipos con una mejor eficiencia que los actuales, por ejemplo, con nuevos cojinetes, o la reducción de las pérdidas energéticas

térmicas por un mejor aislamiento de las instalaciones existentes o el mejor control del proceso gracias a su digitalización. Las mejoras de la eficiencia implican generalmente una elevada inversión en el proceso actual, que se amortiza con la reducción del consumo previsto y los costes operativos asociados a cada unidad de producto final

La industria ha realizado grandes inversiones en eficiencia energética durante las últimas décadas y sigue optimizando los procesos actuales con cada renovación de equipos. Sin embargo, en contexto de la transición industrial el potencial de la reducción de emisiones por mejoras de eficiencia es limitado. Con mejoras de eficiencia nos podemos acercar a la eficiencia teórica de los procesos, y cuanto más nos acercamos a ella, mayores son las inversiones necesarias para conseguir los ahorros. Además, por sí mismas, las mejoras de eficiencia no permiten llevar los procesos industriales que consumen combustibles fósiles hasta la neutralidad climática.

- **El cambio de fuentes de energía**

En el caso ideal, las fuentes fósiles de energía se reemplazarían con alternativas menos intensivas o neutras en emisiones, sin necesidad de grandes inversiones en equipos. El biometano se puede quemar en calderas de gas natural sin cambiar los equipos. Sin embargo, la transición hacia procesos neutros en emisiones casi siempre implica elevadas inversiones en nuevos equipos. Por ejemplo, las calderas eléctricas no incluyen quemadores, sino serpentines de calor. Por lo tanto, el funcionamiento de los nuevos equipos es fundamentalmente diferente a los antiguos.

Las inversiones necesarias para cambiar la fuente de energía se tienen

<sup>5</sup> Los “**costes de instalación**” incluyen todos los gastos vinculados a la planificación, construcción y financiación de un equipo o proceso industrial. Por otro lado, los “**costes de operación**” engloban todos los gastos necesarios para operar y mantener en funcionamiento dicho equipo, incluyendo los costes de energía, materiales y otros insumos, los costes laborales y el mantenimiento del equipo..

que amortizar con un menor coste de operación asociado al consumo energético. En caso del cambio de una fuente de energía fósil a una fuente de energía neutra en emisiones la reducción de costes prevista incluye la diferencia entre los costes previstos para el nuevo y el antiguo combustible, y los costes previstos de emisiones que se evitan. Para una empresa, estos costes evitados solo existen si la empresa está sujeta a un mecanismo de fijación de precios de las emisiones, unos impuestos, o unas penalizaciones por emitir gases de efecto invernadero a la atmósfera.

Sin embargo, el cambio de fuentes de energía no permite descarbonizar las emisiones de proceso, por lo que son necesarias otras tecnologías.

#### • La captura de emisiones

Se trata de un proceso de filtración de los gases de escape en la salida de los procesos de producción. Esta filtración es una etapa adicional que necesita energía para separar el CO<sub>2</sub> de otras salidas del proceso. Por lo tanto, la captura de emisiones siempre aumenta el consumo energético de la producción.

La inversión en un proceso de captura se tiene que amortizar con los ahorros previstos en los costes de emisiones. Dado que un proceso con captura de emisiones siempre consume más energía, los costes previstos de emisiones que se evitan tienen que igualar los costes de inversión y los mayores costes energéticos de operación. En teoría, el CO<sub>2</sub> capturado se puede vender como otro producto industrial, pero su monetización depende de la disponibilidad de compradores dispuestos a pagar por ello. En caso contrario, la captura de emisiones conlleva más costes por su gestión en almacenamientos subterráneos a largo plazo.

La gran ventaja de la captura de emisiones es su potencial en capturar tanto las emisiones energéticas y las de proceso. Sin embargo, nunca se captura el 100% de las emisiones. Por lo tanto, su rol como tecnología para procesos

industriales neutros en emisiones depende de los avances técnicos que permiten una captura casi completa y limiten las emisiones restantes a un nivel marginal.

#### • El cambio de insumos materiales

La variación de la composición de insumos en procesos industriales es bastante común y puede ser debida a la innovación y la mejora de las calidades del producto final, la fabricación de diferentes variedades de productos finales que se distinguen por su composición y características, o la diferencia en coste entre varios insumos intercambiables. En muchos casos, se pueden realizar cambios marginales de insumos con los procesos actuales con pequeñas modificaciones o ajustes al control del proceso. Sin embargo, la sustitución de insumos principales a menudo supone grandes cambios en el proceso actual.

Si el cambio del insumo está motivado por la reducción o eliminación de emisiones, esta inversión se debe amortizar con un menor coste operativo, entre otros, por el uso de diferentes materiales, el consumo de energía y las emisiones evitadas. El reemplazamiento de la producción primaria con el reciclaje de flujos residuales para ofrecer el mismo producto final es un buen ejemplo de este tipo de transición. En el caso de la producción primaria de acero con altos hornos los costes de operación dependen de los precios globales de hierro y carbón mineral más (en Europa) los costes por emitir emisiones de CO<sub>2</sub>. Un cambio hacia el reciclaje con hornos de arco eléctrico (EAF) resulta en costes operativos vinculados al precio y calidad de la chatarra disponible, los precios de electricidad y el coste por emitir muchas menos emisiones de CO<sub>2</sub> que los altos hornos.

El cambio de insumos materiales es clave para evitar las emisiones de procesos en algunas industrias de materias primas, pero esta revisión de las principales opciones para reducir las emisiones de los procesos industriales no considera



los posibles ingresos adicionales de la “prima verde” por vender un producto con menos emisiones. Sin embargo, sirve para destacar las diferencias en riesgos e incertidumbres para inversiones en las diferentes opciones.

La Tabla 1 muestra como las principales opciones para reducir las emisiones tienen diferentes impactos sobre los costes operativos en comparación con los procesos actuales. Todas las opciones prevén bajar los costes de las emisiones. Sin embargo, la escala de esta bajada es desconocida, porque depende del precio futuro de los derechos de emisión. En el caso de los costes energéticos, se prevén bajar por mejoras de eficiencia, pero pueden variar por un cambio de la fuente de energía o de los insumos materiales y siempre serán mayores para

la captura de emisiones. Las mejoras de eficiencia, el cambio del vector energético y la captura de emisiones no alteran los insumos materiales necesarios para la producción. No obstante, un cambio en los insumos puede implicar el uso de un proceso de producción diferente, con un perfil y una intensidad energética distintos. La evaluación de los riesgos e incertidumbres asociados a los costes operativos es decisiva para la rentabilidad de una inversión que reduce las emisiones. Así, unos costes menores de reinversión para cambiar la fuente de energía o los insumos materiales no implican que sea rentable. En este sentido, desde un punto de vista de la evaluación de los riesgos, las mejoras de eficiencia que reducen los costes operativos pueden ser lo más atractivo incluso aunque no permiten alcanzar la neutralidad en emisiones.

■ **TABLA 1**

Opciones para reducir emisiones directas y su rentabilidad en comparación con los procesos actuales

	Coste de inversión	Costes operativos			¿Permite alcanzar emisiones neutras?*
		Energía	Emisiones	Insumos	
Las mejoras de la eficiencia	conocido <i>más elevado (+)</i>	desconocido <i>más bajo (-)</i>	desconocido (-)		no
El cambio de las fuentes de energía	conocido <i>depende de cada caso (+-)</i>	desconocido (+-)	desconocido (-)		solo de emisiones energéticas
La captura de emisiones	conocido (+)	desconocido (+)	desconocido (-)		cuasi neutro factible
El cambio de insumos materiales	conocido (+-)	desconocido (+-)	desconocido (-)	desconocido (+-)	si

\* en caso de procesos actuales con consumo de energía fósil

### 2.2.2. Soluciones específicas para reducir las emisiones del proceso

Las principales industrias de uso intensivo de energía operan procesos estandarizados para producir materias primas. Las diferentes tecnologías de bajas emisiones en desarrollo para reemplazar el parque industrial de los diferentes sectores se pueden caracterizar por el alto grado de especialización que es necesario para evitar las emisiones del proceso. A continuación, se presentan las principales opciones tecnológicas, su estado de desarrollo, el consumo energético previsto y sus costes de instalación, usando como ejemplos los sectores de acero, cemento y la petroquímica. En estos sectores las soluciones contemplan el cambio de insumos o la captura para evitar las emisiones de proceso.

En todos los casos, se presentan los costes de inversión para las distintas tecnologías, pero no los costes específicos de reducción de emisiones (€/tCO<sub>2</sub>), que dependen en gran medida de los costes energéticos supuestos y por tanto son difíciles de generalizar, extender o interpretar.

#### • Acero

La combinación de la reducción directa con los hornos de arco eléctrico (DRI-EAF) es la tecnología más avanzada para producir acero de bajas emisiones. No se trata de un proceso novedoso, porque a día de hoy, un 8% de la producción con acero a nivel global ya utiliza esta tecnología (aunque con gas natural en vez de hidrógeno) (*worldsteel, 2021*). La gran ventaja de este proceso es la opción de una transición gradual. Primero se reemplaza el alto horno con la tecnología DRI-EAF, que se opera al comienzo con gas natural o biometano. El uso de hidrógeno puede ser marginal al inicio, realizando una transición gradual hacia el reemplazamiento casi por completo del gas natural. Todavía falta la experiencia de operar un DRI+EAF con únicamente hidrógeno a una escala industrial: un primer proyecto a escala industrial está en desarrollo en Suecia (*H2 Green Steel, 2022*). Sin embargo, una de las grandes limitaciones del horno DRI es el alto grado de pureza del mineral de hierro que se requiere para operar este tipo de hornos (*Nicholas y Basirat, 2022*). Por

ello, las opciones tecnológicas como la captura de CO<sub>2</sub>, la electrolisis directa y otras soluciones en desarrollo pueden ser necesarias para descarbonizar la industria a nivel global (*BostonMetal, 2022; Lavelaine y Maizières, 2019*).

ArcelorMittal anunció su plan de instalar una planta de DRI+EAF en lugar del único horno alto de España para operarlo en primer lugar con gas natural y después con hidrógeno. Por lo tanto, el importante rol de la producción secundaria con hornos de arco eléctricos a nivel nacional, responsable de aproximadamente 65%

de la producción en 2018 (*worldsteel, 2021*), implica que otro gran foco para la industria siderúrgica española debe estar en la reducción de las emisiones restantes de los hornos EAF. El reemplazamiento de gas natural por hidrógeno y la captura de emisiones son soluciones en desarrollo (*Agora Energiewende y Wuppertal Institute, 2021*).

Las principales soluciones para la siderurgia española, su TRL<sup>6</sup>, consumo energético, costes de inversión y los principales retos se presentan en Tabla 2

## ■ TABLA 2

Soluciones para el sector de acero y las emisiones fósiles directas (*Agora Energiewende y Wuppertal Institute, 2021; Chiappinelli et al., 2021; Draxler et al., 2021*)

Tecnología	Coste de inversión (capacidad anual de producción)	Fuentes de energía	Consumo energético (GJ/t)	Emisiones fósiles (tCO <sub>2</sub> /t acero)	TRL
BF-BOF	500 €/t	Carbón Electricidad	16,7 0,8	1,71	9 (tecnología convencional)
EAF	200 €/t	GN Electricidad	1,8 2,5	0,46	9 (tecnología convencional)
EAF-DRI	400-750 €/t	H <sub>2</sub> /GN Electricidad	10,5 2,5	0,63-1,15 (NG) 0,05-0,15 (H <sub>2</sub> )	6-9
Electrolisis	650-1000 €/t	Electricidad	3,6	0	2-6

### • Cemento

A día de hoy no existen alternativas a la calcinación de la caliza para obtener clínker de cemento. Por lo tanto, la instalación de sistemas de la captura de emisiones se presenta como la única opción que puede evitar las emisiones de proceso. En varios proyectos europeos se plantea la instalación

de capacidades industriales para la captura de CO<sub>2</sub>. En Noruega, el CO<sub>2</sub> capturado de un horno de cemento se debería transportar por barco a unos almacenes subterráneos a partir de 2024, y en total 18 proyectos de captura de CO<sub>2</sub> en hornos de cemento se han anunciado en Europa, dos de ellos para plantas en España (Jones, 2023).

<sup>6</sup> TRL (Technology Readiness Level) en una escala entre TRL 1 - Principios básicos observados y TRL 9 - Sistema real probado en el entorno operativo (fabricación competitiva en el caso de tecnologías habilitadoras clave; o en el espacio).

La captura de CO<sub>2</sub> es un proceso de filtración de emisiones que requiere más energía que las plantas actuales y por lo tanto se necesita algún precio de CO<sub>2</sub> o la penalización de emisiones para hacer la tecnología competitiva (sección 2.2.1). Sin embargo, en el caso de España existen otros retos que dificultan su implementación. Muchas plantas de producción se encuentran cerca de la extracción de cal, pero quedan lejos de otras zonas industriales (*Agora Energiewende y Wuppertal Institute, 2021*) y por tanto de posibles consumidores de CO<sub>2</sub>, lo que requeriría inversiones en infraestructura dedicada para transportar y almacenar el CO<sub>2</sub> (*Hunt, 2023*).

Otras alternativas para bajar las emisiones del sector incluyen el uso de combustibles renovables como biomasa o hidrógeno para eliminar las emisiones energéticas, que podrían reducir las emisiones para la producción de clínker en un 40% en comparación con la referencia europea.<sup>7</sup> Los hornos de cemento pueden quemar una gran variedad de combustibles y como consecuencia los procesos actuales queman los combustibles más baratos en el mercado como el coque de petróleo.<sup>8</sup> En contraste, muchos de los combustibles alternativos se pueden caracterizar por su elevado precio. La biomasa tiene un gran potencial para reemplazar los combustibles fósiles en los hornos de cemento. Sin embargo, las emisiones de material particulado (PM), óxidos de nitrógeno (NOx), y compuestos orgánicos volátiles (COV) limitan el uso de biomasa de baja calidad. Además, el biometano y, en mayor medida, el hidrógeno, se enfrentan al desafío de altos costes en comparación con los combustibles de bajo coste utilizados actualmente.

También hay en desarrollo alternativas a la calcinación de la caliza y posibles rutas de reciclaje, pero con un bajo TRL y costes desconocidos (*Kampman et al., 2020*). La industria propone la sustitución parcial de clínker por otros materiales, y se destaca el potencial del cemento de absorber 30% del CO<sub>2</sub> emitido en su producción durante su vida útil (*Cao et al., 2020*). Sin embargo, por falta de alternativas a la captura y el rol marginal del reciclaje de cemento hoy en día, las soluciones para reducir las emisiones de proceso son limitadas (Tabla 3).

#### • Petroquímica

El sector químico es un conjunto heterogéneo de varias industrias con distintos procesos de producción, demandas de calor, rangos de temperatura e intensidad de emisiones. Sin embargo, los procesos industriales más intensivos de emisiones tienen en común que sus insumos actuales son hidrocarburos como el crudo o el gas natural. Por lo tanto, su camino hacia la neutralidad climática implica el reemplazamiento de carbono fósil por otros insumos para químicos consumibles.

La solución más avanzada para la producción de químicos inorgánicos como el amoníaco y sus derivados es el uso de hidrógeno renovable como insumo. Muchos químicos inorgánicos se producen a base de hidrógeno obtenido por el reformado de gas natural. Como se muestra en la Tabla 4 la producción de hidrógeno con electrólisis y por fuentes renovables puede disminuir las emisiones del proceso de producción con una intensidad energética significativamente mejor a la del reformado de vapor. Una primera línea de producción de amoníaco a base de hidrógeno verde ya está operativa en España y se espera su aplicación a gran escala industrial en los siguientes años (*Burgess y Baratti, 2022*).

<sup>7</sup> Benchmark Europea en para fase IV del EU ETS (693 gCO<sub>2</sub>/kg) en comparación con 421 gCO<sub>2</sub>/kg emisiones de materiales (EC, 2021a; Schorcht et al., 2013).

<sup>8</sup> En 2016, más que 60% del consumo energético en el sector de cemento en España se cubrió con coque de petróleo (OFICEMEN, 2017).

■ **TABLA 3**

Soluciones para el sector de cemento y las emisiones fósiles directas (*Agora Energiewende y Wuppertal Institute, 2021; Chiappinelli et al., 2021*)

Tecnología	Coste de inversión (capacidad anual de producción de clínker)	Fuentes de energía	Consumo energético (GJ/t)	Emisiones fósiles (tCO <sub>2</sub> /t clínker)	TRL
Horno con precalciner	200 €/t	Térmica fósil Electricidad	2,7 0,3	0,69	9 (tecnología convencional)
Horno con precalciner	200 €/t	Térmica renovable. Electricidad	2,7 0,3	0,42	9 (tecnología convencional)
Captura de CO <sub>2</sub>	250 - 350 €/t	Térmica Electricidad	3,1 - 5,2 0,7 - 1,9	0,4 - 0,24	6-8

En caso de los hidrocarburos, el hidrógeno renovable también puede servir como insumo. Sin embargo, el gran reto de la industria no es tanto la producción de hidrógeno verde, sino de procesos eficientes para unir el hidrógeno con átomos de carbono, oxígeno y otros elementos. Se muestra en la Tabla 4 que la energía externa para la producción de metanol de bajas emisiones, un posible combustible sintético, es casi tres veces mayor que la del proceso convencional. Esto se debe a que el agua, que es el principal insumo del proceso, tiene una entalpía específica que es muy inferior a la del gas natural (quinientas veces menos), el principal insumo en el proceso convencional. Junto con el proceso *Fischer-Tropsch* para la producción de hidrocarburos líquidos como la gasolina, estos procesos son esenciales para la producción de combustibles sintéticos y otros productos químicos renovables. Sin embargo, estos procesos comparten la característica de ser intensivos en energía y aún no se producen a nivel industrial en la actualidad. Otro desafío para la producción de hidrocarburos renovables es la procedencia de la

molécula de carbono. Muchos proyectos por parte de la industria petroquímica proponen un sistema de captura de CO<sub>2</sub> para sus procesos actuales de refinado que bajan las emisiones de dichas plantas y proporcionan los insumos para la producción de hidrocarburos renovables (*Deloitte, 2022*). La implementación de estos procesos a nivel industrial permite reducir las emisiones de la industria. Sin embargo, se trata de un “reciclado” de las emisiones que siguen siendo enviadas a la atmósfera cuando los combustibles se queman o, por ejemplo, cuando los polímeros refinados con las emisiones capturadas no se reciclan.

Para los polímeros y otros productos químicos que no sean consumibles, el reciclaje y la producción secundaria se presentan como alternativas para reducir la dependencia de la producción primaria. La energía necesaria para reciclar estos productos depende de la calidad de los flujos de residuos: cuanto más puro el uso de polímeros, tanto más pequeño será el esfuerzo para reciclarlo. Sin embargo, por la gran variedad de los diferentes materiales compuestos dentro de los flujos de residuos a día de hoy, se investigan

varias alternativas de reciclaje químico y biológico con un alto TRL para mejorar la recuperación de hidrocarburos en los flujos de residuos (Pohjakallio et al., 2020).

Existen otros procesos industriales con emisiones fósiles que no se pueden evitar con medidas dirigidas a la eficiencia energética o el cambio a fuentes renovables de energía. Los más relevantes son el sector de aluminio, la cerámica y el vidrio:

• **Aluminio**

El aluminio y varios metales no ferrosos se obtienen con procesos

electroquímicos. En caso del aluminio las emisiones del proceso están vinculadas al consumo del ánodo de grafito hecho de carbono. Algunos de los productores más importantes a nivel global, RioTinto y Alcoa, están desarrollando materiales alternativos para evitar estas emisiones. Las empresas anunciaron en 2018 que plantean su uso a nivel industrial a partir del año 2026 (ELYSIS, 2020).

• **Cerámica**

La producción de diferentes productos cerámicos como ladrillos y tejas, azulejos y baldosas, productos refractarios y cerámica técnica tienen en común

■ **TABLA 4**

Soluciones para el sector de petroquímico y las emisiones fósiles directas (Agora Energiewende y Wuppertal Institute, 2021; Bellotti et al., 2017; Chiappinelli et al., 2021; IEA, 2018)

Tecnología	Coste de inversión (capacidad anual de producción)	Fuentes de energía	Consumo energético (GJ/t)	Emisiones fósiles	TRL
Amoniaco con el reformado de calor	800 €/t	Térmico Electricidad	9,0 +(> 27 GJ/t CH4 insumo) 0,3	1,9	9 (tecnología convencional)
Amoniaco por síntesis de H2	100 €/t (sin H <sub>2</sub> ) 900 €/t (con H <sub>2</sub> )	Electricidad Electric. (H <sub>2</sub> )	1,4 65,4	0 (electric. renovable)	8-9
Metanol con el reformado de calor	300 €/t	Térmico Electric.	16,7 +(> 27 GJ/t CH4 insumo) 0,3	2,1	9 (tecnología convencional)
Metanol por síntesis de H <sub>2</sub> <sup>37</sup>	1500 €/t (con H <sub>2</sub> y captura)	Térmico Electricidad Electric. (H <sub>2</sub> ) Térmico (CCS) Electric. (CCS)	- 1,2 0,8 38,2 4,3 0,3	0,14 (90% CCS eficiencia)	8-9

que la arcilla, los minerales y otros aditivos se queman en hornos de alta temperatura. Las emisiones de proceso por la transformación del carbonato de calcio y carbonato de magnesio que forman parte de la arcilla varían según tipo de cerámica. Los ladrillos y tejas requieren menos energía térmica, y causan relativamente pocas emisiones (< 0,2 t CO<sub>2</sub>/t de producto) pero un tercio de estas emisiones son emisiones de proceso. La producción de los azulejos y baldosas es más intensiva en emisiones (0,2 - 0,5 tCO<sub>2</sub>/t) con emisiones de proceso que varían entre valores marginales y un 10% (*Besier y Marsidi, 2020*). Entre otros, la reducción de las emisiones de proceso se prevé alcanzar con cambios de las materias primas (*Furszyfer Del Rio et al., 2022*).

#### • Vidrio

La producción de vidrio utiliza dolomita, cal y magnesia como aditivos en el proceso de producción. Por lo tanto, la industria no puede evitar entre 113 y 208 kgCO<sub>2</sub> de emisiones de proceso por tonelada de vidrio.<sup>9</sup> Comparado con otros sectores, por ejemplo, la producción de cemento, las emisiones de proceso son relativamente pequeñas. En cualquier caso, se investiga el uso de aditivos alternativos y la captura de CO<sub>2</sub> para evitar estas emisiones.

### 2.2.3. Soluciones estandarizadas para evitar las emisiones asociadas con la energía

Eliminar las emisiones directas de los procesos térmicos casi siempre requiere un cambio de la fuente de energía. Las tecnologías como los hornos, calderas y bombas de calor se pueden utilizar en muy diferentes industrias. Su caso de uso depende de las características del calor que se necesite en cada proceso.

A continuación, se comentan estas diferentes soluciones estandarizadas para reemplazar los combustibles fósiles, y además se aclaran los aspectos adicionales a considerar sobre el uso de energía termosolar y gases renovables, y se destaca el papel de las mejoras de eficiencia para todas las tecnologías. Muchas de estas soluciones implican una electrificación directa. En lo que sigue solo se considera el consumo eléctrico final de estas soluciones para el consumidor industrial, sin tener en cuenta las posibles ineficiencias en el sistema eléctrico.

#### • Hornos de altas temperaturas

Los procesos con temperaturas elevadas, en un rango que puede superar 1000°C como en las industrias de vidrio o cerámica, se alcanzan en hornos diseñados y adaptados a cada tipo de producto final, como el vidrio flotado, la lana de vidrio, los ladrillos o las baldosas. Cada uno de estos procesos de producción se opera en un rango distinto de temperatura, con su propio control de fases específicas de los procesos. En la actualidad, estos hornos operan principalmente con gas natural, pero se están explorando diversas opciones, como la electrificación directa, el reemplazo del gas natural por biometano y el uso de hidrógeno como otro combustible renovable.

En los sectores de la cerámica y del vidrio se están implementando proyectos de electrificación directa de los hornos a nivel industrial. Cuando la electricidad proviene de fuentes renovables, la electrificación permite la descarbonización de estos procesos. Una nueva línea de producción para ladrillos refractarios en Bélgica, en operación desde febrero 2022, se considera como la primera planta del sector con cero emisiones (*Wienerberger AG, 2022*). Se instalaron hornos eléctricos para alcanzar temperaturas superiores a 1150°C. Dos fabricantes franceses han anunciado inversiones en hornos eléctricos

<sup>9</sup> Para ciertos tipos de vidrio estas emisiones se pueden reducir con el uso de hasta 90% de vidrio reciclado (*Zier et al., 2021*).

para la producción de vidrio en fábricas existentes. El primero instalará dos hornos eléctricos para la producción de botellas y el otro anunció que su nuevo horno eléctrico estará operativo en 2024 y costará entre 22 – 30M€ (*Glass Worldwide, 2022; Morris, 2022a; Nichol, 2022*).

Por la novedad de estos procesos y la falta de referencias públicas es difícil cuantificar los costes adicionales para electrificar el proceso en comparación con la instalación de nuevos hornos convencionales.<sup>10</sup> Si usamos las inversiones en nuevos hornos convencionales realizadas en una fábrica de vidrio flotante en el Reino Unido en 2021 como referencia (*Glass Online, 2021*), el coste de instalación de los hornos eléctricos sigue siendo superior a la reinversión en hornos convencionales. Un estudio en nombre del gobierno británico y publicado en el año 2018 confirma esta observación. Se estimó que el coste de inversión para hornos eléctricos es un 50% superior comparado con los hornos de gas natural (*Moore et al., 2018; Sutherland, 2009*).

Hasta ahora, el hidrógeno renovable como combustible no se usa a nivel industrial en hornos de altas temperaturas. Especialmente en el sector de cerámica están en desarrollo los primeros pilotos a escala industrial. Desde 2021 hay proyectos en marcha para electrificar una planta industrial del sector con una combinación de combustión de hidrógeno, hornos eléctricos, y bombas de calor. Un proyecto similar se inició en Italia para reemplazar el uso de gas licuado de petróleo con hidrógeno verde para una planta en Cerdeña (*ENEL, 2022*). Mientras que los proyectos en el sector de cerámica están avanzados, la producción de vidrio se enfrenta a retos más grandes: si bien los hornos que queman hidrógeno como combustible renovable operan de forma similar a los hornos de gas

natural, y por tanto se espera que tengan costes de inversión similares, el uso de hidrógeno puede impactar en la calidad y las características de los productos finales como el vidrio (*Morris, 2022b*).

Por último, la combustión directa de biomasa en hornos solamente está considerada en industrias que ya lo usan hoy en día, por ejemplo, en plantas de cemento. La biomasa es un vector energético muy heterogéneo y, por lo tanto, incompatible con procesos con un alto grado de control que requieren combustibles homogéneos. Ahora bien, una vez procesada en forma de syngas o biometano, la biomasa sí se puede utilizar en hornos convencionales. También se deben considerar los costes de inversión necesarios para producir los gases renovables en el caso del hidrógeno y biogás (véase más adelante), al igual que cualquier otra alternativa renovable.

#### • Calderas

En contraste con los hornos que calientan directamente los flujos de materiales, las calderas calientan un medio como agua y vapor.<sup>11</sup> Por lo tanto, su diseño y características técnicas son mucho más estandarizados para proveer flujos de calor en un cierto rango de temperatura. La electrificación y el uso de biomasa son dos soluciones ya comercializadas para operar calderas sin emisiones fósiles. En general, las calderas eléctricas operan con una eficiencia de casi el 100%. Por cada 1 kWh de energía eléctrica se obtiene cerca de 1 kWh de energía térmica. En caso de calderas de gas natural u otros combustibles para aplicaciones industriales la eficiencia debería superar el 90% para calentar agua y 85% si se produce vapor (*EERE, 2022*).

A continuación, contrastamos los costes de inversión para calderas eléctricas y calderas de biomasa y destacamos las

<sup>10</sup> Además, en algunos casos puede ser necesario invertir en la actualización de la red eléctrica o los transformadores necesarios para alimentar esta mayor potencia eléctrica.

<sup>11</sup> En caso de agua las temperaturas están inferior a 100°C pero alcanzan hasta 374°C bajo presión y vapor es de temperaturas de superior de 100°C o superior de 374°C bajo presión

industrias que están optando por su implementación.

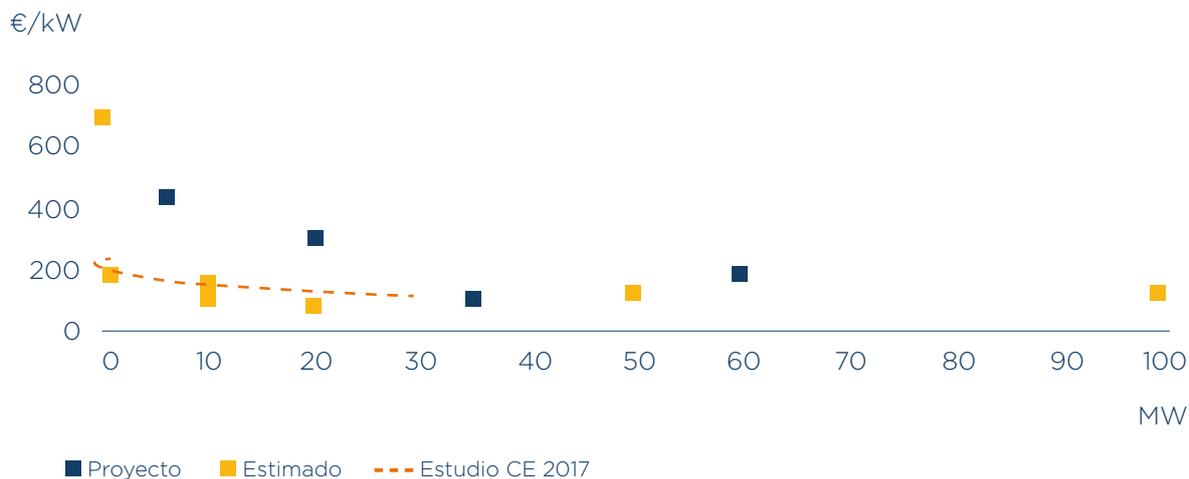
Las calderas eléctricas se utilizan en plantas de muy distintos sectores industriales<sup>12</sup> y tamaños como plantas lecheras (6 MWth), papeleras (20 MWth), plantas de alúmina (60 MWth) y redes de calor distribuido (35 MWth). Los costes de inversión reportados para pequeñas instalaciones sobrepasan las estimaciones de un estudio de referencia en nombre de la Comisión Europea del año 2017 y otras estimaciones (Ilustración 8) (ILF y AIT, 2017). Una de las razones para esta diferencia es la falta de información sobre el alcance de los costes reportados por empresas.<sup>13</sup>

En general, los costes de inversión para calderas eléctricas están muy debajo de los de las calderas de biomasa y calderas de gas natural (Ilustración 9).

Los costes para las calderas de biogás y gas natural tienen un coste muy parecido, aproximadamente 30-50% superior que las calderas eléctricas. En contraste, según estimaciones del dicho estudio de referencia en nombre de la Comisión Europea, los costes de inversión para calderas de biomasa son cuatro veces más altos que para las calderas eléctricas y tres veces el coste de las calderas de gas natural y biometano. En el caso de proyectos realizados en la industria, los precios de inversión observados son aún mayores. Basado en la revisión de algunos proyectos<sup>14</sup> realizados en las industrias de pasta y papel (12 - 73 MWth), el sector alimentario (10 - 17 MWth) y una lechera (16 MWth) se puede concluir que los costes de inversión en calderas de biomasa dependen en primer lugar del tipo de biomasa que sirve como fuente energética y no tanto del tamaño de la planta.

## ■ ILUSTRACIÓN 8

Costes de instalación para calderas eléctricas (valores en €2022) (Hers et al., 2015; ILF y AIT, 2017; Moore et al., 2018; Sutherland, 2009)



<sup>12</sup> Synlait (NZ), Sappi (NL), NorskHydro (BR), Aalborg Varme (DK)

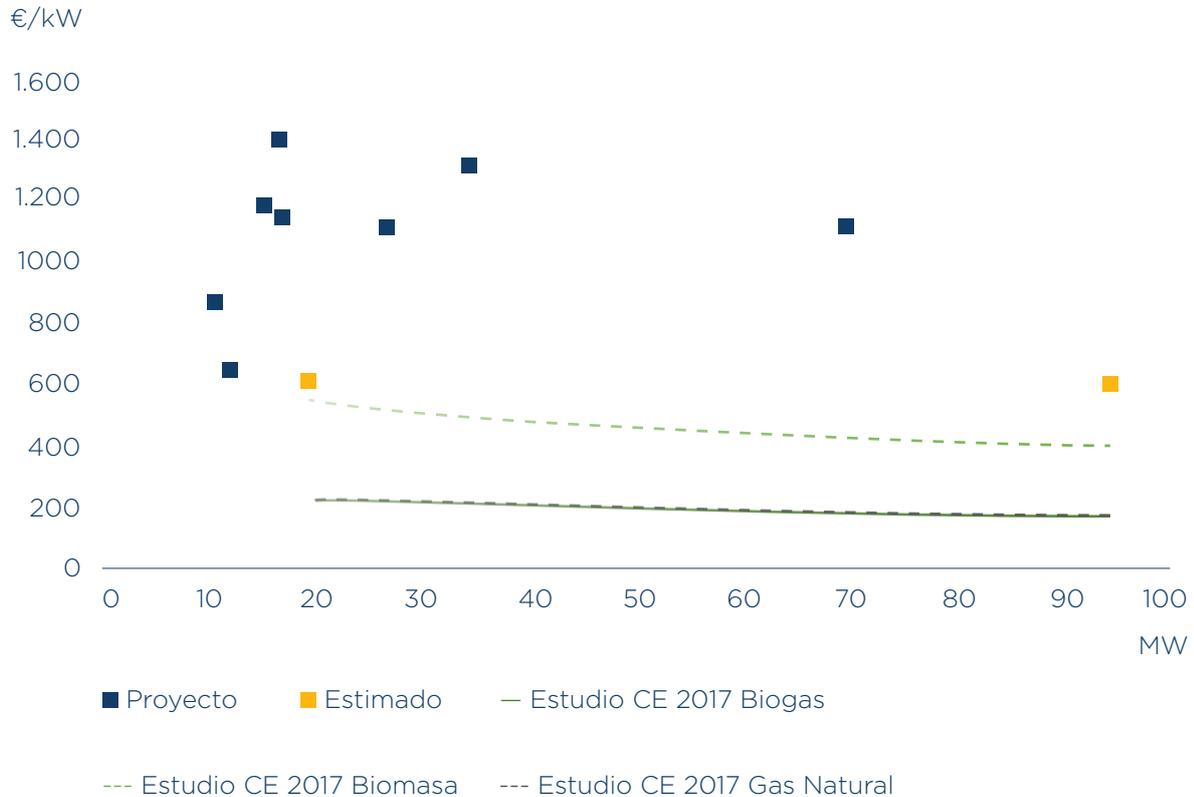
<sup>13</sup> Los costes reportados por proyectos industriales pueden incluir todos o algunos de los siguientes elementos: la caldera, el equilibrio de la planta, las instalaciones eléctricas, la ingeniería civil y otros. Las fuentes públicas no proporcionan desgloses detallados de los costos para la instalación de calderas, bombas de calor y otros equipos. Por lo tanto, la comparación de costos por tecnología siempre es una estimación general.

<sup>14</sup> Saica (FR), EUROAPI (FR), AAK (DK), Waggeryd Cell (SE), The Navigator Company (PT), Danone (NZ), Nestlé (ES), Southern Paprika (NZ).



### ■ ILUSTRACIÓN 9

Costes de instalación para calderas de biomasa y biogás (valores en €2022) (Hers et al., 2015; ILF y AIT, 2017; Moore et al., 2018; Sutherland, 2009)



Si sólo se consideraran los costes de inversión, las calderas eléctricas serían una opción más económica que las calderas de combustión. Esto contrasta fuertemente con el coste de electrificación para los hornos de alta temperatura. Los hornos y las calderas eléctricos calientan por resistencia con elementos calefactores que operan muy por encima de las temperaturas de los procesos. Así, cuanto más alta la temperatura más caros los elementos calefactores. En contraste, la combustión y por lo tanto la temperatura de llama siempre opera con temperaturas entre 1000 y 3000°C en todas las aplicaciones con combustión interna.

Las observaciones sobre calderas eléctricas en comparación con las calderas de combustión también son válidas para los hornos industriales de bajas temperaturas como los usados para

la cocción en la industria alimentaria y también aplica a los electrodomésticos. La instalación de un horno eléctrico en la cocina es más económica que un horno de gas, pero su rentabilidad depende en última instancia de los costes de operación, que están casi exclusivamente asociados al coste de la energía.

#### • Bombas de calor

El funcionamiento de una bomba de calor es muy distinto a los hornos y calderas. En vez de transformar el contenido energético de la electricidad o del combustible en un flujo de calor, la bomba de calor extrae el calor de un flujo energético de entrada con temperaturas bajas. El calor se concentra en un fluido o gas de transporte para calentar otro flujo energético de salida. Se trata principalmente de la contracción y despresurización del fluido o gas de transporte con compresores. Así pues,



la bomba de calor no es un proceso térmico sino un proceso mecánico, y la electricidad es la fuente de energía más adecuada para operarlo.

Otra ventaja de las bombas de calor es su bajo consumo de energía en comparación con las calderas en muchos casos de uso. Para aplicaciones adecuadas una bomba de calor solamente consume un pequeño porcentaje en relación con el volumen de energía que transporta. Sin embargo, cuanto más grande sea la diferencia entre la temperatura y cantidad de calor en el flujo de la entrada y la temperatura y cantidad de calor en el flujo de la salida, más baja será la eficiencia del proceso.

En contraste con las bombas de calor para la calefacción y la refrigeración de locales, las aplicaciones industriales usan principalmente el propio calor residual del proceso como fuente de calor. Por lo tanto, su rendimiento no depende tanto de las condiciones climáticas. En estos casos, se necesitan flujos adecuados de entrada y salida para usar las bombas de calor de forma eficiente. No todas las industrias cumplen con estos requisitos. Además, el rango de la operación para la mayoría de los modelos comercializados está por debajo de 150 °C. Las bombas de calor que

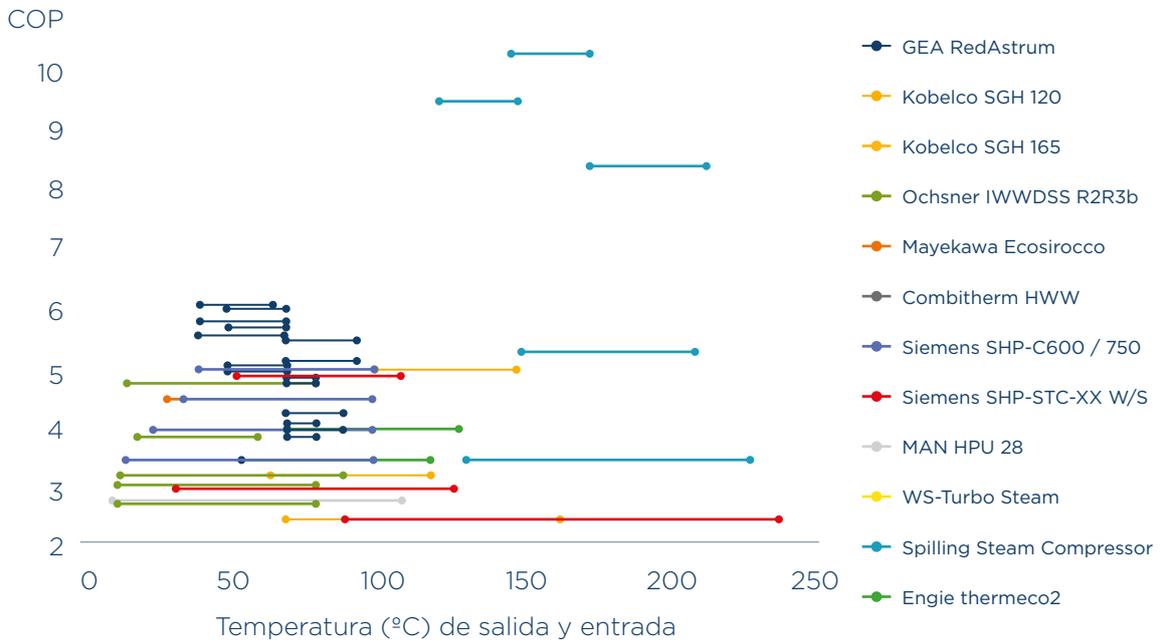
alcanzan temperaturas aún más elevadas tienen una eficiencia relativamente baja o un “*heat lift*” muy pequeño (Ilustración 10). Las bombas de calor para usos industriales y las redes de calor se han instalado a escala relevante desde hace casi 20 años, por ejemplo, en fábricas de cerveza, lecheras u otras industrias alimentarias, la producción de pasta y papel, invernaderos, la producción de polímeros, el sector farmacéutico, la metalurgia, y los fabricantes de tablero (Ilustración 11) (*Jakobs y Stadtländer, 2020*). En ambos gráficos el valor COP (*Coefficient Of Performance*)<sup>15</sup> indica la cantidad del calor transportado por unidad de energía consumida. El principal factor limitante para el desarrollo de bombas de calor que alcanzan temperaturas más elevadas es el fluido o gas de transporte (*Ayou et al., 2020*).

Las bombas de calor se adaptan para cada caso de uso. Por lo tanto, las estimaciones sobre su coste de instalación varían entre menos de 300 € hasta 1500 € por kW térmico de capacidad. Además, existe poca información pública sobre su coste de instalación en proyectos ya realizados porque muchas veces la instalación de una bomba de calor implica el rediseño del proceso industrial.

<sup>15</sup> En el caso industrial, al no verse afectado por las condiciones climáticas, el COP ofrece un valor suficientemente representativo.

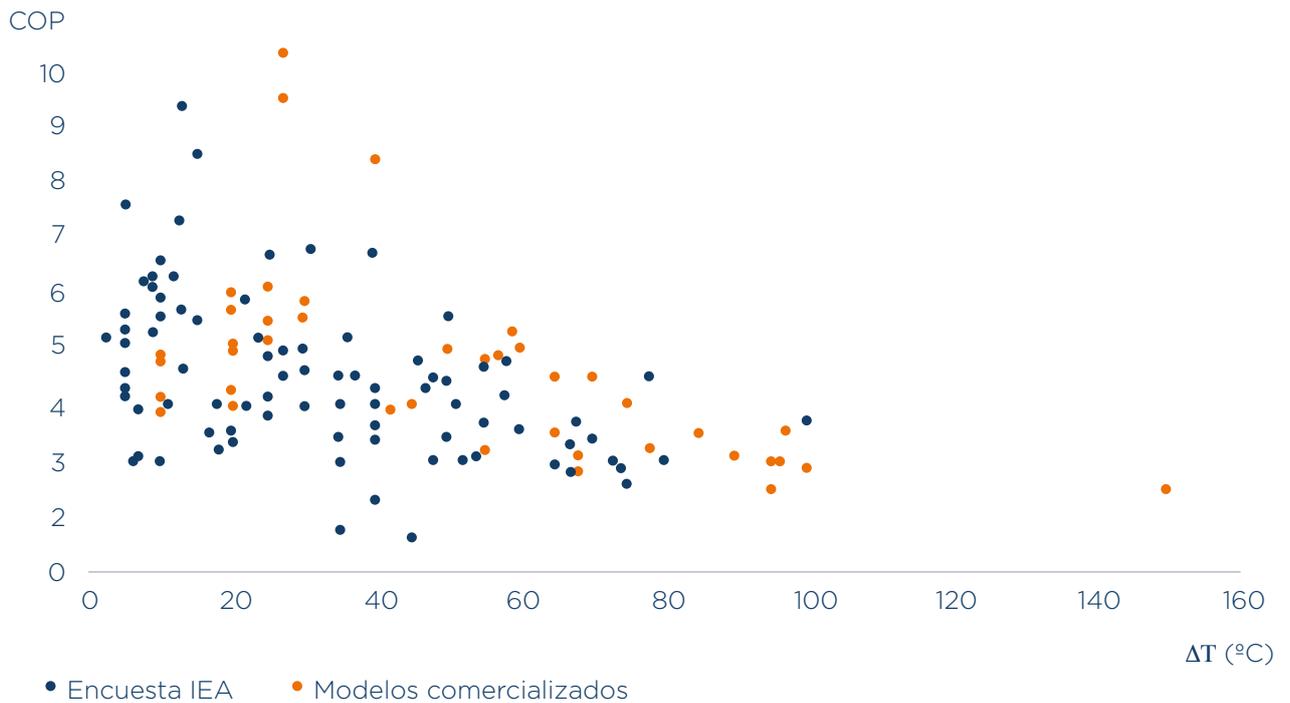
**ILUSTRACIÓN 10**

COP en relación con las temperaturas de salida y entrada para bombas de calor en venta



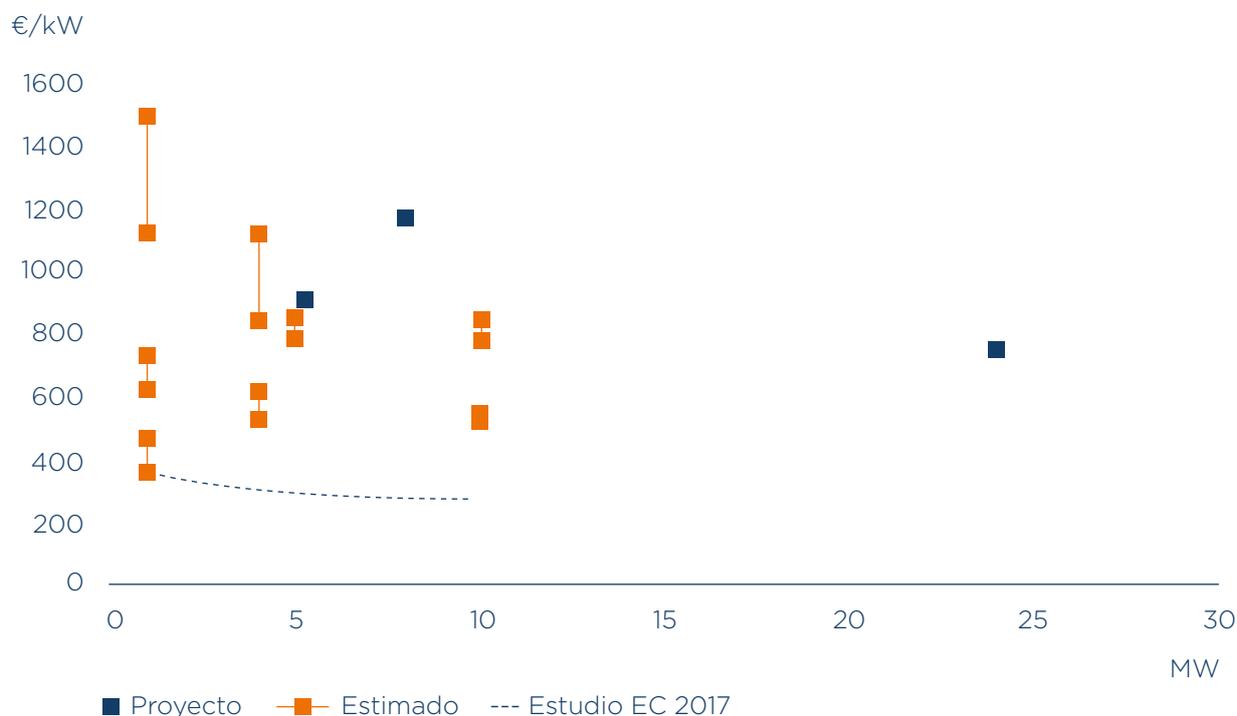
**ILUSTRACIÓN 11**

COP en relación con el "heat lift" para bombas de calor en venta e instalaciones reportados por la IEA (Jakobs y Stadtländer, 2020)



## ■ ILUSTRACIÓN 12

Estimaciones de costes de inversión para bomba de calor (*ILF y AIT, 2017 y otros*)



### • Solar térmica para procesos industriales

La generación directa de calor con energía solar es una tecnología con gran importancia para la producción de calor en edificios, con una capacidad en operación de 37,5 GW<sub>th</sub> (térmicos) en la Unión Europea (*Solar Heat Europe (ESTIF), 2021*). El agua u otro fluido se puede calentar en captadores solares a una temperatura entre 30 y 100°C, un rango que es suficiente para muchos usos residenciales. En combinación con concentradores como espejos se pueden alcanzar temperaturas más elevadas de hasta 300°C, que permitiría operar muchos de los procesos térmicos en la industria alimentaria, la química y la producción de madera, corcho y muebles. Según el recién publicado estudio del IDAE el potencial técnico-económico en estas tres industrias para procesos con temperaturas inferiores a 120°C es de 9,3 GW<sub>th</sub> (ICCL y IDAE, 2022).

La gran ventaja de esta tecnología es el bajo coste de operación, porque

no se requiere la compra de ningún combustible o de energía eléctrica. Sin embargo, la dificultad de almacenar calor y las fluctuaciones en el rendimiento estacional de la tecnología implican que es mejor instalar la tecnología de forma híbrida con calderas o bombas de calor para cubrir la demanda de la producción continua en la industria (o al revés). El coste de instalación por kW térmico de capacidad depende de la radiación solar media. Para una fábrica tipo ubicada en la Comunidad de Madrid, el IDAE estima un coste de inversión total sin subvenciones de aproximadamente 642 €/kW térmico (IDAE, 2022).

### • Gases renovables como combustible

La operación de los hornos, cogeneración y las calderas con gases renovables, cuya combustión no causa emisiones de CO<sub>2</sub> fósil, es una alternativa para obtener calor renovable sin grandes cambios en los procesos actuales. En caso de la cogeneración, los gases renovables permiten cubrir tanto la demanda eléctrica como la de calor.

En el caso en el que el gas renovable utilizado en lugar del gas natural sea el biometano, no es necesario ningún ajuste en el proceso industrial porque a nivel molecular ambos gases son iguales ( $\text{CH}_4$ ). Por tanto, tampoco son necesarias infraestructuras de transporte y distribución adicionales, pues son válidas sin modificación alguna las actualmente utilizadas para el gas natural.

En cuanto al syngas producido con biomasa ( $\text{H}_2 + \text{CO}$ ) se puede utilizar también en procesos de combustión interna, aunque a costa de un empeoramiento significativo de la eficiencia; para el caso del hidrógeno, su utilización requiere ciertas inversiones de adaptación en los procesos actuales (*Bates y Dölle, 2017*) ya que los quemadores de gas natural no son compatibles con el mismo. Por tanto, exceptuando el reemplazo del gas natural por biometano, el uso de otros gases renovables requiere en muchos casos<sup>16</sup> la adaptación de los procesos existentes en casi todas las industrias y aplicaciones, porque cada proceso está optimizado para el uso de una cierta fuente energética con sus características específicas de densidad energética, combustión y comportamiento.

Como es lógico (y común para cualquier tecnología), se deben considerar los costes de la inversión y operación para producir estos gases renovables. Hoy estos costes incluyen inversiones adicionales que son superiores a 1000 €/kW para el sistema de producción de hidrógeno (IEA, 2022). Para el biometano se estima un coste de aproximadamente 90 €/MWh para construir y operar una planta de gasificación, suponiendo un coste casi nulo de la biomasa (IEA, 2020). Debe tenerse también en cuenta a la hora de la valoración de los gases renovables que, a excepción

del biometano, hoy en día, tanto el hidrógeno como otros gases renovables requieren producción in situ debido a la falta de infraestructuras dedicadas a gran escala para su transporte.<sup>17</sup>

La producción de biometano ya se comercializa a escala industrial y el interés en esta tecnología ha aumentado debido a la gran volatilidad en los mercados energéticos, desde antes de la guerra en Ucrania hasta el día de hoy, en busca de la independencia energética. Además, nuevas tecnologías de cogeneración de biomasa prometen altos rendimientos con biomasa de calidades diversas.<sup>18</sup> Sin embargo, es importante tener una perspectiva realista sobre su papel en el panorama energético, y se debe considerar la posible evolución de los precios de este insumo a largo plazo, lo que podría afectar la competitividad del biometano en comparación con otras soluciones (*Material Economics, 2021*). Teniendo en cuenta todo lo anterior, se puede considerar que el biometano puede desempeñar un papel importante como un vector energético en la industria, pero es fundamental evaluar cuidadosamente su viabilidad y complementarla con otras fuentes de energía renovable para lograr una transición energética equilibrada y sostenible.

#### • Mejoras de eficiencia

En comparación con las otras medidas presentadas en esta sección, las mejoras de eficiencia no se refieren a una tecnología específica, sino que una gran variedad de medidas se puede implementar manteniendo los procesos actuales de producción. Se muestra en la sección 2.2.1 que una mejora de eficiencia se caracteriza en primer lugar por su coste de inversión, y puede incluir un gran número de medidas como un mejor aislamiento térmico, el uso de sensores para optimizar el control del proceso y reducir las pérdidas, o la

<sup>16</sup> Existen quemadores capaces de operar con syngas y/o gas natural, pero para aplicaciones complejas el funcionamiento híbrido es difícil.

<sup>17</sup> El biometano y pequeños volúmenes de hidrógeno se pueden inyectar en la red de gas natural.

<sup>18</sup> Véase el proyecto Horizon 2020 BioFlexGen: <https://bioflexgen.eu/>.

instalación de nuevos componentes como quemadores, motores o cojinetes. Los ahorros previstos por una inversión adicional en eficiencia energética dependen de la (in)eficiencia actual del proceso. Cuanto más eficiente sea el proceso actual, más cara será la inversión por ahorro adicional. Por lo tanto, existe una importante fricción entre el ahorro energético y el retorno de la inversión. Se estima que existe un gran potencial de calor recuperable en la industria europea (Panayiotou et al., 2017). Las inversiones en eficiencia energética son importantes para minimizar estas pérdidas, pero se deben implementar junto con procesos que faciliten una producción neutra en emisiones. A largo plazo, las inversiones en mejoras de la eficiencia de procesos convencionales que usan combustibles fósiles son incompatibles por sí solas con el objetivo de una sociedad neutra en emisiones.

### 3. El rol de la UE y los gobiernos para alcanzar la neutralidad climática en la industria

Las instituciones públicas juegan un rol muy decisivo en el funcionamiento de la economía. Las empresas están sujetas a diferentes regímenes fiscales a nivel regional, nacional y europeo. Los productos industriales tienen que cumplir con reglamentos, por ejemplo, sobre la seguridad o el impacto ambiental, igual que las instalaciones industriales y los puestos de trabajo de los empleados. Además, las medidas gubernamentales para atraer actividades industriales o



incentivar ciertas prácticas de negocio pueden ser decisivas para la localización y las decisiones de financiación o extensión de la industria. Los programas públicos que incentivan la compra de ciertos bienes asimismo refuerzan ciertas actividades industriales a costa de otros. Se prevé que la compleja interrelación de la industria con las políticas públicas se intensifique para alcanzar el objetivo de una sociedad neutra en emisiones en 2050. Mostramos en el capítulo 2 que la transición hacia mercados sin huella de carbono implica que la industrias deban reemplazar gran parte de sus procesos actuales con nuevas tecnologías. Además, se debe reducir el consumo de materias primas con una gran huella de carbono por otras cadenas de valor y un consumo más circular.

En este capítulo se resume el marco actual de las medidas para reducir las emisiones en la industria, tal como el régimen del comercio de emisiones en Europa (EU ETS) y programas de apoyo a la inversión industrial a nivel nacional y europeo (sección 3.1). Partiendo de esta caracterización del estado actual de la política industrial, se presentan varias propuestas para financiar la inversión en nuevos procesos de producción, crear mercados para productos verdes en

una economía circular, evitar la fuga de carbono, y asegurar la competitividad industrial con una política industrial integral y justa (sección 3.2).

### 3.1. Políticas actuales para la reducción de emisiones

Antes del compromiso de la UE para una sociedad neutra en emisiones a 2050, el discurso sobre la industria estaba dominado por la aparente ineficacia del comercio de emisiones (EU ETS) para incentivar inversiones en el sector industrial y de los mecanismos de apoyo para mejorar la eficiencia en la industria. Bajo el marco del objetivo 20-20-20 para 2020<sup>19</sup> y el compromiso para una reducción de emisiones del 40% hasta 2030<sup>20</sup> la industria no se veía significativamente afectada. Recientemente, los últimos cambios regulatorios del año 2021, incluida la Ley Europea del Clima, han convertido la transformación de la industria en un objetivo prioritario hacia una economía verde.

En esta sección se presenta una introducción al EU ETS (Sistema Europeo de Comercio de Emisiones) (sección 3.1.1) y los distintos programas de apoyo para la industria a nivel nacional y europeo (3.1.2) contemplando los desarrollos regulatorios durante los últimos años hasta el día de hoy. A continuación, se analizan las principales novedades en las últimas propuestas de la Comisión Europea para acelerar e incentivar la transición industrial: *A Green Deal Industrial Plan for the Net-Zero Age y Net Zero Industry Act* (3.1.3).

#### 3.1.1. El estado del EU ETS

La implementación del régimen de comercio de derechos de emisión por la UE en el año 2005 fue pionera a nivel mundial. Desde el principio el EU ETS es un sistema de “cap and trade” que aplica a instalaciones fijas que emiten emisiones de CO<sub>2</sub> en la UE, como la generación fósil de electricidad y ciertas industrias con una alta intensidad de emisiones. Hoy en día, todas las centrales eléctricas e instalaciones industriales con una capacidad instalada de combustión fósil superior a 20 MW<sub>th</sub> participan en el EU ETS. Esto incluye toda la producción de materias primas con una gran huella de carbono y también otras plantas, por ejemplo, de las industrias alimentarias y del sector manufacturero.

La autoridad del mercado, que es la Comisión Europea en el caso del EU ETS, establece un límite máximo de emisiones anuales (“cap individual”) para todas las instalaciones participantes en el sistema. La suma de los límites individuales de emisiones de las diferentes instalaciones que participan en el sistema de comercio de derechos de emisión resulta en un límite máximo anual de emisiones, el “cap global” del EU ETS. Por cada tonelada de emisiones por de bajo del cap global se genera un derecho de emisión. Parte de los derechos se pueden asignar de forma gratuita a las instalaciones mientras que el resto de las asignaciones se vende en subastas públicas. Al final del año, el operador de cada instalación tiene que entregar derechos por cada tonelada de CO<sub>2</sub> emitida durante los últimos 12 meses. Si una instalación emite más emisiones que lo permitido bajo el cap individual tiene que comprar derechos adicionales en las subastas o comprarlo de un operador con más

<sup>19</sup> 20-20-20 (20% energía renovable, 20% de reducción de emisiones y 20% de mejoras de eficiencia) anunciado en 2007 con COM(2007) 2 final y acordado con Directiva 2009/28/EC en 2009..

<sup>20</sup> Reducción de emisiones por 40% comparado con el año 1990 acordado por el Consejo en 2014 con SN 79/14. el Consejo en 2014 con SN 79/14.

derechos de los que necesita para cubrir sus propias emisiones (Ilustración 13). La oferta y demanda para los derechos de emisión fijan el precio de mercado. Este precio al carbono penaliza aquellas instalaciones que emiten más, y beneficia a las instalaciones con pocas o ningunas emisiones que, en caso de recibir asignaciones gratuitas, pueden generar beneficios adicionales por vender derechos. La penalización a las instalaciones más emisoras constituye un incentivo permanente a la innovación en alternativas, y a la reducción de la demanda, que también es un driver importante para la reducción de emisiones. Desde el inicio el EU ETS opera bajo este régimen de “cap and trade”. Sin embargo, el diseño del mercado ha experimentado varios cambios desde su inicio en 2005 hasta el día de hoy, y pasó por un periodo de precios muy bajos (<10 €/tCO<sub>2</sub>) entre septiembre de 2011 y marzo de 2018 (Ilustración 14). A continuación, nos enfocamos en la evolución del cap y la asignación gratuita como dos elementos relevantes para entender el rol de la industria dentro del EU ETS.

La asignación gratuita de gran parte de los derechos de emisión a la industria viene motivada por el riesgo de fuga de carbono. Para las industrias que participan en mercados globales, el precio de CO<sub>2</sub> aumenta sus costes de operación en comparación con la competencia no-europea, por lo que la Comisión Europea trata de evitarlo mediante la asignación gratuita. El problema es que una asignación gratuita en régimen estable para la industria no incentiva ningún desarrollo en tecnologías limpias, porque altera y disminuye la señal que da el precio por cada tonelada de CO<sub>2</sub> emitido. Unos niveles elevados de asignación gratuita reducen la demanda para la compra de derechos de emisión y, de esta forma, bajan el precio de mercado que se puede obtener por vender derechos.

En caso del EU ETS los valores de referencia para definir el cap individual para los procesos industriales más emisores se basaron en la mejor tecnología disponible al inicio del año 2000s y no se disminuyeron de forma significativa en las primeras tres fases del EU ETS hasta 2020

**ILUSTRACIÓN 13**

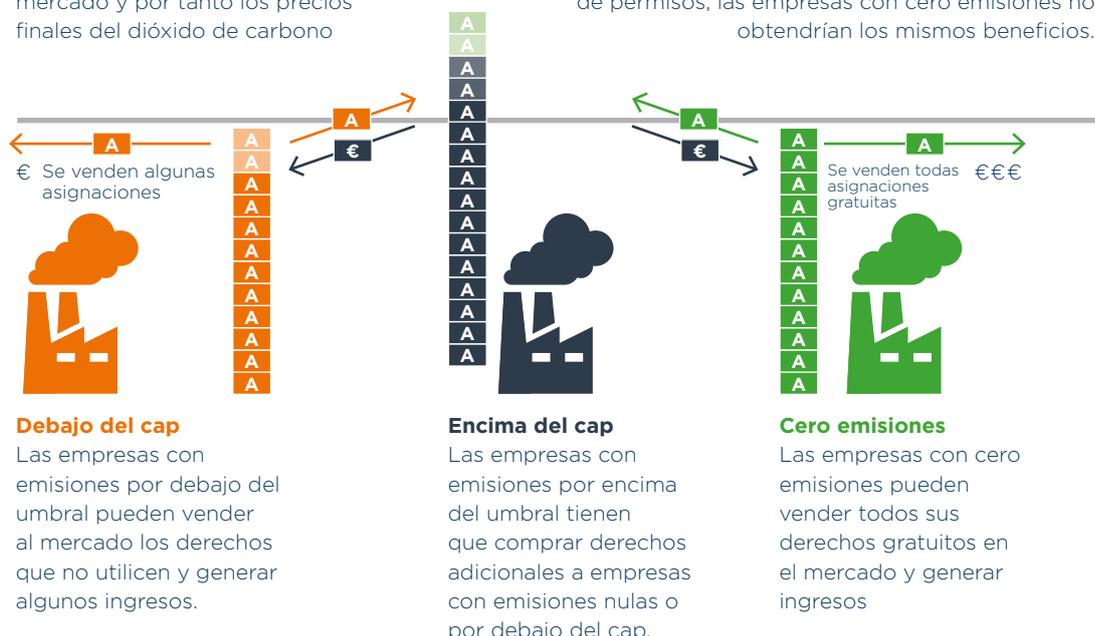
Como funciona el sistema de “cap and trade” (CFMP, 2021)

**Cap de emisiones**

Las industrias pueden emitir dióxido de carbono hasta un determinado umbral de referencia, que define el número de derechos libres en el mercado y por tanto los precios finales del dióxido de carbono

**Diferentes cap escenarios**

Con un cap de emisiones elevado, las empresas pueden recibir excesivos “beneficios extraordinarios” por el exceso de permisos que pueden vender en el mercado. Sin embargo, **sin una asignación gratuita** de permisos, las empresas con cero emisiones no obtendrían los mismos beneficios.



(EC, 2021a). Además, el EU ETS sufrió de una sobreoferta de derechos de emisión por un cap global de emisiones muy elevado, porque especialmente después de la crisis financiera de 2008 la industria europea se desarrolló de forma distinta a lo inicialmente previsto y los derechos de emisión emitidos y no utilizados en años anteriores no perdieron su validez (por la posibilidad de hacer “banking”). Por lo tanto, el régimen de comercio de emisiones no tuvo un gran impacto en el modelo de negocio de la industria ni en el impulso a las innovaciones e inversiones en procesos limpios durante muchos años.

En la Ilustración 14 se muestra como los precios de los derechos de emisión en el EU ETS han subido de forma intensa desde el inicio del año 2018.<sup>21</sup> El crecimiento casi constante del precio para los derechos de emisión coincide con la presentación del primer borrador para la fase IV de EU ETS para el periodo de 2021 hasta 2030 y las subsiguientes decisiones que impactan el actual y futuro funcionamiento del EU ETS. De forma similar a otros mercados, el precio actual para los derechos de emisión refleja las expectativas del mercado por parte de los participantes. A continuación, se comentan los principales cambios en el diseño de mercado y su relevancia para las industrias que participan en el EU ETS.

#### ■ ILUSTRACIÓN 14

Precio de mercado EU ETS (ICAP, 2023)



<sup>21</sup> En febrero de 2023 los precios sobrepasaron 100 €/tCO<sub>2</sub> por primera vez.

La Directiva 2018/410, publicada en marzo de 2018, clarificó el marco regulatorio para la fase IV del EU ETS a partir del año 2021 y provocó varias revisiones de los reglamentos relacionados con el funcionamiento del EU ETS en preparación de la fase IV en los años 2018 y 2019 (Ilustración 15). El cambio más relevante para las instalaciones industriales fue la rigurosa revisión de los valores de referencia para definir el cap individual a base de las mejoras realizadas en el periodo desde 2008. Además, la directiva plantea una reducción continua de los valores de referencia durante la fase IV, incrementando la demanda de los derechos de emisión por parte de la industria.

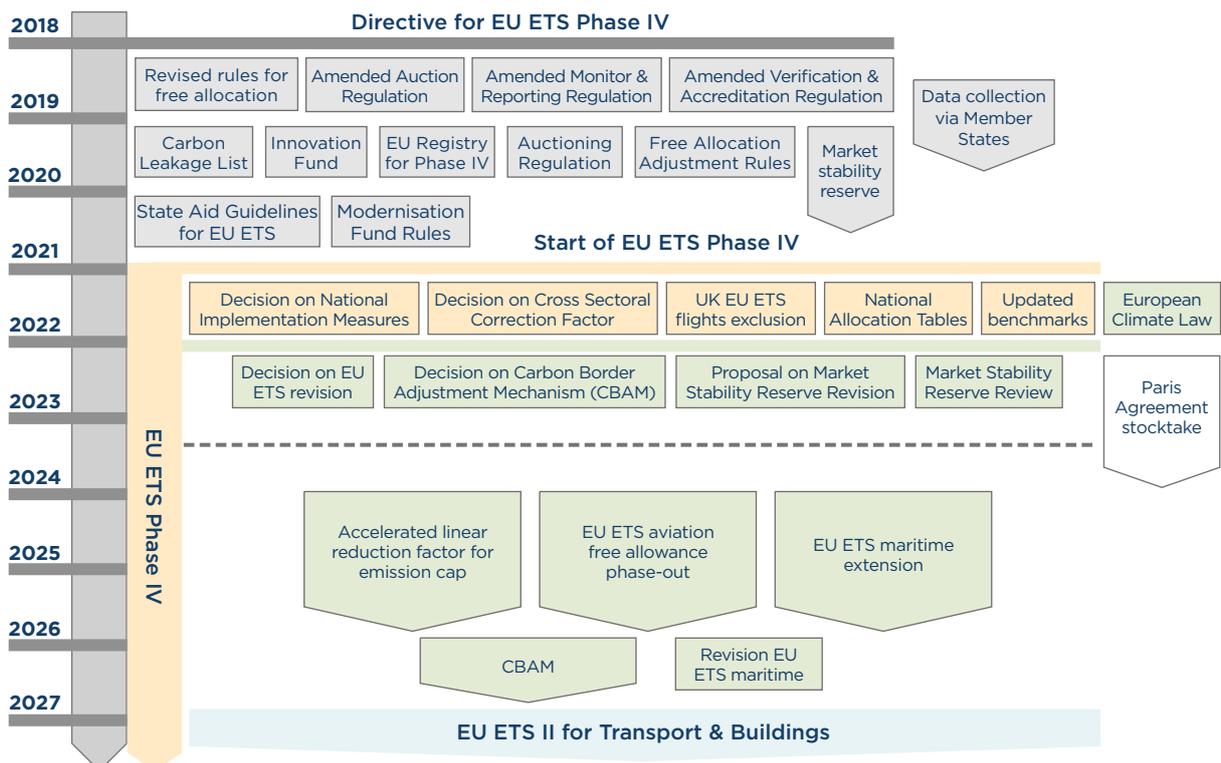
En relación con la disponibilidad u oferta de derechos de emisión, la directiva incluye dos medidas claves. El primero es la reducción del cap global anual de

emisiones para cumplir con los objetivos de una reducción de emisiones del 40% en comparación con 1990, tal como se había acordado en 2014. Además, se reforzó el mecanismo de la reserva de estabilidad del mercado en el marco del régimen para el comercio de derechos de emisión que se había presentado por primera vez en 2015 (*Market Stability Reserve: MSR*) (Decisión (EU) 2015/1814). La reserva está operativa desde 2019, e inicialmente retenía los derechos de emisión no subastados en los años 2014 a 2016 para establecer el número de derechos en circulación. Sin embargo, con la fase IV a partir de 2021 también podrían retener hasta 24% de todos los derechos subastados para alinear la oferta a la demanda.

La fase IV comenzó en 2021 con el precio del derecho alrededor de 30 €/tCO<sub>2</sub> y después de oscilar entre 20 y 30 €/tCO<sub>2</sub> en los dos años previos. La triplicación

■ ILUSTRACIÓN 15

Desarrollo de la regulación principal con impacto en el funcionamiento del EU ETS



del precio del derecho hasta 90 €/tCO<sub>2</sub> hasta febrero de 2022 (Ilustración 14) coincide con la elaboración, presentación y aprobación del Ley Europea del Clima<sup>22</sup> que establece el marco para lograr neutralidad climática en la UE hasta 2050 y el objetivo de una reducción de emisiones de 55% hasta 2030 en comparación con el año 1990.

La Ley eleva los grados de ambición para 2030 pidiendo una reducción 15 puntos porcentuales más alta, o un 37,5% más ambiciosa que el objetivo anterior. Esto implica una revisión de la fase IV de EU ETS con una reducción más agresiva del cap global, con un factor lineal de reducción más elevado, limitando la disponibilidad y oferta de derechos de emisión a partir de 2024. Otros puntos principales de esta revisión que se acordaron en diciembre de 2022 son (*European Council, 2022*):

Se introduce **un ajuste a la frontera (Carbon Border Adjustment Mechanism: CBAM)** de forma gradual en el periodo de 2026 hasta 2034, en primer lugar, para las importaciones de cemento, aluminio, fertilizantes, electricidad, acero y hierro. Con esta medida se exige a los importadores pagar tasas que correspondan al precio equivalente de los derechos de emisión en el EU ETS por las emisiones definidas para esos productos. Durante el mismo periodo se reduce y elimina la asignación gratuita para dichos productos.

Se **incluyen en el EU ETS todas las emisiones del transporte marítimo** entre países en el Espacio Económico Europeo (EEE) y 50% de las emisiones de barcos que lleguen de otros países, y 50% de las emisiones de barcos con destino fuera del EEE a partir de 2024. Para tanto el transporte marítimo como la aviación, parte del EU ETS desde 2012, la asignación gratuita se elimina en

2026. Estas medidas encarecen tanto las importaciones como las exportaciones de bienes industriales.

## *La Ley Europea del Clima establece el marco para lograr neutralidad climática en la UE hasta 2050 y el objetivo de una reducción de emisiones de 55% hasta 2030 en comparación con el año 1990.*

Se **consolida la reserva de estabilidad (MSR)** que puede retener hasta un 24% de los derechos de emisión de cada año para disminuir cualquier exceso de oferta en el mercado.

Se establece un segundo régimen de comercio de derechos de emisión **(EU ETS II) para el transporte terrestre y los edificios** a partir del año 2027. En principio este régimen operará en paralelo e independiente del EU ETS. Sin embargo, en industrias con cadenas de valor que se extienden por todo el espacio económico común el EU ETS II resultará en una subida de los costes logísticos y de la adquisición de insumos.

El conjunto de estas medidas reduce la oferta de derechos de emisión en el EU ETS a medio y largo plazo. Además, se incrementa la exposición de la industria al precio de CO<sub>2</sub> por la reducción de la asignación gratuita, la extensión del EU ETS al transporte marítimo y la introducción del EU ETS II para el

<sup>22</sup> Reglamento (UE) 2021/1119 del Parlamento Europeo y del Consejo de 30 de junio de 2021 por el que se establece el marco para lograr la neutralidad climática («Legislación europea sobre el clima»).

transporte terrestre. Esto tendrá como efecto que los costes operativos en la industria van a subir por los cargos adicionales asociados al precio de los derechos de emisión. El CBAM solamente cubre importaciones. Por lo tanto, la industria europea tiene que agregar los costes de emisión y reinversión en procesos limpios a sus productos cuando los vende en los mercados globales. Aunque la Unión Europea y los Estados Miembros prevén utilizar los ingresos del EU ETS para financiar inversiones en nuevos procesos (véase la siguiente sección), la industria europea estará en peligro de perder competitividad.

### 3.1.2. El rol de las ayudas públicas para la inversión

Uno de los principales impulsores en la fundación de la UE fue la creación de un Mercado Único europeo. El objetivo de evitar ayudas estatales que permiten a gobiernos nacionales favorecer y proteger sus propias industrias ya se establece en los Tratados de Roma, firmados el 25 de marzo de 1957. Por lo tanto, las ayudas estatales siempre representan una excepción a la regla. En caso de la industria, en general las ayudas han tomado una de las siguientes formas:

- **Subastas de fondos a nivel europeo para apoyar proyectos de interés común**, como el Fondo de Innovación y su predecesor, el programa NER300, para realizar primeras instalaciones de nuevas tecnologías a nivel comercial. La financiación de estos programas se obtiene por la subasta de derechos de emisión del EU ETS. Históricamente el volumen del fondo estaba limitado por los bajos precios de los derechos de emisión, pero el volumen de los fondos dispuestos ha subido en los últimos años. Mientras que todos los proyectos financiados con el NER300 recibieron 2.100 M€ en total y se financiaron casi exclusivamente proyectos de energía renovables, el Fondo de Innovación ya llegó a un volumen de 6.200 M€ en las primeras tres subastas (Tabla 5) y la Comisión ahora mismo espera que se reúnan 38.000 M€ en total hasta 2030 (EC, 2023a). El Fondo



de Innovación financia hasta un 60% de los costes de inversión y operación de grandes proyectos, y un 60% de los costes de inversión para proyectos pequeños. Sin embargo, todas las subastas se realizaron por cantidades fijas, por lo que no cubren los riesgos asociados a costes variables de operación.

En marzo 2023 la Comisión publicó un primer borrador para subastas que subsidien la producción de hidrógeno, con un máximo de 4 €/kg durante un periodo de 10 años de operación, con la primera convocatoria en el segundo semestre de 2023. Los subsidios se pagarían en base anual pero no se cubrirían riesgos de operación, porque se prevé que el subsidio subastado no se ajuste a factores externos como la inflación, porque el presupuesto total de la subasta está fijado en 800 M€.

■ **TABLA 5**

Evolución de los fondos disponibles bajo el NER300 y el fondo de innovación.

Programa:	Fechas:	Aplicaciones:	Proyectos financiados:	Volumen:
NER300	Concesiones en 2012 y 2014	¿?	38 proyectos renovables y un proyecto de captura de CO <sub>2</sub>	1.100 M€ (2012) 1.000 M€ (2014)
Primera subasta para grandes proyectos	Lanzado: 07/2021 Adjudicado: Q1/2022	311	7 proyectos industriales	1.100 M€
Primera subasta para pequeños proyectos	Lanzado: 01/2020 Adjudicado: Q4/2021	232	30 proyectos industriales y de energías renovables	100 M€
Segunda subasta para grandes proyectos	Lanzado: 10/2021 Adjudicado: Q4/2022	139	17 proyectos industriales	1.500 M€ (1.800 M€ subastado)
Segunda subasta para pequeños proyectos	Lanzado: 03/2022 Adj. previsto: Q2/2022	66	17 proyectos industriales y de energías renovables	100 M€
Tercera subasta para grandes proyectos	Lanzado: 11/2022 Adj. previsto: Q4/2023	239	Sin anunciar	3.000 M€
Tercera subasta para pequeños proyectos	Lanzado: 03/2023 Adj. previsto: Q2/2024	Sin anunciar	Sin anunciar	100 M€
Primera subasta para la producción de H2	Lanz. previsto: Q3 o Q4/2023	Sin anunciar	Sin anunciar	800 M€

En marzo 2023 la Comisión publicó un primer borrador para subastas que subsidien la producción de hidrógeno, con un máximo de 4 €/kg durante un periodo de 10 años de operación, con la primera convocatoria en el segundo semestre de 2023 (EC, 2023b). Los subsidios se pagarían en base anual pero no se cubrirían riesgos de operación, porque se prevé que el subsidio subastado no se ajuste a factores externos como la inflación, ya que el presupuesto total de la subasta está fijado en 800 M€.

También los programas de I+D como *Horizon Europe* son un tipo de financiación directa por la UE con subastas públicas que entran en esta categoría.

- **Fondos Europeos para programas nacionales de apoyo** es el principal instrumento para la financiación, por ejemplo, para *REPowerEU* o el Fondo Europeo de Desarrollo Regional (FEDER). El proceso para la concesión de los fondos a los diferentes Estados Miembros es similar para todos los programas de financiación de este carácter. Los Estados Miembros proponen medidas nacionales a la Comisión, que evalúa si son elegibles bajo los criterios de concesión. En caso de *REPowerEU*, alrededor de 250.000 M€ estarán disponibles en el periodo de 2022 hasta 2027 para financiar medidas que reduzcan las importaciones de energía fósil de Rusia y aceleren la transición verde. 20.000 M€ de los fondos se obtienen por la venta de derechos de emisiones en el EU ETS (EC, 2022). La Comisión ya aprobó por lo menos dos proyectos que se financian con los fondos de *REPowerEU* en España: 220 M€ para la instalación de 205 MW de electrolizadores en Cartagena y Castellón y 460 M€ para producir acero primario con hidrógeno en Asturias.<sup>23</sup> En caso

de los fondos *NextGenerationEU* para la recuperación de la crisis de COVID, el gobierno español financió proyectos estratégicos para la recuperación y transformación económica (PERTE) para la descarbonización industrial (3.100 M€), la economía circular (492 M€) y energías renovables, hidrógeno renovable y almacenamiento (6.900 M€) (Gobierno de España, 2023). Otro fondo relevante para apoyar a la industria en el contexto nacional es el programa para la reindustrialización REINDUS, que se financia con el fondo europeo FEDER.

- La categoría de **programas nacionales con obligaciones de notificación a la Unión Europea** incluye casi todos los programas que se financian únicamente con fondos nacionales. Los países miembros solamente pueden subsidiar proyectos con un máximo de 200.000 € en un periodo de tres años u ofrecer créditos de hasta 1 M€ sin notificar a la Comisión.<sup>24</sup> Por ejemplo, España ha tenido que notificar a la Comisión el nuevo estatuto de los consumidores electrointensivos (Real Decreto 1106/2020) y la medida fue aprobada por la Comisión en enero de 2021.<sup>25</sup> Sin embargo, en el pasado varios casos de apoyo estatal se consideraron incompatibles con las reglas europeas sobre ayudas de estado no autorizadas, obligando al Estado español a recuperar los subsidios de forma retroactiva, como fue el caso para el anterior mecanismo de interrumpibilidad (CNMC, 2017). Los programas nacionales aprobados por la Comisión también incluyen subsidios para la producción de algunos tipos de energía renovable con subastas competitivas y créditos fiscales que ayudarían a los Estados Miembros a alcanzar objetivos europeos.<sup>26</sup>

<sup>23</sup> SA.104361 RRF - Project Green Cobra // SA.104904 ENER - CEEAG on Hydrogen 2022 - Industry Wave.

<sup>24</sup> Reglamento (UE) No 1407/2013 de la Comisión de 18 de diciembre de 2013 relativo a la aplicación de los artículos 107 y 108 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea a las ayudas de minimis.

<sup>25</sup> State Aid SA.54558 (2020/N) - Spain Compensation for EIUs for the cost of financing of RES, CHP and non-peninsular territories in Spain.

<sup>26</sup> SA.41386 (2015/X - 2015/EV) SME R&D Tax Credits - evaluation plan // SA.40348 (2015/NN) Support for electricity generation from renewable energy sources, cogeneration and waste-Spain.

Bajo el marco legal de la Unión Europea las ayudas para la industria han tomado en su mayoría la forma de subvenciones a la inversión. Hoy en día, cualquier apoyo directo de la UE presenta la dificultad de que, en caso de querer articularse como impuestos, requiere la unanimidad de todos los Estados Miembros. En caso de España, las ayudas nacionales en forma de subsidios a la producción y un marco regulatorio que puede beneficiar a los consumidores industriales de electricidad han sido aprobadas por parte de la Comisión. Estas medidas fueron autorizadas por la presencia de barreras físicas al comercio transfronterizo, y por tanto se consideraba que no afectaban al Mercado Único. Pero la mayoría de las actividades industriales compiten en dicho mercado sin restricciones, por lo que las ayudas de estado nacionales que se utilizaran para la transición industrial podrían crear una ruptura del mercado y una competencia distorsionada.

El giro de la UE y los Estados Miembros hacia la transformación industrial para una economía neutra en emisiones en 2050 debe resultar en una mayor disponibilidad de fondos y más oportunidades de financiación para las empresas. El apoyo a la inversión sigue siendo un factor importante para facilitar la transición industrial, pero los fondos directos de la UE no parecen suficientes. Por ejemplo, las primeras dos convocatorias para el Fondo de Innovación recibieron 748 aplicaciones en total, pero se financiaron solamente 71 de ellos. Asimismo, los programas nacionales, financiado con fondos nacionales o europeos, deben ser más efectivos en incentivar inversiones industriales para la mitigación de emisiones, porque los datos empíricos de la última década permiten identificar pocas correlaciones entre los programas de apoyo y mayores inversiones en España (García-Quevedo y Jové-Llopis, 2021).

### 3.1.3. Las propuestas de la Comisión para acelerar las inversiones

El régimen de comercio de derechos de emisión (EU ETS) y el marco actual para



el apoyo público se establecieron antes del compromiso comunitario para lograr una sociedad neutra en emisiones a 2050. La aceleración de la transición requiere una política industrial que permita guiar el complejo industrial hacia mercados de bienes sin huella de carbono (Neuhoff et al., 2019). Sin embargo, hasta ahora las medidas políticas e instrumentos de financiación no están completamente alineados con la transición. Por ejemplo, la motivación principal de los últimos dos grandes programas europeos de subvenciones para la transición de la economía, *NextGenerationEU* en 2020 y *REPowerEU* en 2022, no ha sido la transición hacia la neutralidad de emisiones, sino la recuperación económica tras la pandemia de COVID y la eliminación de la dependencia energética tras la invasión rusa de Ucrania. Aunque el apoyo a las energías renovables y la transición industrial son medidas clave para alcanzar los objetivos, la transformación hacia una economía neutra

en emisiones no ha sido el objetivo principal en ambos casos.

Durante el primer trimestre de 2023, la Comisión presentó dos comunicaciones que destacan como acelerar la transición industrial. A continuación, se analizan los principales elementos de estos planes y sus implicaciones para la industria.

### “A Green Deal Industrial Plan for the Net-Zero Age”

El plan industrial del pacto verde (COM(2023) 62 final) se publicó en febrero 2023 con el objetivo de crear una industria competitiva y resiliente frente los retos de la transición hacia la neutralidad de emisiones. Además, la Comisión elabora el plan como respuesta a los recién anunciados Inflation Reduction Act (IRA)<sup>27</sup> de los Estados Unidos en agosto 2022 y el plan para la transformación verde<sup>28</sup> del gobierno japonés de noviembre de 2022. En comparación con la iniciativa del gobierno estadounidense, el plan de la Comisión combina nuevos elementos con los programas existentes y define cuatro pilares principales para la estrategia industrial:

**Un entorno reglamentario simplificado y previsible** que permita cumplir ambiciosos objetivos de capacidades industriales para 2030. Estos objetivos incluyen componentes como baterías, paneles fotovoltaicos, celdas de combustibles y electrolizadores. Los “sandboxes” regulatorios para el desarrollo acelerado de una industria verde se presentan como una medida para simplificar el proceso de permisos y se destaca la importancia de la inversión pública para construir infraestructuras comunitarias, especialmente para el hidrógeno. Además,

se hace referencia a otros instrumentos regulatorios que se encuentran bajo revisión, como la compra pública verde o el diseño circular bajo la directiva del diseño ecológico (*Ecodesign*) y la reforma del mercado eléctrico para asegurar que los consumidores industriales y no-industriales pueden beneficiarse de los bajos costes de generación eléctrica con fuentes renovables.

La **rápida provisión de fondos adecuados** para inversiones en la descarbonización de procesos industriales, energías renovables y cadenas de valor con emisiones neutras se debe conseguir con la simplificación de las reglas sobre ayudas estatales. Una medida que se propone en el plan es la revisión y subida del umbral de notificación para ayudas estatales que estén dirigidas a la transición industrial. Con respecto a la provisión de financiación se destacan los fondos e instrumentos existentes como *REPowerEU* o el Fondo de Innovación. Además, se plantea un fondo soberano europeo que debería invertir en negocios claves para realizar la transición y que esté operativo a partir del año 2025.

El tercer pilar es la **mejora de habilidades de la fuerza laboral** en la UE frente la transición. Se menciona una extensa selección de medidas para financiar y mejorar la formación en capacidades, tareas y profesiones que sean necesarias para un sector industrial que cambiará de forma fundamental.

Por último el plan cierra con un **compromiso con el libre comercio** y una economía abierta según las normas de la OMC. Se destaca la importancia de la cooperación global para alcanzar los objetivos del plan.

<sup>27</sup> El IRA incluye 394.000 M\$ de fondos para energía y clima en créditos fiscales, subvenciones, créditos operaciones federales. El sistema de créditos fiscales prevé bajar el precio de hidrógeno “limpio” a \$3 pero también subvenciona, entre otros, la producción carburante de aviación, energía nuclear y generación renovable. Véase: McKinsey&Company, *The Inflation Reduction Act: Here’s what’s in it*, 2022.

<sup>28</sup> Fondos públicos para incentivar inversiones de 1.000.000 M\$ en los próximos 10 años en la transición de la economía, entre otros, cadenas de valor de hidrógeno, amoníaco y captura de emisiones, producción de 10 Mt de acero y 2 Mt de cemento verde en el año 2030. Véase: GR Japan, *Overview of Japan’s Green Transformation (GX)*, 2023.

A primera vista, el plan industrial del pacto verde parece como un gran avance para una política industrial alineado con la transición. Sin embargo, en su mayoría las medidas propuestas en el documento no son nuevas iniciativas y, en su lugar, el énfasis es en la mejora de los procesos regulatorios para un apoyo más eficiente a la industria. Sin duda, acelerar el acceso a los fondos existentes y la provisión de los permisos para desarrollar y operar la industria neutra en emisiones es esencial. No obstante, en anticipación de las necesidades de la industria para transformarse, el plan no incluye conceptos innovadores y la única nueva fuente de financiación, el fondo soberano, queda sin especificar con 2025 como fecha prevista de implementación. La subida del umbral de notificación para ayudas estatales permitiría los Estados Miembros mover más fondos nacionales, pero al mismo tiempo abre la puerta para la sobrefinanciación de industrias en Estados Miembros con mejor acceso a recursos financieros. Las medidas tampoco solucionan los riesgos operativos de las inversiones en nuevos procesos industriales (sección 2.2).

En conjunto, el plan plantea medidas con un alcance muy superior al de iniciativas previas para apoyar la transición industrial, pero faltan estrategias claves, por ejemplo, para una economía circular en toda la cadena de valor. El uso más inteligente de materiales y su mejor reciclabilidad son claves para reducir las emisiones y la intensidad energética de la industria. Se requiere una visión política que apoye la economía circular en toda la cadena de valor. En contraste, el enfoque del plan es principalmente en apoyos que faciliten inversiones en la producción.

### “Net Zero Industry Act”

La segunda propuesta regulatoria se publicó el 16 de marzo de 2023 (COM(2023) 161 final). El objetivo de este nuevo Reglamento europeo es el desarrollo de capacidades industriales para la fabricación de tecnologías neutras en emisiones. Se identifican tecnologías específicas y metas para la capacidad anual de fabricación en la UE de paneles solares (30 GW), turbinas eólicas

(36 GW), bombas de calor (31 GW), baterías (550 GWh) y electrolizadores (100 GW) en 2030. Además, una capacidad de 50 Mt de captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub> debería estar operativa en 2030. Para alcanzar estos objetivos se proponen, entre otros, las siguientes medidas:

Se designa una **autoridad competente a nivel nacional** en cada Estado Miembro para el proceso de permiso de proyectos para la fabricación de tecnologías neutras en emisiones.

Se establecen **metas para acelerar el proceso de permisos** para nuevas plantas de fabricación de estas tecnologías, que deben ser inferior a 12 meses para instalaciones con una capacidad máxima de 1 GW y 18 meses para instalaciones con una mayor capacidad y proyectos de captura de CO<sub>2</sub>. Estos plazos se reducen a la mitad en caso de proyectos de expansión de plantas existentes (6/9 meses).

Se **aceleran proyectos estratégicos de tecnologías neutras en emisiones en las siguientes áreas** que cumplen ciertos requisitos: solar fotovoltaica y solar térmica; eólica terrestre y renovables marinas; baterías y almacenamiento; bombas de calor y energía geotérmica; electrolizadores y pilas de combustible; biogás y biometano sostenible; captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>; tecnologías de redes.

Se crea **una plataforma europea (Net-Zero Europe Platform)** para dirigir la implementación del Reglamento y que asume varias tareas de gestión y supervisión. La plataforma comprende representantes de los Estados Miembros y de la Comisión.

Se establece la obligación para los Estados Miembros a **identificar las áreas donde el almacenamiento subterráneo a nivel nacional** esté permitido y desarrollar planes sobre la contribución de los productores domésticos de petróleo y gas a la captura y el almacenamiento de CO<sub>2</sub>.

Se introducen **requisitos obligatorios para la compra pública** de Estados Miembros



con respecto al peso de criterios de sostenibilidad en la concesión de proyectos con/de tecnologías neutras en emisiones.

Se establecen **centros europeos de formación industrial neutra en emisiones (*Neto Zero Industry Academies*)** supervisado por la *Net-Zero Europe Platform*.

Se facilita la **implementación de “sandboxes” regulatorios** por los Estados Miembros.

La propuesta se dirige al desarrollo de las industrias de fabricación de tecnologías estandarizadas que sean necesarias para realizar la transición en todos los sectores de la economía europea. Las pilas de combustible y las baterías son componentes claves para la transición del transporte terrestre, mientras que la reducción de emisiones directas a nivel residencial y en el sector de servicios implica la sustitución de sistemas de calefacción alimentados por gas o derivados del petróleo con bombas de calor. Varias de esas tecnologías neutras en emisiones también serán claves para reducir las emisiones directas de la industria, como el biogás y biometano sostenible, las bombas de calor y los electrolizadores para

la producción de hidrógeno. En primer lugar, estas tecnologías ayudan en la transición energética y la operación de procesos térmicos sin emisiones fósiles.

Además, el compromiso para el almacenamiento de CO<sub>2</sub> es un prerrequisito para la operación comercial de procesos de captura, por ejemplo, en las industrias de cemento y química. Sin embargo, algunas tecnologías estandarizadas que serán también clave para la reducción de emisiones en muchas industrias (sección 2.2.3) como los hornos eléctricos, o las calderas de biocombustibles o hidrógeno no se mencionan en la propuesta. Además, las inversiones en la transición industrial tampoco pueden beneficiarse del proceso acelerado de permisos planteado en el Reglamento porque se dirige únicamente a la fabricación de tecnologías y la exploración de almacenes subterráneos de CO<sub>2</sub>.

Hasta ahora no se ha detallado cómo facilitar las inversiones en la reducción de emisiones industriales a partir del plan industrial del pacto verde. Aparte del apoyo para el desarrollo de las tecnologías adecuadas para la industria neutra en emisiones, falta una estrategia coherente para impulsar el

uso circular de materiales. En este contexto la nomenclatura del “*Net Zero Industry Act*” es un poco engañosa, porque se dirige en primer lugar a la fabricación de tecnologías que se pueden operar con emisiones neutras. Sin embargo, el Reglamento no hace ninguna referencia a la producción neutra en emisiones de estas tecnologías y otros bienes industriales.

## 3.2. Como se pueden superar los retos de la transición

El compromiso con una industria neutra en emisiones, seguido por la presentación de planes y estrategias a nivel europeo para acelerar las inversiones, muestran que las instituciones nacionales y europeas están trabajando en un marco regulatorio que apoye la transición industrial. En el capítulo 2 caracterizamos los retos tecno-económicos de la transición industrial y que se diferencia entre una transición únicamente energética para una gran parte de las actividades industriales, y un cambio total de procesos para la producción de materias primas con una gran huella de carbono por sus emisiones de proceso. Así, debemos preguntarnos: ¿Las políticas actuales son suficientes para superar los retos de la transición? Partiendo del análisis previo identificamos cuatro retos principales para la transición industrial.

- **Financiar la operación de nuevos procesos de producción** para evitar riesgos esenciales para la competitividad industrial.
- **Crear mercados para productos verdes en una economía circular** con incentivos para el uso eficiente e inteligente de materias primas.

- **Evitar la fuga de carbono y asegurar la competitividad industrial** con mecanismos que no frenen al libre comercio.

- **Una política industrial integral y justa a nivel nacional y europeo** que facilite el uso más eficiente de recursos renovables.

A continuación, estos retos se contrastan con los planes actuales a nivel nacional y europeo, y se presentan varias propuestas ya existentes a nivel académico y público para facilitar el desarrollo de una industria competitiva, por la consolidación de medidas existentes o planeada, y también nuevas iniciativas legislativas. Se muestra en la Ilustración 15 como estas medidas afectan a toda la cadena del valor en la industria.

### 3.2.1. Financiar la operación de procesos de producción

La rentabilidad de los nuevos procesos industriales depende principalmente de su competitividad operativa y, en menor medida, de las inversiones realizadas. Por lo tanto, los instrumentos que apoyan la financiación de la inversión<sup>29</sup> y las garantías bajo el programa *InvestEU* por sí mismas no son suficientes para financiar la operación de nuevos procesos que evitan emisiones directas de CO<sub>2</sub>. Sin negar la importancia de los apoyos a la inversión, tanto para la producción de materias primas con una gran huella de carbono como para la industria manufacturera, la implementación de nuevas tecnologías de producción a nivel comercial requiere un sistema de apoyo que reduzca los riesgos operativos (véase sección 2.2.1). A continuación presentamos varias propuestas para apoyar a la transición hacia procesos con un uso sostenible de energía e insumos.

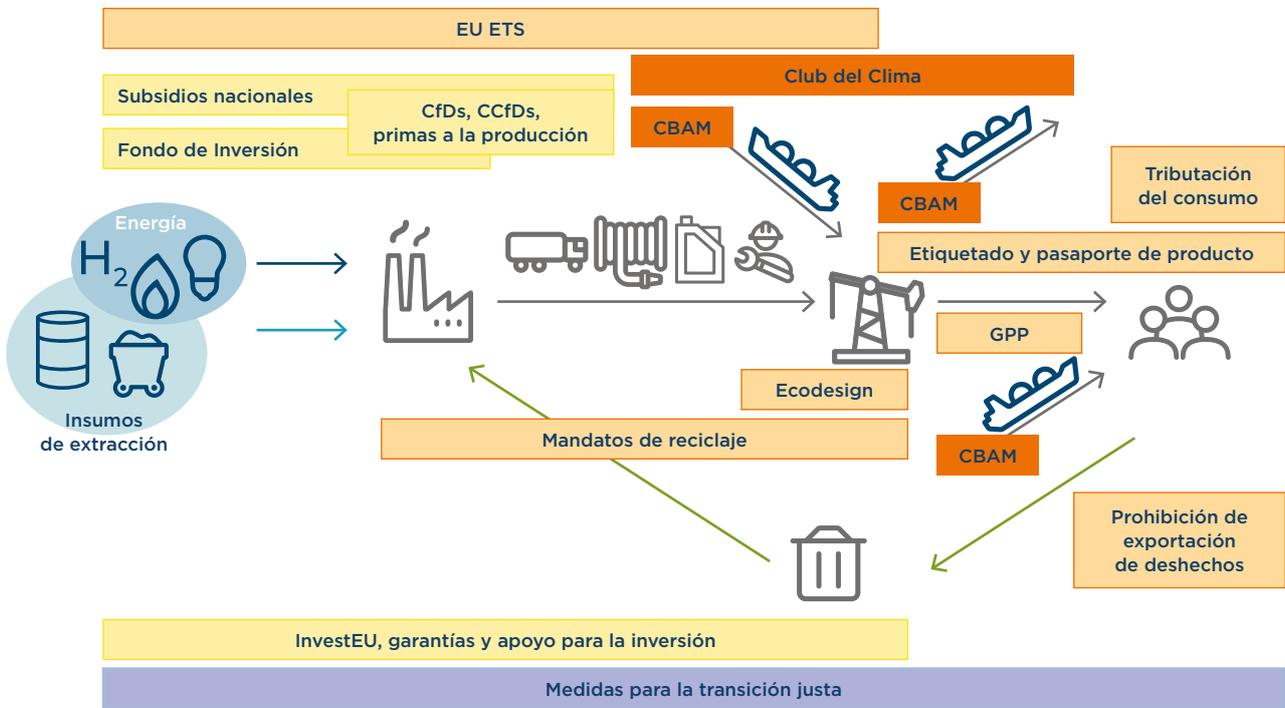
#### Primas a la producción

La prima es un pago adicional que el productor recibe por cada unidad producida independiente del coste final de venta de sus productos. Así, los ingresos del

<sup>29</sup> Existen otras medidas regulatorias con apoyo indirecto a la inversión sostenible como la Taxonomía Europea para la divulgación de los inversiones y participaciones del sector bancario hacia la neutralidad climática. Véase Schütze and Stede (2021) para las ventajas y las limitaciones de la taxonomía.

**ILUSTRACIÓN 16**

Medidas para financiar la operación de nuevos procesos de producción (amarillo), crear mercados y circularidad (rosado), evitar la fuga de carbono (rojo) y asegurar una transición justa (amarillo oscuro)



productor por cada unidad producida corresponden al precio del mercado más la prima. Los créditos fiscales, como los que se conceden en los Estados Unidos por la producción de hidrógeno “limpio” bajo el IRA (*McKinsey&Company, 2022*), son un concepto muy parecido. En la UE, las primas a la producción por parte de los estados miembros, en forma de pagos directos o créditos fiscales, se consideran ayuda de estado y por lo tanto no se permiten. Se comenta en la sección 3.1.3 que la Comisión plantea subastas de primas a la producción de hidrógeno que se pagarían con el Fondo de Innovación. El coste total de ofrecer las primas a la producción durante un tiempo determinado es conocido a la hora de subastarlo. Por lo tanto, es fundamentalmente un apoyo a la inversión y no tanto un instrumento para mitigar los riesgos de la operación. La rentabilidad de las inversiones industriales se beneficiaría de

primas a la producción de hidrógeno como insumo o fuente de energía. En teoría, las primas a la producción también se podrían pagar para la producción de materias primas de emisiones neutras, pero siempre que fueran compatibles con el régimen de ayudas de estado.

**CfDs**

El concepto de los contratos por diferencia (CfDs) se refiere generalmente a contratos de largo plazo para la generación de electricidad, y es el diseño contractual más usado en las subastas públicas de apoyo a las fuentes renovables como eólica y solar en la UE (Szabó et al., 2020). Se establece un precio base entre el productor y la institución pública, el cual puede incluir un subsidio en caso de que la tecnología no sea competitiva, como ocurre en el caso de la eólica offshore, o no incluirlo, como sucede en la solar fotovoltaica. Siempre y cuando el precio de

electricidad del mercado sea inferior al precio base, la institución pública cubre la diferencia entre los dos. En caso de un CfD bilateral, el productor tiene que devolver los beneficios que se generan con precios del mercado superiores al precio base (Ilustración 17).

Mientras que los CfDs se han firmado solamente con generadores de electricidad hasta ahora, el concepto también se puede aplicar para contratos entre los consumidores y las instituciones públicas (o entre consumidores y generadores directamente). Las industrias con un elevado consumo eléctrico por la electrificación de sus procesos pueden beneficiarse de un CfD con un precio base garantizado, reduciendo así los riesgos operativos por la volatilidad en los mercados eléctricos (Kröger *et al.*, 2022). En comparación con los contratos a largo plazo habituales como el PPA,<sup>30</sup> que se firma entre el consumidor y productor de electricidad, el CfD puede ser más sencillo, y tendrá un coste inferior para el consumidor industrial si la institución pública asume parte de los riesgos. En todo caso, se requiere un procedimiento a nivel europeo para asegurar que los CfDs firmados por la institución pública con la industria a nivel nacional no generen competencia desleal con las industrias en otros estados miembros, y no incluyan subsidios encubiertos.

### CCfDs y otras opciones de indexación

Los premios a la producción y CfDs son instrumentos que se orientan a la operación. Sin embargo, ninguno de los dos prevé disminuir los riesgos vinculados con un cambio de la fuente de energía,<sup>31</sup> la incertidumbre sobre el precio de derechos de emisión o la compra de materiales alternativos (véase sección 2.2.1). No es la responsabilidad de la política industrial a nivel nacional y europeo asumir todos los riesgos operativos vinculados al cambio tecnológico. Sin embargo, en ciertos casos, especialmente para la producción de materias primas con



una gran huella de carbono, la primera comercialización de nuevas tecnologías dependería del apoyo público durante la fase de operación. En este contexto se están explorando los contratos por diferencias al precio de carbono (CCfD) u otras opciones de indexación de precios.

En general, un CCfD funciona de forma similar a un CfD, con la diferencia de que la institución pública y el productor industrial acuerdan un precio de referencia (“*strike price*”) para el precio de las emisiones evitadas (Ilustración 17). Este tipo de contrato estabiliza los futuros ingresos por la reducción de emisiones que, sin CCfD, dependen del precio futuro que el productor pueda obtener por la venta de sus derechos de emisión en el EU ETS, que además disminuirán con la reducción lineal del “cap”. Este tipo de CCfD solamente cubre los riesgos vinculados a la incertidumbre de los precios futuros de los derechos de emisión en el EU ETS. Por lo tanto, se están explorando otras opciones de diseñar un contrato de este tipo y combinarlo con mecanismos de indexación a otros factores decisivos para la futura rentabilidad del proceso industrial.

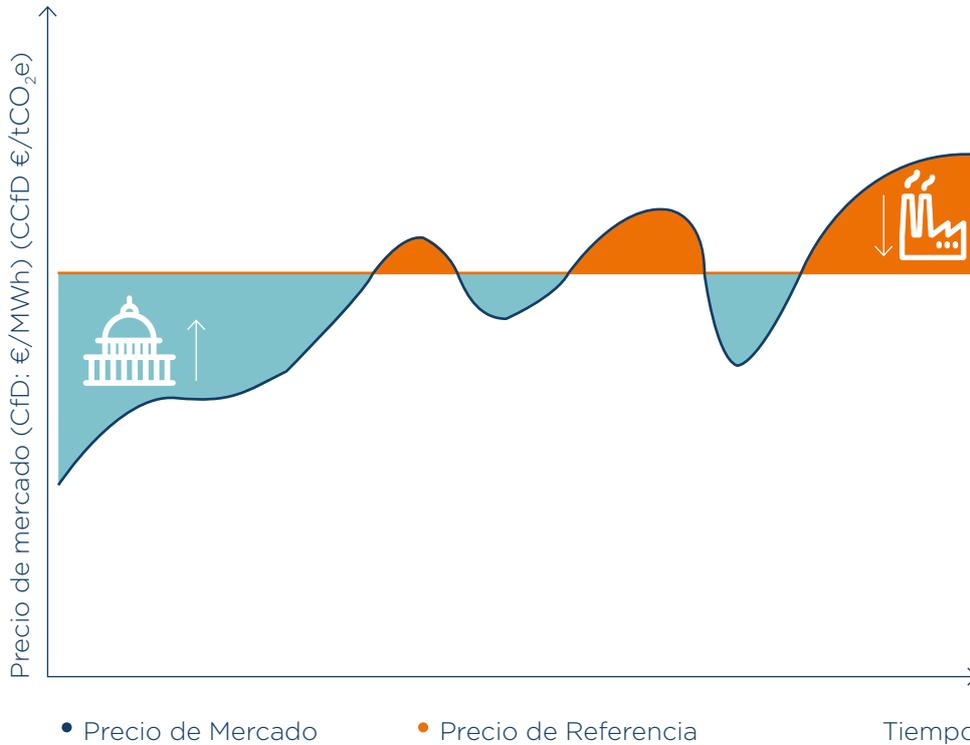
Un contrato parecido a un CCfD se implementó en Holanda bajo el programa SDE++ para la captura y el almacenamiento de CO<sub>2</sub> (Netherlands Enterprise Agency, 2021). Además, los gobiernos de Reino Unido (UK BEIS, 2021) y Alemania han considerado CCfDs para sus programas de apoyo industrial, y la Comisión los consideró

<sup>30</sup> Power Purchase Agreement (PPA): Contratos de largo plazo entre dos entidades privadas. Una alternativa a los CfDs son PPAs con garantías estatales para bajar el riesgo para las partes firmantes.

<sup>31</sup> Un CfD indexado puede cubrir los riesgos vinculados a un cambio de la fuente de energía. En la sección anterior solamente se comenta el diseño actual de CfDs con un precio de referencia fijo.

■ **ILUSTRACIÓN 17**

El concepto de un contrato de diferencia entre instituciones públicas y la industria para electricidad (CfD) y el precio de derechos de emisión (CCfD)



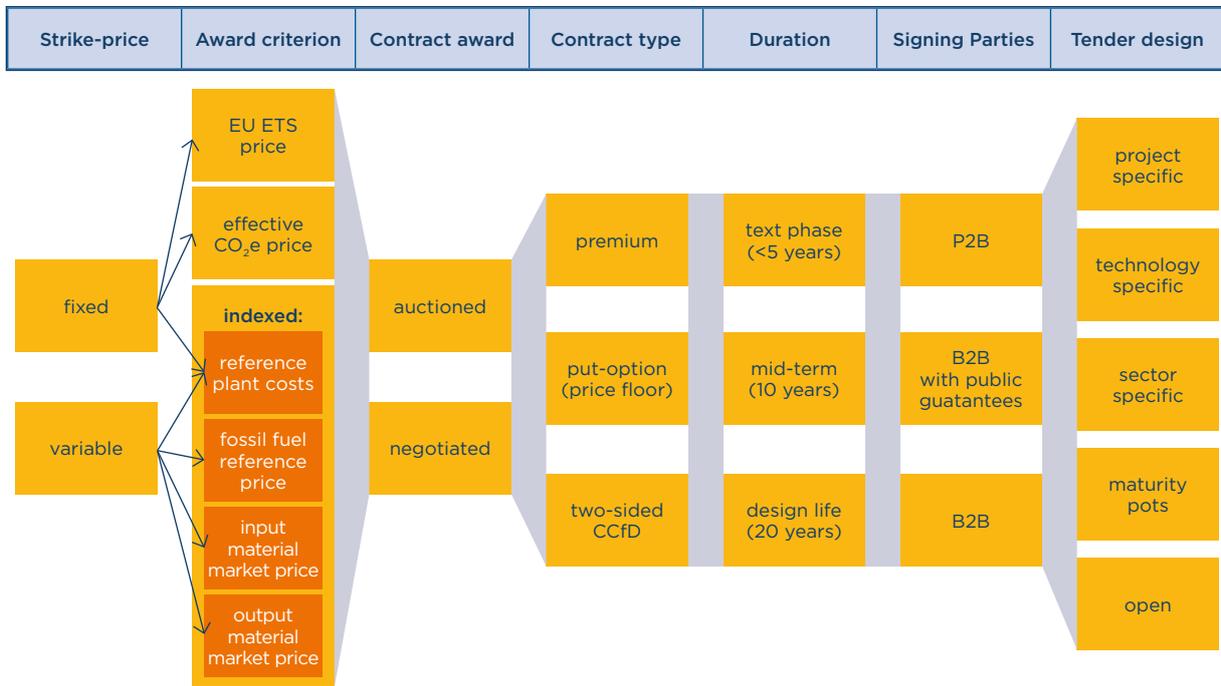
como alternativa a la prima a la producción de hidrógeno. Además, se han propuesto en la literatura posibles alternativas para diseñar CCfDs con o sin indexación. La Ilustración 18 resume las diferentes opciones de diseños que comentamos en más en detalle en un informe para el Grupo de Los Verdes/Alianza Libre Europea publicado en 2022 (Gerres y Linares, 2022).

Alemania plantea un piloto con primeras subastas para CCfDs, llamado "Klimaschutzverträge", durante el primer semestre de 2023 (BMWK, 2023). Los contratos tendrán una duración de 15 años y se fija un precio de referencia por tonelada de CO<sub>2</sub>. En general, el pago resultante por tonelada de emisiones evitadas corresponde al precio de referencia que sea necesario para cubrir los costes de producción en comparación con el proceso convencional, restando los costes adicionales del productor de referencia por la compra de derechos de emisión y los beneficios obtenidos con la nueva tecnología en el EU ETS y la "prima verde"

que los clientes estén dispuestos a pagar. Además, el diseño cuenta con un componente dinámico. El precio de referencia se revisa anualmente considerando las variaciones en costes operativos por la compra de energía en comparación con las tecnologías convencionales (Ilustración 19). Los programas nacionales de apoyo como los CCfDs de Alemania pueden jugar un papel muy importante para impulsar la comercialización de nuevas tecnologías de producción en las industrias más emisoras como el sector de acero, cemento, petroquímico y las industrias de otros metales y minerales no metálicos. Sin embargo, la introducción masiva de estos programas a nivel nacional resultaría en un apoyo y protección desigual de las industrias nacionales en el Mercado Único europeo. Además, en el caso de la propuesta para el CCfD alemán los subsidios están limitados a procesos con un proceso convencional equivalente. Esto restringe, por ejemplo, la posibilidad de apoyar plantas de reciclaje que comercialicen nuevas tecnologías sin un equivalente convencional.

**ILUSTRACIÓN 18**

Los elementos para el diseño de CCfDs y otras opciones de indexación



**3.2.2. Crear mercados para productos verdes en una economía circular**

Las intervenciones regulatorias juegan un papel importante en las dinámicas y el funcionamiento del Mercado Único europeo. Las normativas sobre la seguridad de productos, conocido por el etiquetado CE, o regulación de las emisiones de nuevos vehículos de carretera, como los estándares Euro 1 - 7, restringen el acceso al mercado de productos que no cumplan ciertos requisitos mínimos. Además, muchos estados miembros aplican legislación suave en combinación con incentivos para promover la demanda para ciertos productos (instalación de paneles solares, uso de transporte público, ...) o tributación para desincentivarlo (bebidas alcohólicas, tabaco, coches con cilindradas superiores, ...).

En conjunto, las medidas regulatorias existentes y nuevas políticas dirigidas al consumo sostenible y circular son claves para crear mercados para productos verdes y una economía circular que incentive el reciclaje y un diseño de productos que

facilite la reutilización de sus materiales. A continuación, se diferencia entre la contratación pública, la transparencia para el consumo sostenible para aumentar la demanda de productos verdes, y las medidas dirigidas a modelos de negocio en la cadena de valor de fabricación y reciclaje.

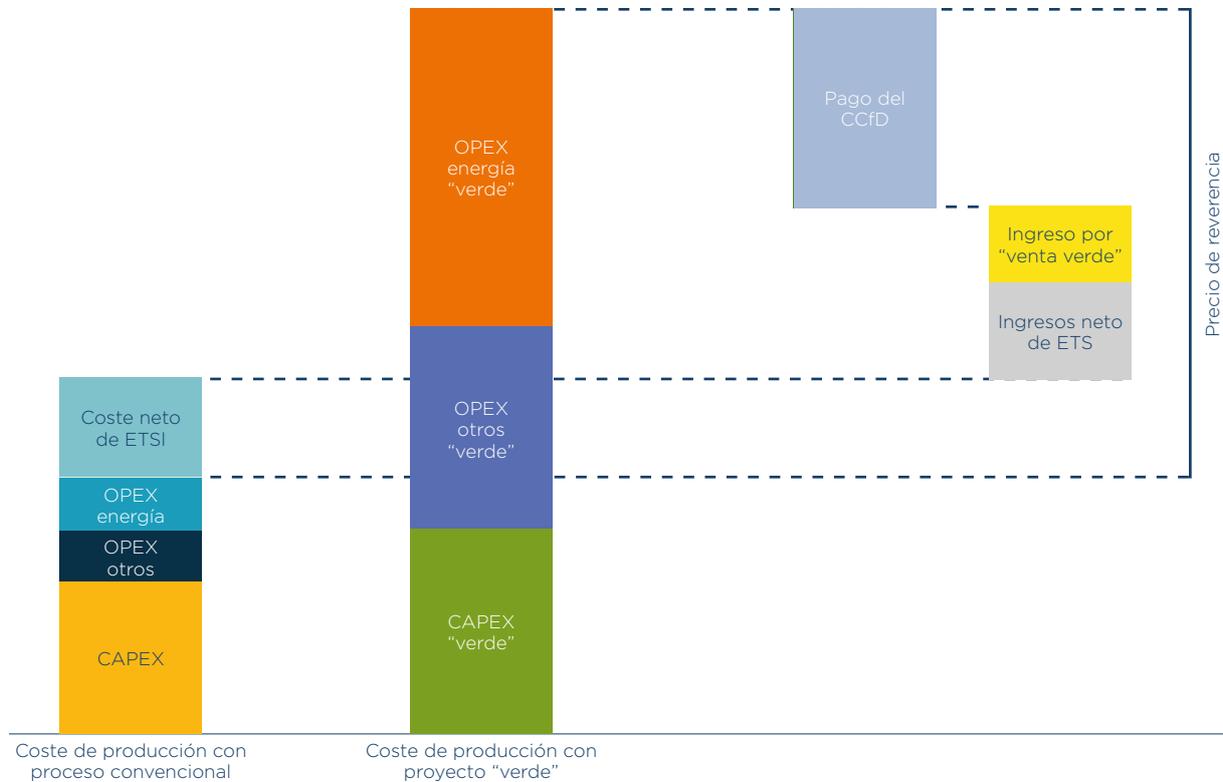
**La contratación pública verde**

En promedio, la compra pública representa un 11,5 % del PIB español, ligeramente inferior al promedio europeo (*OIReScon, 2022*). Así, una política de contratación pública que favorezca el uso de materiales y productos de emisiones neutras puede incentivar el crecimiento significativo de la demanda para estos productos. Durante las últimas décadas la Comisión desarrolló guías para establecer estándares para la contratación pública verde (*GGP: Green Public Procurement*) (*EC, 2016*). Sin embargo, su carácter es voluntario y menos del 5% de los concursos públicos con obligación de notificación a la Comisión aplicaron los criterios de GGP en la UE entre 2006 y 2017 (*Sapir et al., 2022*).

La implementación gradual de una obligación de GGP para concursos públicos se puede

**ILUSTRACIÓN 19**

Pago del CCfD bajo el diseño de “Klimaschutzverträge” en Alemania



realizar, por ejemplo, mediante la aplicación de factores de ajuste a la evaluación económica de las ofertas basados en las emisiones de ciclo de vida, como el practicado por las autoridades de los Países Bajos (EC, 2018), o precios sombra para las emisiones asociadas a cada propuesta como el aplicado por el Banco Europeo de Inversión (EIB, 2021).

El potencial de GPP para fomentar demanda y crear mercados se ha analizado en varios informes en el contexto europeo y también puede jugar un rol muy importante en países asiáticos con estrategias existentes de GPP como Corea del Sur o Japón (Chiappinelli et al., 2019; Hasanbeigi y Bhadbhade, 2023). La Comisión reconoce la importancia de la compra pública en la estrategia industrial “A Green Deal Industrial Plan for the Net-Zero Age” publicado en febrero 2023. La propuesta menciona el rol de la compra pública para la transición verde, pero se queda sin especificar si esto implica un empujón hacia criterios vinculantes.

**Transparencia para el consumo sostenible en toda la cadena de valor**

La disponibilidad de la información necesaria sobre la sostenibilidad del productos y servicios es clave para habilitar a los consumidores para tomar decisiones más sostenibles. Existe un amplio consenso sobre la importancia de la divulgación de información como legislación suave para incentivar cambios de comportamiento y decisiones de compra. En caso de la UE, las etiquetas energéticas bajo el marco del ecodiseño (Ecodesign) ha introducido un sistema muy claro de etiquetas en el rango de A-G para indicar la eficiencia energética de varios productos como electrodomésticos, vehículos, sistemas de calefacción o la construcción. El sistema ayuda a los consumidores a evaluar el beneficio de ahorros energéticos frente la inversión. Tal beneficio directo para el consumidor final no existe para la compra de productos que se reciclen mejor o estén hechos de materiales y procesos con

una menor huella de carbono. Así, toda la información que se debería incluir en el pasaporte digital de productos presentado por la Comisión en 2022 (*EU Digital Product Passport*) (COM(2022) 140 final), aparte de detalles sobre la reparación de los productos, no impactan en el uso de productos por el consumidor final.

Un marco estandarizado para la divulgación de información sobre productos intermedios y finales ayuda en primer lugar a la industria en la cadena de valor a mostrar la sostenibilidad de sus productos y mejorar la reutilización y el reciclaje de los productos fuera de uso. Bajo el reglamento del ecodiseño, la Comisión plantea la introducción progresiva del pasaporte digital para más de 13 grupos de productos a partir de 2027. Ya se presentaron propuestas para las baterías, la construcción y textiles. Sin embargo, la implementación práctica del pasaporte digital todavía está por definir. No queda claro el alcance (grupos de productos, tamaño de empresas, nivel de aplicación), la realización tecnológica (almacenamiento, portador y seguridad de datos), el tipo de datos que incluye y la gestión del sistema (BCG, 2023).

El pasaporte digital puede facilitar a la industria realizar la transición. En teoría, el concepto minimiza los gastos y el trabajo administrativo para obtener insumos sostenibles y muestra el contenido, diseño y la reciclabilidad de los productos. Puede ser pues un instrumento clave para facilitar la circularidad de los flujos de materiales en la UE. En la práctica, depende mucho de los detalles sobre el diseño final del instrumento y su implementación. Por ejemplo, no queda claro como los datos correspondientes se pueden almacenar dentro de productos en una manera que permita leerlo de forma rápida y automatizada para el reciclaje.

### Medidas para incentivar modelos de negocio verdes

El marco regulatorio del ecodiseño y la revisión de la normativa para los diferentes

grupos de productos abre la puerta para los mandatos y obligaciones que pueden impactar de forma significativa en la conducta comercial en varios sectores. En caso de la propuesta para condiciones armonizadas para la comercialización de productos de construcción, la Comisión promueve la introducción de los sistemas obligatorios de depósito y reembolso y la obligación de recuperar los productos no utilizados (COM(2022) 144 final). Además, la Comisión propuso la prohibición parcial de exportaciones de residuos que se prevé que entre en vigor a largo del año 2023.<sup>32</sup> En torno a la reutilización de materiales reciclables se debe mencionar la revisión del reglamento sobre los envases y residuos de envases presentado por la Comisión en Noviembre de 2022 (COM(2022) 677 final). La propuesta haría obligatorio el uso de material reciclado para nuevos productos de plásticos de uso único con diferentes metas para los varios grupos de envases por 2030 y 2040 y obligaría el diseño reciclable de todos los envases a partir de 2035.

La UE puede establecer mandatos similares que introduzcan metas para el uso circular de materias para más grupos de productos, creando así un marco regulatorio que aumentará el valor y uso de insumos reciclados. Sin embargo, los mandatos son un tipo de legislación ardua que cambia las reglas del mercado. Cuanto más alto sea el grado de complejidad de estas intervenciones, más difícil será un diseño óptimo del mercado que evite incentivos erróneos y “gaming” por deficiencias. Además, los mandatos no recaudan los fondos necesarios para invertir en procesos industriales que permitan la recuperación y la reutilización de materiales como insumos.

Una propuesta complementaria a las políticas existentes es la introducción de un cargo basado en el consumo final de materiales, independiente de su proceso de producción. Inicialmente se contempló que este sistema pudiera ser una alternativa al CBAM (*Neuhoff et al., 2019*). Este cargo, en combinación con

<sup>32</sup> El informe sobre la legislación a base de COM(2021) 709 final fue aprobado por el Parlamento el día 17 de enero 2023.



el EU ETS, no debería superar al valor de la asignación gratuita de permisos de emisión a la producción de materiales, para evitar el doble pago por emisiones. Debido al largo horizonte previsto para la eliminación gradual de la asignación gratuita bajo el EU ETS (hasta 2035), el cargo sobre el consumo final de materiales puede incentivar el uso más eficiente de materiales y recaudar fondos para financiar las inversiones necesarias para una industria circular (50,000 M€ con un precio de carbono de referencia de 75 €/tCO<sub>2</sub>). El efecto distributivo sería progresivo, por ejemplo, el aumento del coste en relación con el gasto es del 0,4% para los consumidores pobres y del 0,5% para los ricos en 2025 (EC, 2021b). La principal barrera a su implementación es el carácter tributario de esta medida, porque sería necesaria la unanimidad de los estados miembros para su aprobación.

### 3.2.3. Evitar la fuga de carbono y asegurar la competitividad industrial

El comercio de derechos de emisión en la UE (EU ETS) es uno de los pilares más importantes de la política comunitaria para lograr la neutralidad en emisiones en 2050. Sin embargo, a día de hoy, no se ha encontrado una solución adecuada para eliminar la asignación gratuita sin comprometer la competitividad de la industria europea en los mercados globales.

En la sección 3.1.1 se comenta la introducción del ajuste en la frontera (CBAM) a partir del año 2026 y se destaca que la propuesta acordada por el Consejo en diciembre 2022 principalmente cubre importaciones para materias primas como el cemento, aluminio, fertilizantes, electricidad, acero y hierro. Así pues, el CBAM no cubre exportaciones y solamente algunas partes de la cadena de valor. A continuación, se comentan los retos para diseñar un CBAM que pueda evitar la fuga de carbono de forma eficiente, y el Club del Clima como alternativa para una industria neutra en emisiones a nivel global.

#### Opciones para refinar el CBAM

El objetivo del CBAM es la materialización de un precio único para el CO<sub>2</sub> en la UE, que implique el fin de la asignación gratuita, es decir, la implementación de un EU ETS que trate todos los sectores en la misma manera. Esto permitiría un Mercado Único que asimilara por completo el precio de las emisiones de carbono para todos los bienes sujetos al EU ETS. Para alcanzar este objetivo el CBAM necesita cubrir un amplio rango de productos intermedios. Si solamente se incluyen las materias primas, el problema de la fuga de carbono se trasladaría a lo largo de la cadena de valor. Por ejemplo, un fabricante de máquinas agrícolas en la UE se vería tentado a optar por un proveedor no europeo para la compra de muelles si el precio de muelles europeos se dispara por el precio de CO<sub>2</sub> que se paga para el acero bajo el CBAM. Bajo el CBAM todos los productores domésticos de muelles pagarían el precio de CO<sub>2</sub> para el acero sin importar de dónde venga. En el otro extremo se

encuentra el importador de juguetes hechos de plásticos y metales. La huella de carbono varía por cada producto y su estimación prevé ser muy complicada, con un alto coste administrativo para el importador y la administración pública. Al mismo tiempo el coste de CO<sub>2</sub> para cada producto puede ser un valor marginal comparado con su precio de venta en el Mercado Único. Por lo tanto, el alcance óptimo para el CBAM se encuentra en el término medio y puede incluir opciones estandarizadas de costes por tonelada de producto para componentes pequeños. Sin embargo, el sistema tendrá que ajustarse a las diferentes estructuras de costes en cada cadena de valor para poder con los principios del carácter no discriminatorio del tratado de la Organización Mundial de Comercio (OMC).

El reembolso de los costes de CO<sub>2</sub> para las exportaciones complicaría el proceso administrativo del sistema aún más, pero se considera vital para muchas industrias orientadas a la exportación de productos. En el caso del productor doméstico de muelles mencionado arriba, el CBAM tendrá un impacto aún más disruptivo si una parte relevante de sus clientes está situada fuera del Mercado Único. El productor tendría que subir el precio de sus productos para todos sus clientes y perdería competitividad en los mercados no-europeos. Por lo tanto, se requiere algún instrumento de compensación de costes de CO<sub>2</sub> para evitar los impactos negativos sobre la industria europea si la UE se transforma más rápido que el resto del mundo.

### Club del Clima

La premisa del CBAM es un futuro desarrollo económico global donde la UE alcanza la transformación hacia una sociedad neutra en emisiones más rápido que sus principales socios comerciales. Pero si la mayoría de los principales socios comerciales de la UE implementa medidas que aseguran la transición hacia mercados verdes, la necesidad del CBAM para poner un fin a la asignación gratuita en la industria disminuiría. El productor europeo no estaría en riesgo de fuga de carbono si los productores no europeos también se enfrentan a costes elevados por la transición hacia la neutralidad en emisiones

La formación de un “Club del Clima” (*Climate Club*) por el G7 podría iniciar una fase de cooperación intergubernamental que haría innecesaria la ampliación de CBAM. La idea de esta iniciativa es la armonización y la coordinación de las políticas e iniciativas para acelerar la transformación de las economías de los países miembros. Según el mandato que fue acordado por los gobiernos de Alemania, Canadá, Estados Unidos, Francia, Italia, Japón, Reino Unido y la Unión Europea, se prevé establecer el Club del Clima para la Conferencia de las Partes (COP28) que se celebrará durante las primeras dos semanas de diciembre 2023 en Dubái (G7, 2022). Todos los países que se apuntan a esta iniciativa se deben comprometer a unos objetivos comunes con respecto al cambio climático y la transición hacia una economía neutra en emisiones. El principal enfoque de esta transición son los sectores industriales con una gran huella de carbono, pues son justamente las industrias con mayor dificultad de transformarse y con un riesgo elevado de fuga de carbono. Como tal, el Club del Clima no se compromete a sociedades neutras en emisiones en 2050 y abre la puerta para que países como India y China se sumen a esta iniciativa.

Todavía faltan detalles sobre los elementos y las herramientas del Club del Clima. Además, su éxito dependerá no solamente del compromiso inicial de sus miembros, sino también del compromiso duradero independientemente de los cambios en los gobiernos nacionales. Sin duda, el Club de Clima facilitaría la transición industrial en Europa y reduciría la necesidad de un complejo régimen regulatorio que establezca mercados europeos verdes que funcionen hasta un cierto grado de forma independiente del comercio global.

### 3.2.4. Una política industrial integral y justa

Desde los inicios de la industrialización hasta el día de hoy el sector industrial experimentó varias fases de crecimiento, reestructuración y declive. En el caso de España la estructura industrial cambió de forma fundamental por la apertura económica y la integración

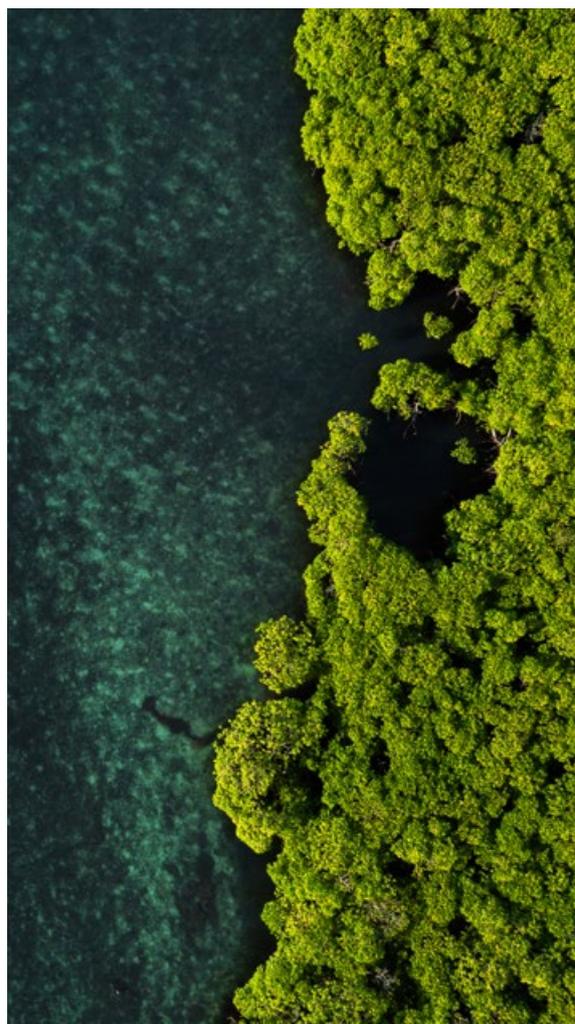
en el Mercado Único a partir de los años 90. Además, las regiones tradicionalmente productoras de carbón en España, Bélgica, Francia, el Reino Unido y Alemania siguen siendo impactadas por los grandes cambios estructurales en su economía. Tampoco se debe olvidar la transición del bloque oriental de Países Miembros como Polonia, Rumania y Hungría desde una economía planificada hacia mercados libres a partir del año 1990. Así pues, la economía europea se encuentra al inicio de otra fase de transición que cambiaría de forma profunda la estructura de la industria, con ciertas regiones beneficiándose, y otras con grandes retos para adaptar su estructura industrial.

En esta sección presentamos los principales puntos de una política integral y justa que reconozca las dinámicas de la transición y evite sostener de forma insostenible las estructuras industriales históricas. Se diferencia entre el rol de los ciudadanos como consumidores, trabajadores y vecinos, y el rol de políticas regionales, nacionales y europeas.

### **Los ciudadanos como consumidores, trabajadores y vecinos**

Los ciudadanos están en el centro de la transición hacia una economía neutra en emisiones. Sin embargo, si hablamos solamente sobre la transición industrial, los efectos sobre los consumidores serán marginales en comparación con todo lo demás.

En contraste, la huella de carbono de hogares por el consumo de bienes industriales es muy progresiva. El consumo en productos con un elevado contenido de materias primas como el acero, cemento, cerámica, vidrio y petroquímicos está vinculado a actividades como la construcción de nuevos edificios o la compra de coches y otros vehículos de transporte individual. Cuanto más voluminoso y grande el bien industrial, más elevados los costes vinculados a la prevención de emisiones en su proceso de producción. El efecto del precio de carbono sobre diferentes bienes industriales muestra esta correlación a nivel nacional y europeo (Linares y Collado, 2022). Además, el coste



adicional para el consumo final de materias primas de emisiones neto cero es casi marginal, de un 0,4 - 0,5 % para un precio al carbono de 75€/tCO<sub>2</sub> (EC, 2021b). El precio final de bienes industriales se deriva fundamentalmente del valor añadido creado en la cadena de valor y no tanto del coste de las materias primas.

El rol de la transición industrial para el ciudadano se puede caracterizar en primer lugar por el impacto en el empleo y en la comunidad en donde reside. La demanda para la fabricación de nuevas tecnologías como las baterías, electrolizadores, bombas de calor o tecnologías de captura implica el desarrollo de nuevas actividades industriales que requieren un conocimiento y formación distintos para la producción, por ejemplo, de las tecnologías de combustibles fósiles.

La Comisión reconoce esta necesidad de una formación de trabajadores adoptada a una industria neutra en emisiones en el plan industrial del pacto verde y la ley de industrias neutras en emisiones (sección 3.1.3).

La empleabilidad de ciudadanos no solamente depende de su formación sino también de la oferta de empleo en la comunidad y región donde reside. La decisión de localización del establecimiento de nuevos clústeres industriales para la fabricación de tecnologías neutras en emisiones no se realizaría necesariamente a partir de la presencia de industrias fósiles en declive. Además, la industria del uso intensivo de energía que se estableció históricamente en regiones con acceso preferente a la minería y extracción, como la industria siderúrgica en las regiones tradicionalmente productoras de carbón, puede favorecer inversiones en regiones con acceso al almacenamiento subterráneo de CO<sub>2</sub> o la energía renovable. Este efecto de atracción nombrado “*renewable pull*” (Samadi et al., 2021), puede mejorar la perspectiva económica en las regiones con una buena disponibilidad de energías renovables.

Sin embargo, la ampliación sistemática de la capacidad de la generación renovable tendrá múltiples efectos secundarios sobre las comunidades afectadas. Especialmente la instalación de plantas fotovoltaicas y los parques eólicos requieren mucho espacio y además implican la extensión de las redes eléctricas en muchos sitios. Estos proyectos de infraestructuras pueden desencadenar conflictos por intereses contrarios por parte del sector agrícola, otros comercios como el turismo, o las comunidades locales. Además, el consumo de agua en plantas de electrolisis para hidrógeno puede ser significativo en regiones que sufran de escasez hídrica. Así pues, la transición tiene un efecto local con implicaciones a nivel regional, nacional y europeo.

### **Políticas regionales, nacionales y europeas**

Uno de los principios fundacionales de la UE es el Mercado Único Comunitario que facilita la libre circulación de mercancías, capital, servicios y personas. La contrapartida

fundamental de este principio es la presión económica para el ciudadano europeo por abandonar su tierra cuando las dinámicas del Mercado Único resultan en un desplazamiento de actividades económicas a otras regiones a nivel nacional y europeo. Así pues, el rol de las políticas regionales, nacionales y europeas para una transición industrial que sea integral y justa se puede caracterizar por el balance entre la perspectiva del ciudadano europeo dentro de su comunidad local y el reforzamiento de un Mercado Único frente la transición industrial.

La distribución de los fondos en la UE refleja la importancia del desarrollo regional con aproximadamente un 75% del presupuesto inicial para el periodo de 2021 hasta 2027 dedicado al desarrollo regional, la agricultura y el cambio climático (EC, 2019). La distribución de los fondos de *NextGenerationEU* en respuesta a la pandemia de COVID-19 cambia este balance para el periodo presupuestario de 2021-2027. Sin embargo, para la estructura industrial en el Mercado Único será de gran importancia el origen y la dedicación de fondos para superar los retos de la transición industrial integral y justa.

Las últimas propuestas de la Comisión como el plan industrial del pacto verde y la ley de la industria neto cero (sección 3.1.3) proponen un mayor peso de la financiación nacional y regional para apoyar a la industria con uso intensivo de energía, y la ampliación de las capacidades de producción para las tecnologías neutras en emisiones. Se prevé reducir la rigidez de las ayudas estatales para ciertos instrumentos de apoyo a la inversión y financiación de la transformación industrial. De facto, estos cambios en el reglamento de ayudas estatales permitirán a ciertos Estados Miembros un tratamiento favorable de empresas a nivel nacional que no estará disponible en otros Estados Miembros con más limitaciones presupuestarias. No se debe fomentar la competencia entre Estados Miembros a expensas de la igualdad de condiciones y el “*fair play*” entre ellos en el Mercado Único.

En el caso de las industrias de materias primas con una gran huella de carbono como el acero, el cemento, la petroquímica,

otros metales y minerales no metálicos o para la captura de CO<sub>2</sub> el enfoque es en proyectos piloto a escala comercial. Por lo tanto, la financiación nacional se dirige a iniciativas que son hasta un cierto grado proyectos de innovación y desarrollo. Esta argumentación también aplica al programa de CCfDs presentado por el gobierno alemán o el programa SDE++ en los Países Bajos que requieren la aprobación de la Comisión según los regímenes aplicables a las ayudas estatales (secciones 3.1.2 y 3.2.1).

Un mayor peso de la financiación nacional en la transición puede acelerar el cambio tecnológico en la industria durante la próxima década, pero pone en riesgo la competencia en el Mercado Único y la prosperidad de sus ciudadanos en dos aspectos:

- La financiación nacional de los proyectos piloto en las industrias del uso intensivo de energía ya **permite a muchos países transformar ciertas industrias nacionales por completo**. En muchos países como España, Austria o los Países Bajos solamente opera, por ejemplo, una planta de producción primaria de acero. En caso del cemento, entre los siete países nórdicos de Escandinavia y del Báltico solamente existen 10 plantas.<sup>33</sup> Así pues, las ayudas estatales pueden incentivar la reinversión y la preservación de centros industriales existentes sin evaluar si esto es la solución óptima para una transición justa en la UE. Los estados ricos podrían financiar la transformación de sus industrias mientras que los estados con menos recursos se quedarían en riesgo de perder sus industrias y su competitividad.
- La dificultad de satisfacer la demanda energética con la capacidad de generación nacional en muchos Estados Miembros en combinación con **una transición industrial subsidiada por ayudas estatales aumentaría los costes macroeconómicos de la transición en las regiones que no cuentan con suficiente energía renovable**.

Diferentes Estados Miembros como Alemania ya reconocen en sus estrategias nacionales que la transición de la sociedad hacia la neutralidad en emisiones solamente será factible con importaciones de energía renovable. La operación comercial con energía renovable subsidiada por CfDs u otros instrumentos de financiación permitiría mantener centros industriales existentes con uso intensivo de energía a nivel nacional, pero a un coste más elevado de la energía renovable para los ciudadanos y otros consumidores industriales. En este contexto la importancia de plantas industriales singulares se muestra mejor con un ejemplo. En Alemania, la planta química más grande del país en Ludwigshafen ya consume 6 TWh o aproximadamente 1% de la demanda eléctrica del país. Sin embargo, el consumo del gas natural de esta planta fue de 37 TWh en 2021. Esto implica que la demanda eléctrica actual aumentaría entre un 5-10% a nivel nacional por transformar un único complejo industrial.

Con referencia al peso de las industrias del uso intensivo de energía y una gran huella de carbono sobre el PIB nacional (sección 1.2) cabe preguntarse si una política integral y justa a nivel europeo debería promover la preservación de estructuras industriales existentes o preparar a las regiones europeas y a los ciudadanos para una transición industrial dirigida a la promoción de una adaptación estructural hacia el establecimiento de industrias manufactureras con una menor intensidad energética, por ejemplo para la fabricación de ciertas tecnologías de emisiones neutras, en regiones con una escasez de energías renovables y mano de obra disponible. A la vez, las industrias energéticamente intensivas lograrían su menor coste de producción y mayor grado de competitividad en las regiones con el mejor acceso a estos recursos y un acceso favorable para el almacenamiento subterráneo de CO<sub>2</sub> capturado.

<sup>33</sup> Véase los bases de dato del Global Energy Monitor (<https://globalenergymonitor.org/projects/global-steel-plant-tracker/>) para el sector siderúrgico y la International Cement Review para las plantas de cemento ([www.cemnet.com](http://www.cemnet.com)).

## 4. Conclusiones

La industria se enfrenta a un largo camino hacia la neutralidad climática. La transición conlleva grandes retos tecnológicos, que varían según cada industria. Además, es clave entender que la disponibilidad tecnológica en sí misma puede no ser suficiente para descarbonizar las emisiones del sector en 2050.

La visión de una sociedad neutra en emisiones en España y la Unión Europea es un objetivo político que requiere ajustes estructurales en nuestro complejo industrial. Es crucial destacar que alcanzar este objetivo depende de un marco normativo y una política industrial que incentiven a las empresas del sector a invertir en procesos de bajas emisiones que puedan operar a escala comercial en los próximos años. **Un marco económico favorable para la transición implica no sólo modelos de negocio favorables para el cambio tecnológico en diversos sectores industriales; debe promover el uso sostenible de materiales en toda la cadena de valor y la circularidad de los materiales después de su vida útil.**

Este informe explora los principales retos para la transformación industrial con el objetivo de ofrecer una visión holística de los retos tecnológicos, económicos y políticos.

Es importante señalar la diferenciación fundamental entre las industrias intensivas en emisiones de la producción de materias primas y las industrias menos intensivas en energía. Las industrias intensivas en emisiones, como la producción de

acero, el cemento, la (petro)química y el procesamiento de otros metales y minerales, requieren soluciones específicas, tanto para las emisiones energéticas como para las emisiones de proceso.

En contraste, las empresas dedicadas a actividades menos intensivas en emisiones se enfrentan principalmente al desafío de descarbonizar su consumo energético en procesos térmicos a temperaturas inferiores a 200°C. Para estas industrias, las opciones estandarizadas como calderas y hornos basadas en fuentes de energía libres de emisiones, bombas de calor o la energía solar térmica pueden adaptarse a sus necesidades específicas. Así, la electrificación directa basada en fuentes renovables, la biomasa o el biogás, el hidrógeno neutro de emisiones o sus derivados, y cualquiera otra fuente de energía sostenible tendrá su rol importante en la transición.

**Una transición que brinda a cada industria y empresa la oportunidad de implementar y adoptar procesos industriales neutros en emisiones requiere un horizonte temporal prolongado, y exige una política industrial europea que acompañe e incentive la formación de un Mercado Único neutro en emisiones.** En lugar de enfocarse en políticas para cumplir con los objetivos de reducción de emisiones a corto plazo, el régimen legislativo debe promover un marco de condiciones que evite la deslocalización y la fuga de carbono, y apoye a las industrias en competir en la carrera tecnológica asociada con la transición a largo plazo. La coordinación entre las políticas industriales a nivel europeo y nacional es clave, pero debe resultar en un marco ágil e inteligente que vaya más allá de los planes y propuestas actuales.



## 5. Referencias

Agora Energiewende, Wuppertal Institute, 2021. Breakthrough Strategies for Climate-Neutral Industry in Europe.

Ayou, D., Corberán, J., Coronas, A., 2020. Current status and new developments on high temperature heat pumps. <https://doi.org/10.18462/IIR.ICR.2019.1843>

BASF, 2023. Working at full steam [WWW Document]. URL <https://www.basf.com/global/en/who-we-are/organization/locations/europe/german-sites/ludwigshafen/production/energy.html> (accessed 8.2.23).

Bates, R., Dölle, K., 2017. Syngas Use in Internal Combustion Engines - A Review. AIR 10, 1–8. <https://doi.org/10.9734/AIR/2017/32896>

BCG, 2023. The EU Digital Product Passport shapes the future of value chains: What it is and how to prepare now. World Business Council for Sustainable Development.

Bellotti, D., Rivarolo, M., Magistri, L., Massardo, A.F., 2017. Feasibility study of methanol production plant from hydrogen and captured carbon dioxide. Journal of CO2 Utilization 21, 132–138. <https://doi.org/10.1016/j.jcou.2017.07.001>

Besier, J., Marsidi, M., 2020. Decarbonisation options for the Dutch ceramic industry.

BMWK, 2023. Start of the carbon contracts for difference funding programme [WWW Document]. URL <https://www.bmwk.de/Redaktion/EN/Pressemitteilungen/2023/06/20230605-start-of-the-carbon-contracts-for-difference-funding-programme.html> (accessed 8.2.23).

BostonMetal, 2022. BostonMetal Factsheet.

Burgess, J., Baratti, G., 2022. Iberdrola starts first Spanish hydrogen plant at Puertollano. S&P Global.

Cao, Z., Myers, R.J., Lupton, R.C., Duan, H., Sacchi, R., Zhou, N., Reed Miller, T., Cullen, J.M., Ge, Q., Liu, G., 2020. The sponge effect and carbon emission mitigation

potentials of the global cement cycle. Nat Commun 11, 3777. <https://doi.org/10.1038/s41467-020-17583-w>

CEMBUREAU, 2021. Fact Sheet: The Story of Cement Manufacture.

CFMP, 2021. Unlocking the low-carbon transition of the basic materials sector. Climate Strategies. URL <https://climatestrategies.org/publication/unlocking-the-low-carbon-transition-of-the-basic-materials-sector/> (accessed 8.2.23).

Chiappinelli, O., Gerres, T., Neuhoff, K., Lettow, F., de Coninck, H., Felsmann, B., Joltreau, E., Khandekar, G., Linares, P., Richstein, J., 2021. A green COVID-19 recovery of the EU basic materials sector: identifying potentials, barriers and policy solutions. Climate Policy 21, 1328–1346.

Chiappinelli, O., Gruner, F., Weber, G., 2019. Green Public Procurement: Climate provisions in public tenders can help reduce German carbon emissions. DIW Weekly Report 9, 433–441.

CNMC, 2017. La CNMC informa sobre la propuesta de Orden del Ministerio de Energía que modifica la interrumpibilidad de la demanda eléctrica [WWW Document]. URL <https://www.cnmc.es/node/365622> (accessed 8.2.23).

Deloitte, 2022. Carbon Neutrality by 2060: White Paper on the Low-carbon Development of the Petrochemical Industry. Deloitte.

Draxler, M., Sormann, A., Kempken, T., Hauck, T., Pierret, J.-C., Borlee, J., Donato, A.D., Santis, M.D., Wang, C., 2021. Technology Assessment and Roadmapping. Green Steel for Europe Consortium.

EC, 2023a. What is the Innovation Fund? [WWW Document]. URL [https://climate.ec.europa.eu/eu-action/funding-climate-action/innovation-fund/what-innovation-fund\\_en](https://climate.ec.europa.eu/eu-action/funding-climate-action/innovation-fund/what-innovation-fund_en) (accessed 8.2.23).

EC, 2023b. DRAFT economic Terms and Conditions (T&C) of the 2023 Innovation Fund Pilot Auction for renewable hydrogen production.

EC, 2022. Press release: Commission welcomes political agreement on

REPowerEU under the Recovery and Resilience Facility.

**EC, 2021a.** Update of benchmark values for the years 2021 – 2025 of phase 4 of the EU ETS. European Commission Directorate-General for Climate Action.

**EC, 2021b.** Study on the possibility to set up a carbon border adjustment mechanism on selected sectors (No. TAXUD/2020/AO-14).

**EC, 2019.** The EU budget at a glance. European Commission.

**EC, 2018.** GGP In practice (Issue no. 83).

**EC, 2016.** Buying green! A handbook on green public procurement, 3rd ed. Publications Office of the European Union, Luxembourg.

**EERE, 2022.** Purchasing Energy-Efficient Large Commercial Boilers [WWW Document]. Energy.gov. URL <https://www.energy.gov/eere/femp/purchasing-energy-efficient-large-commercial-boilers> (accessed 3.24.23).

**EIB, 2021.** EIB Group Sustainability Report 2020. European Investment Bank.

**ELYSIS, 2020.** Carbon-free Aluminium: A new era for the aluminium industry [WWW Document]. ELYSIS. URL <https://www.elysis.com/en/elysis> (accessed 9.28.20).

**ENEL, 2022.** Enel and Ceramica Mediterranea work together for the decarbonization of the ceramics production process in Sardinia. URL <https://www.enel.com/media/explore/search-press-releases/press/2022/08/enel-and-ceramica-mediterranea-work-together-for-the-decarbonization-of-the-ceramics-production-process-in-sardinia> (accessed 3.24.23).

**European Council, 2022.** “Fit for 55”: Council and Parliament reach provisional deal on EU emissions trading system and the Social Climate Fund [WWW Document]. URL <https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2022/12/18/fit-for-55-council-and-parliament-reach-provisional-deal-on-eu-emissions-trading-system-and-the-social-climate-fund/> (accessed 8.2.23).

Furszyfer Del Rio, D.D., Sovacool, B.K., Foley, A.M., Griffiths, S., Bazilian, M., Kim, J., Rooney, D., 2022. Decarbonizing the ceramics industry: A systematic and critical review of policy options, developments and sociotechnical systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 157, 112081. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112081>

**G7, 2022.** Terms of Reference for the Climate Club.

**García-Quevedo, J., Jové-Llopis, E., 2021.** Environmental policies and energy efficiency investments. An industry-level analysis. *Energy Policy* 156, 112461. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2021.112461>

**Gerres, T., 2023.** The economics of fossil decarbonisation in industrial processes for a targeted policy design. *Papeles de Energía* 22.

**Gerres, T., 2022.** Understanding the implications of industrial decarbonisation. Comillas Pontifical University.

**Gerres, T., Linares, P., 2022.** Carbon Contracts for Differences (CCfDs) in a European context. *The Greens/EFA, Climate Strategies*.

**Glass Online, 2021.** Saint-Gobain invests 30 million GBP in UK glass supply.

**Glass Worldwide, 2022.** Pochet Group announces electrification of furnace 2024 | *Glass Worldwide Magazine*.

**Gobierno de España, 2023.** Proyectos estratégicos para la recuperación y transformación económica (PERTE) [WWW Document]. URL <https://planderecuperacion.gob.es/como-acceder-a-los-fondos/pertes> (accessed 8.2.23).

**Gómez-Calvet, R., 2022.** Intensidad energética de la economía española: pasado, presente y futuro. *Panorama Social* N.o 36.

**GR Japan, 2023.** Overview of Japan’s Green Transformation (GX).

**H2 Green Steel, 2022.** H2 Green Steel starts preparing Boden-site for construction. URL <https://www.h2greensteel.com/latestnews/h2-green-steel-starts-preparing-boden-site-for-construction> (accessed 3.24.23).

**Hasanbeigi, A., Bhadbhade, N., 2023.** Green Public Procurement of Steel in India,

Japan, and South Korea. Global Efficiency Intelligence.

**Hers, S., Afman, M., Cherif, S., Rooijers, F., 2015.** Potential for Power-to-Heat in the Netherlands. CE Delft.

**Höltzsch, R., 2022.** BASF: was die Gaskrise für den weltgrößten Chemiekonzern heisst. Neue Zürcher Zeitung.

**Hunt, K., 2023.** Mapping the cost of carbon capture and storage in Europe [WWW Document]. Clean Air Task Force. URL <https://www.catf.us/2023/02/mapping-cost-carbon-capture-storage-europe/> (accessed 5.8.23).

**Iberdrola, 2021.** Proyecto GREENH2KER: Aporte del hidrógeno verde en la descarbonización del sector cerámico e industrias similares.

**ICAP, 2023.** Allowance Price Explorer [WWW Document]. URL <https://icapcarbonaction.com/en/ets-prices> (accessed 8.2.23).

**ICCL, IDAE, 2022.** Guía de Energía Solar Térmica para Procesos Industriales (No. 033). Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE).

**IDAE, 2023.** Balance del Consumo de energía final [WWW Document]. URL <http://sieeweb.idae.es/consumofinal/bal.asp?txt=2019&tipbal=t> (accessed 2.23.21).

**IDAE, 2022.** Guía de Energía Solar Térmica para Procesos Industriales: Simulador de viabilidad.

**IEA, 2023.** Iron & Steel [WWW Document]. URL <https://www.iea.org/energy-system/industry/steel> (accessed 8.2.23).

**IEA, 2022.** Global Hydrogen Review: Assumptions annex.

**IEA, 2021.** Energy-related CO<sub>2</sub> emissions intensity for an indicative refined copper production project under different energy consumption scenarios - Charts - Data & Statistics [WWW Document]. URL <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/energy-related-co2-emissions-intensity-for-an-indicative-refined-copper-production-project-under-different-energy-consumption-scenarios> (accessed 8.2.23).

**IEA, 2020.** Outlook for biogas and biomethane: Prospects for organic growth.

**IEA, 2018.** The Future of Petrochemicals - Methodological Annex. International Energy Agency.

**ILF, AIT, 2017.** Long term (2050) projections of techno-economic performance of large-scale heating and cooling in the EU. European Commission - Joint Research Centre.

**INE, 2022.** Contabilidad Nacional Anual de España [WWW Document]. URL (accessed 6.2.23).

**Jakobs, R., Stadtländer, C., 2020.** Annex 48: Industrial Heat Pumps, Second Phase Final Report (No. HPT-AN48-1). IEA HPT.

**Jones, 2023.** The Carbon Capture Update: CCUS Projects Gain Momentum in the Cement Industry [WWW Document]. FactSet. URL <https://insight.factset.com/the-carbon-capture-update-ccus-projects-gain-momentum-in-the-cement-industry> (accessed 8.2.23).

**Kampman, B., Jaspers, D., Vendrik, J., 2020.** Kosteneffectieve alternatieven voor CCS. CE Delft.

**Kosmadakis, G., 2019.** Estimating the potential of industrial (high-temperature) heat pumps for exploiting waste heat in EU industries. Applied Thermal Engineering 12. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2019.04.082>

**Kröger, M., Neuhoff, K., Richstein, J., 2022.** Contracts for Difference Support the Expansion of Renewable Energy Sources while Reducing Electricity Price Risks. DIW Weekly Report. [https://doi.org/10.18723/DIW\\_DWR:2022-35-1](https://doi.org/10.18723/DIW_DWR:2022-35-1)

**Lavelaine, H., Maizières, A., 2019.** IDERWIN project: electrification of primary steel production for direct CO<sub>2</sub> emission avoidance. Presented at the METEC 2019.

**Linares, P., Collado, N., 2022.** El impacto del ajuste en frontera al carbono sobre la competitividad industrial. EsadeEcPol Insight #38 Junio 2022.

**LME, 2023.** LME Steel HRC NW Europe (Argus) [WWW Document]. London Metal Exchange. URL <https://www.lme.com/Metals/Ferrous/LME-Steel-HRC-NW-Europe-Argus> (accessed 8.2.23).

**Material Economics, 2021.** EU biomass use in a net-zero economy.

- McKinsey&Company, 2022. The Inflation Reduction Act: Here's what's in it.
- MINCOTUR, 2022. Informe Mensual de Comercio Exterior Diciembre de 2022.
- Moore, I., Lyons, S., Durusut, E., 2018. Industrial fuel switching market engagement study. UK Department for Business, Energy and Industrial Strategy (BEIS).
- Morris, G., 2022a. Verallia Cognac and Fives sign electric glass making agreement. Glass International.
- Morris, G., 2022b. German Glass Industry: Results of hydrogen in glassmaking are 'promising.' Glass International.
- Netherlands Enterprise Agency, 2021. SDE++ 2021 Stimulation of Sustainable Energy Production and Climate Transition.
- Neuhoff, K., Chiappinelli, O., Gerres, T., Haussner, M., Ismer, R., May, N., Pirlot, A., Richstein, J., 2019. Building blocks for a climate-neutral European industrial sector. Climate Strategies, London.
- Nichol, K., 2022. Pochet du Courval to debut electric furnace in 2024. Luxe Packaging Insight.
- Nicholas, S., Basirat, S., 2022. Solving Iron Ore Quality Issues for Low-Carbon Steel. IEEFA.
- OFICEMEN, 2017. Anuario del sector cementero español 2016.
- OIReScon, 2022. Informe Anual de Supervisión de la Contratación Pública. Oficina Independiente de Regulación y Supervisión de la Contratación.
- Panayiotou, G.P., Bianchi, G., Georgiou, G., Aresti, L., Argyrou, M., Agathokleous, R., Tsamos, K.M., Tassou, S.A., Florides, G., Kalogirou, S., Christodoulides, P., 2017. Preliminary assessment of waste heat potential in major European industries. Energy Procedia 123, 335–345. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.07.263>
- Pohjakallio, M., Vuorinen, T., Oasmaa, A., 2020. Chemical routes for recycling—dissolving, catalytic, and thermochemical technologies, in: Plastic Waste and Recycling. Elsevier, pp. 359–384. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-817880-5.00013-X>
- Samadi, S., Lechtenböhmer, S., Viebahn, P., Fischer, A., 2021. Conceptualisation of the potential renewables pull effect. SCI4climate.NRW.
- Sapir, A., Schraepen, T., Tagliapietra, S., 2022. Green Public Procurement: A Neglected Tool in the European Green Deal Toolbox? Intereconomics 2022, 175–178.
- Schorcht, F., Kourti, I., Scalet, B.M., Roudier, S., Delgado-Sancho, L., 2013. Best available techniques (BAT) reference document for the production of cement, lime and magnesium oxide: Industrial Emissions Directive 2010/75/EU (integrated pollution prevention and control). Publications Office of the European Union, JRC, Luxembourg.
- Schütze, F., Stede, J., 2021. The EU sustainable finance taxonomy and its contribution to climate neutrality. Journal of Sustainable Finance & Investment 1–33. <https://doi.org/10.1080/20430795.2021.2006129>
- Serna, S., Gerres, T., Cossent, R., 2022. Estrategias nacionales sobre el hidrógeno: elementos de diseño comunes y lecciones aprendidas. Papeles de Economía Española 174, 52–71.
- Solar Heat Europe (ESTIF), 2021. Solar Heat Markets in Europe.
- Sutherland, D.J., 2009. Cost-Effective Electric Boilers [WWW Document]. HPAC Engineering. URL <https://www.hpac.com/heating/article/20927525/costeffective-electric-boilers> (accessed 3.24.23).
- Szabó, L., Bartek-Lesi, M., Dézsi, B., Diallo, A., Mezősi, A., Wigand, F., Anatolitis, V., 2020. Auctions for the support of renewable energy: Lessons learnt from international experiences – Synthesis report of the AURES II case studies (No. Report D2.3). AURES II (AUctions for Renewable Energy Support II).
- The World Bank, 2021. World Bank Commodities Price Data (The Pink Sheet).
- UK BEIS, 2021. Consultation on a business model for low carbon hydrogen. UK Department for Business Energy and Industrial Strategy.
- Villareal, D., 2022. La inflación del automóvil y por qué los coches nuevos se

han convertido en un bien de lujo [WWW Document]. Diariomotor. URL <https://www.diariomotor.com/noticia/inflacion-automovil-precio-coches-nuevos-bien-de-lujo> (accessed 8.2.23).

**Wienerberger AG, 2022.** Press Release: Wienerberger launches first CO<sub>2</sub>-neutral brick production line.

**worldsteel, 2021.** World Steel in Figures.

**worldsteel, 2020.** Steel in automotive. worldsteel.org. URL <https://worldsteel.org/steel-topics/steel-markets/automotive/> (accessed 8.2.23).

**Zier, M., Stenzel, P., Kotzur, L., Stolten, D., 2021.** A review of decarbonization options for the glass industry. Energy Conversion and Management: X 10, 100083. <https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2021.100083>



**Edición**

Fundación Naturgy  
Avenida de América, 38  
28028 Madrid  
[www.fundacionnaturgy.org](http://www.fundacionnaturgy.org)

Depósito Legal: M-1794-2024

Impreso en España

**Autor**

IIT COMILLAS

**Diseño y maquetación**

Addicta Comunicación Corporativa

Reservados todos los derechos. Está prohibido, bajo las sanciones penales y el resarcimiento civil previstos en las leyes, reproducir, registrar o transmitir esta publicación, íntegra o parcialmente, por cualquier medio, sea mecánico, electrónico, magnético, electroóptico, por fotocopia o por cualquier otro, sin autorización por escrito de Fundación Naturgy.



Este libro se ha impreso utilizando papel libre de cloro de 300 gr. para la cubierta y de 150 gr. para el interior con certificación forestal PEFC de la Asociación Española para la Sostenibilidad Forestal.





**IIT**  
**INSTITUTO DE**  
**INVESTIGACIÓN**  
**TECNOLÓGICA**

Fundación  
**Naturgy**