

DOCUMENTO DE TRABAJO

El comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero

COMITÉ TÉCNICO CT-03

CONAMA2022



Edita: Fundación Conama

Año: 2022

Participantes del presente documento

Coordinador CT-03

José María Cascajo López. Colegio Oficial de Ingenieros Industriales de Andalucía Occidental

Relatores

Álvaro Molinos, Global Factor

Álvaro Pedreira Cabero, Asociación de Navieros Españoles

Cristina Riestra López, Confederación Española de Organizaciones Empresariales

Fernando Segarra Orero, AENOR

Iker Andia, Global Factor

Inés Peña Major, Oficina Española de Cambio Climático

Irene Vergara Cristóbal, Oficina Española de Cambio Climático

Iria Flavia, Global Factor

Isabel Molina Sanchís, Oficina Española de Cambio Climático

Lourdes Martín Mangas, SGS

Maruxa Heras, Global Factor

Rosa Bayo, Exolum

Rosa M^a Alonso López, Plataforma Tecnológica Española del CO2

Sergio Cuadrado Iglesias, OFICEMEN



Comité técnico CT-03

Alejandra Landeira. Naturgy

Ambros Arias. UGT

Antonio Callaba. Naturgy

Azahara Merino. CCOO

César Bermúdez. Tragsatec

Cristina Riestra. CEOE

Josep María. Tost

Javier Vallejo. Verico

Javier Criado. CEPSA

Jeannette Ferreira. ISM

Jesús Manuel Tagua. Material and Energy Recovery SL

Jorge Pina. Endesa.

Iker Larrea. Global Factor

Irene Vergara. OECC

Jaime Segarra. COIIM

Francisco Gil. COAG

Ignacio Sanza. Urbaser

Fernando Javier Arteche. ANAVAM

Licinio Alfaro. ITEC

Marta Seoane. Directora técnica. Fundación Conama.

Laura Ronquillo. Fundación Conama.

Lourdes Martín. SGS

David Fernández. Naturgy

David Zambrana. CIRCE

Eduardo Perero. Fundación Conama

Elisabet Clota. ARCA

Emilia Guillén. Junta de Andalucía

Fernando Segarra. AENOR

Manuel Riera. UGT

Marcelino Hidalgo. PreZero

Margarita de Gregorio. BIOPLAT

M^a Esther Valdivia. COIIAOC

Marta Vázquez. Endesa

Miguel García. CEPCO

Pablo Barrenechea. ECODE

Rafael Gómez. INERCO

Roberto García. Endesa

Pedro Alcázar. AEVERSUR

Rosa Bayo. EXOLUM

Rosa M^a Alonso. PTECO2

Sergio de la Cruz. Asociación Foro de Bosques y Cambio Climático

Sergio Cuadrado. OFICEMEN

Sofía Zerbarini. ECOACSA

Víctor Manuel Irigoyen. Fundación Conama

ÍNDICE

| | | |
|--------|--|----|
| 1. | El funcionamiento del régimen de comercio de derechos de emisión en el periodo 2021-2030 | 7 |
| 1.1. | Principales hitos del comienzo del periodo 2021-2030 | 7 |
| 1.1.1. | Las modificaciones del RCD para el periodo 2021-2030 | 7 |
| 1.1.2. | ¿Qué han supuesto estos cambios para las instalaciones elegibles? | 10 |
| 1.1.3. | Conclusión y perspectivas | 12 |
| 1.2. | Comportamiento del mercado en 2022. El impacto de la guerra de Ucrania en los mercados energéticos | 13 |
| 1.2.1. | La guerra en Ucrania: impacto en los mercados energéticos | 13 |
| 1.2.2. | EU ETS: comportamiento del mercado en 2022 | 14 |
| 1.3. | La verificación en 2021-2030 y los nuevos requisitos para la biomasa | 17 |
| 1.3.1. | La biomasa: novedades en el marco del RCDE | 19 |
| 1.3.2. | La metodología descrita en el Plan de Seguimiento aprobado en relación a los flujos de biomasa | 21 |
| 1.3.3. | Complejidad de la cadena de biomasa | 22 |
| 1.3.4. | El tipo de flujo fuente de biomasa y si existen flujos mezclados | 23 |
| 1.3.5. | Muestreo y análisis de los flujos de biomasa | 23 |
| 1.3.6. | El uso de residuos | 25 |
| 1.3.7. | Otras consideraciones | 25 |
| 1.3.8. | Implicaciones de estas novedades para las instalaciones | 26 |
| 2. | Objetivo 55: rediseñando el plan de la UE para la descarbonización | 27 |
| 2.1. | El paquete “Fit for 55” y el comercio de derechos de emisión de la UE | 27 |
| 2.2. | El reto de las empresas ante las próximas modificaciones del esquema ETS | 31 |
| 2.3. | Inclusión del sector del transporte marítimo en el EU ETS | 35 |
| 2.3.1. | Rediseñando el EU ETS: un difícil equilibrio entre ambición climática y seguridad energética | 35 |
| 2.3.2. | El sector marítimo en cifras – Contexto internacional | 36 |
| 2.3.3. | Reglamento MRV 2015/757: seguimiento de las emisiones en el sector marítimo | 38 |
| 2.3.4. | Inclusión del sector del transporte marítimo en el EU ETS: propuesta de la Comisión Europea | 40 |

| | | |
|--------|--|----|
| 2.3.5. | Inclusión del sector del transporte marítimo en el EU ETS: propuestas del Parlamento y del Consejo Europeo | 41 |
| 3. | Implicaciones tecnológicas y sectoriales | 44 |
| 3.1. | La contribución a la sostenibilidad de las tecnologías de captura, transporte, almacenamiento, usos y transformación del CO ₂ | 44 |
| 3.1.1. | El aumento constatable de las tecnologías CAUC a nivel mundial..... | 44 |
| 3.1.2. | Europa aboga por el desarrollo de las tecnologías CAUC por su contribución a la sostenibilidad | 45 |
| 3.1.3. | La apuesta de la industria española por la implementación de las tecnologías CAUC..... | 48 |
| 3.2. | El reto de reducir las emisiones de GEI en el transporte marítimo | 49 |
| 3.2.1. | Hoja de ruta de la OMI hacia la descarbonización del transporte marítimo..... | 51 |
| 3.2.2. | Regulación internacional de las emisiones de GEI del transporte marítimo..... | 51 |
| 3.2.3. | El paquete Fit for 55 de la UE..... | 53 |
| 3.2.4. | Reglamento Fuel EU Marítimo..... | 54 |
| 3.2.5. | Régimen Europeo de Comercio de emisiones (EU ETS)..... | 56 |
| 3.2.6. | Directiva sobre imposición de los productos energéticos y de la electricidad | 57 |
| 3.2.7. | Soluciones técnicas para la descarbonización | 58 |
| 3.2.8. | Conclusiones | 63 |
| 3.3. | Exolum, estrategia empresarial para la diversificación y el desarrollo de nuevas energías sostenibles | 64 |



1. EL FUNCIONAMIENTO DEL RÉGIMEN DE COMERCIO DE DERECHOS DE EMISIÓN EN EL PERIODO 2021-2030

1.1. Principales hitos del comienzo del periodo 2021-2030

Isabel Molina Sanchís, Irene Vergara Cristóbal
Oficina Española de Cambio Climático

1.1.1. Las modificaciones del RCD para el periodo 2021-2030

En el contexto de un incremento de la ambición climática y del comienzo de una fase nueva del RCDE UE, se han revisado las reglas de detalle para lograr un sistema más eficiente y efectivo en base a la modificación de la Directiva del Régimen Europeo de Comercio de Derechos de Emisión que se publicó en marzo de 2018 (Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de octubre de 2003, por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Comunidad y por la que se modifica la Directiva 96/61/CE del Consejo). Precediendo el comienzo de la cuarta fase del RCDE UE, que se desarrolla entre los años 2021 y 2030, se ha realizado una enorme labor de desarrollo legislativo y de documentos de apoyo para implementar los principales cambios de cara a este nuevo periodo, entre los que cabe destacar:

- **El aumento de la tasa anual de reducción:** se disminuye el número total de derechos de emisión que se expiden anualmente aplicándose una tasa de reducción del 2,2% a partir de 2021, comparada con el 1,74% de la fase 3. Así mismo, la subasta seguirá siendo el método principal de asignación de los derechos.
- **El refuerzo sustancial de la Reserva de Estabilidad del Mercado (MSR)** como el mecanismo establecido por la UE para reducir el excedente de los derechos de emisión en el mercado de carbono y para mejorar la capacidad de recuperación del RCDE de la UE ante futuros choques.
- El establecimiento de medidas para abordar el **riesgo de fuga de carbono**, para ello, los sectores con un riesgo significativo de reubicación de su producción fuera de la UE a consecuencia del Régimen Europeo de Comercio de Emisiones recibirán el 100% de su asignación de derechos de emisión de forma gratuita. En 2019 se publicó una nueva lista de sectores en riesgo significativo de fuga de carbono para toda la Fase 4.

Adicionalmente, se mantiene la posibilidad de establecer medidas para compensar los costes indirectos a través de subvenciones, en un régimen que mejora la transparencia respecto del anterior.

Asimismo, para sectores con riesgo de fuga de carbono no significativo, la asignación gratuita se fija hasta 2026 en un 30% de lo que corresponde en aplicación de los valores de referencia o “benchmarks”. Posteriormente se eliminará de forma gradual hasta llegar a cero en 2030.

- El establecimiento de un **Fondo para financiar la innovación baja en carbono y otro para modernizar el sector energético**: Se establecen varios mecanismos de financiación hipocarbónica para ayudar a los sectores industriales de uso intensivo de energía y al sector energético a enfrentar los desafíos de innovación e inversión hacia una transición a una economía baja en carbono. Estos incluyen dos nuevos fondos:
 - El **Fondo de Innovación** que apoya el desarrollo piloto de tecnologías innovadoras y la innovación en la industria. La cantidad de financiación disponible corresponderá al valor de mercado de al menos 450 millones de derechos de emisión. Se amplía el alcance de los proyectos elegibles en el marco del Fondo, incluyendo proyectos de energías renovables, tecnologías bajas en carbono, sustitución de productos, tecnologías para la captura, almacenamiento y utilización de carbono, almacenamiento de energía, etc.
 - El **Fondo de Modernización** apoya las inversiones en la modernización del sector eléctrico y los sistemas energéticos más amplios, impulsando la eficiencia energética y facilitando una transición justa en las regiones dependientes del carbón en diez Estados miembros de bajos ingresos.
- El establecimiento del **régimen de exclusión de instalaciones consideradas pequeños y muy pequeños emisores del RCDE**: Los Estados miembros pueden excluir del régimen a aquellas instalaciones que hayan notificado emisiones inferiores a 25.000 toneladas equivalentes de dióxido de carbono (excluidas las emisiones de la biomasa) y que estén sujetas a medidas que supongan una contribución equivalente a la reducción de emisiones. Así mismo, se establece una nueva opción en la que los Estados Miembros pueden excluir del régimen a aquellas instalaciones que emiten menos de 2.500 toneladas equivalentes de dióxido de carbono (también excluidas las emisiones de la biomasa).
- El establecimiento de **nuevas reglas armonizadas para la Asignación Gratuita de Derechos de Emisión**. Dicha asignación se basa en los niveles de actividad por instalación, y en base a los valores de los parámetros de referencia (“Benchmarks”) para cada sector y subsector afectado, calculados para la nueva Fase.

La lista de instalaciones cubiertas por la Directiva y elegibles para asignación gratuita se actualizará cada 5 años, es decir, para los periodos 2021-2025 y 2026-2030.

Las reglas armonizadas para determinar la asignación gratuita establecen que el primer paso es dividir la instalación en subinstalaciones. Una vez dividida la instalación deberán conocerse los niveles de actividad históricos de cada subinstalación para el cálculo de la asignación preliminar y, posteriormente, de la asignación final.

La determinación de la asignación gratuita preliminar resulta de sumar la asignación preliminar determinada para cada una de las subinstalaciones que forman parte de la instalación. Y la asignación preliminar de cada subinstalación se calcula:

$$\text{Asignación preliminar de una subinstalación} = HAL \cdot BM \cdot CLEF$$

Donde:

- HAL es el nivel histórico de actividad para cada subinstalación.
- BM es el valor de referencia aplicable a cada subinstalación. Se determina en el Reglamento de ejecución (UE) 2021/447, para el periodo 2021-2025.
- CLEF es el factor de exposición de fuga de carbono (Carbon Leakage Emission Factor) que refleja el estatus de fuga de carbono de cada subinstalación:
 - El CLEF es igual a 1 para las subinstalaciones que realizan actividades expuestas a riesgos de fuga de carbono.
 - Se aplican los valores anuales de CLEF establecidos en el anexo V de las FAR (Reglamento delegado (UE) 2019/331) para el resto (actividades no expuestas a riesgo de fuga de carbono).

Una vez calculada la asignación preliminar, se le aplican los siguientes factores:

- A los generadores de electricidad, se aplica el factor de reducción lineal (FRL) que actualmente para la Fase IV es del 2,2% anual.
- El factor de corrección intersectorial (FCI) se emplea para garantizar que no se supere la cantidad máxima anual de derechos de emisión que se pueden asignar de manera gratuita y respetar el porcentaje de subasta. Solo se aplica en caso necesario y se trata de un factor que establece la Comisión Europea para reducir de manera uniforme el número de derechos de emisión gratuitos para todas las instalaciones.
- El establecimiento de **nuevas reglas armonizadas para el ajuste de la Asignación Gratuita de Derechos de Emisión** de instalaciones individuales para reflejar sus aumentos y disminuciones relevantes en la producción. A través del Reglamento de Ejecución (UE) 2019/1842 de la Comisión de 31 de octubre de 2019 por el que se establecen disposiciones de aplicación de la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo respecto de las disposiciones adicionales de ajuste de la asignación gratuita de derechos de emisión debido a modificaciones del nivel de actividad, se estableció el umbral para los ajustes en el 15% y este se evalúa sobre la base de un promedio móvil de dos años. Subsecuentemente, si se produce una variación posterior del nivel de actividad dentro del mismo intervalo del 5 %, por encima del 15 %, la asignación debe seguir siendo la misma.

Si una variación posterior supera el intervalo del 5 % del ajuste anterior (por ejemplo, 20-25 %, 25-30 %, etc.), el ajuste en este caso también debe consistir en el cambio porcentual exacto del nivel medio de actividad.

1.1.2. ¿Qué han supuesto estos cambios para las instalaciones elegibles?

En 2019 se inició el proceso por el que las instalaciones que forman parte del RCDE UE y son elegibles para recibir asignación gratuita, solicitaban dicha asignación. Este proceso ha durado más de dos años completos. El paso inicial fue la entrega por parte de las instalaciones de un Informe sobre los Datos de Referencia (IDR) que incluía los datos necesarios para el cálculo de la asignación gratuita del periodo de referencia 2014-2018. Estos datos corresponden con los niveles de actividad de cada una de las subinstalaciones en las que se divide la instalación, así como información sobre otros parámetros como atribución de emisiones a las subinstalaciones, consumo energético, conexiones técnicas entre instalaciones, etc.

Este Informe sobre los Datos de Referencia debía ser verificado por un verificador acreditado y además acompañarse de un Plan Metodológico de Seguimiento que es la base metodológica para realizar el seguimiento de los niveles de actividad de cada instalación.

La documentación entregada por las instalaciones ha sufrido un proceso de análisis y requerimiento de subsanación por parte de la Oficina Española de Cambio Climático. Así el 30 de septiembre de 2019, esta Oficina remitió el listado de las instalaciones con los datos para el cálculo de su asignación gratuita a la Comisión Europea, tal y como se establece reglamentariamente. Con este hito, comenzó el proceso de análisis de la Comisión Europea de todos los datos.

Una vez la Comisión Europea consideró que el listado de instalaciones y sus datos eran correctos, realizó el cálculo de los parámetros de referencia para determinar la Asignación Gratuita de cada instalación, publicándolos en el Reglamento de Ejecución (UE) 2021/447 de la Comisión de 12 de marzo de 2021 por el que se determinan los valores revisados de los parámetros de referencia para la asignación gratuita de derechos de emisión en el período comprendido entre 2021 y 2025 con arreglo al artículo 10 bis, apartado 2, de la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo.

Tras ello, y con los parámetros de referencia definitivos, la OECC calculó la asignación gratuita final y comenzó el trámite de información pública con el listado de las instalaciones y su correspondiente asignación gratuita.

Tras dicho periodo, y analizadas las alegaciones recibidas, y tras determinar por parte de la Comisión que el Factor de Corrección Intersectorial sería 1, se aprobó la asignación gratuita final para las instalaciones para el periodo 2021-2025 en el Acuerdo de Consejo de Ministros de 13 de julio de 2021.

El acuerdo de Consejo de Ministros incluye 734 instalaciones fijas de todos los sectores industriales. La asignación gratuita de derechos de emisión a estas instalaciones se incluye en los dos Anexos del documento y asciende a 47,6 millones de derechos de emisión como promedio anual durante el periodo 2021-2025.

- El Anexo I incluye las asignaciones finales para las instalaciones incluidas en el régimen de comercio de derechos de emisión que han solicitado asignación de derechos de emisión para el periodo 2021-2025
- El Anexo II incluye las asignaciones finales previstas para las instalaciones excluidas de acuerdo con la disposición adicional cuarta de la Ley 1/2005, de 9 de marzo, que han solicitado asignación de derechos de emisión para el periodo 2021-2025, en caso de reintroducción al régimen de comercio de derechos de emisión

Otro de los hitos principales que ha tenido lugar al comienzo de este periodo es la aprobación de los Planes Metodológicos de Seguimiento de las instalaciones que reciben asignación gratuita. Este documento es clave a la hora de establecer las metodologías del seguimiento de los niveles de actividad que son la base para determinar la asignación gratuita. Así, desde que se recibieron las primeras versiones de dichos planes, estos han sufrido un proceso de análisis exhaustivo y requerimientos de subsanación, que ha culminado con su aprobación. Esta condición de aprobados es obligada para todas las instalaciones que quieran recibir su asignación gratuita. Estos planes son documentos vivos que requieren revisión constante y mejora continua, por ese motivo, las instalaciones remiten modificaciones de los mismos para la evaluación por parte de la OECC y su posible aprobación.

Tras la aprobación de la asignación gratuita final y los planes metodológicos de seguimiento de las instalaciones, el otro gran hito del comienzo de la Fase 4 son los ajustes de la asignación gratuita que se deben evaluar anualmente. Las reglas para los ajustes en la asignación gratuita de las instalaciones son comunes para toda la UE y se establecen en el Reglamento de ejecución (UE) 2019/1842, donde se determina que se ajustará la asignación de una subinstalación dada si se cumplen las siguientes condiciones:

1. La variación del nivel medio de actividad de la subinstalación es superior al 15% con respecto al nivel histórico de actividad de cualquier subinstalación.
2. La variación supera los 100 derechos de emisión en términos absolutos.

Además, el artículo 6 de dicho reglamento recoge otros parámetros que se tendrán en cuenta por parte de las autoridades competentes a la hora de ajustar la asignación gratuita.

Tras el primer ajuste, se podrán aplicar ajustes los años sucesivos cuando la variación supere el intervalo del 5% más próximo, por encima de la variación del 15% que causó el ajuste anterior de la asignación gratuita a una subinstalación.

A nivel nacional la norma para regular el procedimiento de ajuste es el Real Decreto 1089/2020, de 9 de diciembre, por el que se desarrollan aspectos relativos al ajuste de la asignación gratuita de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en el periodo 2021-2030. Este real decreto establece que, antes del 28 de febrero de cada año, cada instalación que recibe asignación gratuita debe presentar un Informe sobre el Nivel de Actividad (INA) con los datos de su actividad a nivel de subinstalación del año anterior, salvo para el año 2021, año en el que se reportaron los datos de 2019 y 2020. Los datos reportados en ese informe sirven para evaluar si la asignación gratuita de dicha instalación debe ajustarse al alza o a la baja. Este informe debe ser verificado por un tercero independiente, y debe cumplir con la metodología establecida en el Plan Metodológico de Seguimiento aprobado.

Con estas nuevas reglas, se garantiza una asignación gratuita a lo largo del periodo mucho más dinámica y acorde con la situación real de la instalación. En particular, respecto a la asignación gratuita del año 2021, primer año de la Fase 4, se han tramitado ajustes en la asignación de 284 instalaciones, lo que supone el 55% de las instalaciones con asignación gratuita de derechos de emisión aprobada. Estos cambios implican una reducción neta de la asignación en el año 2021 de 1,8 millones de derechos.

1.1.3. Conclusión y perspectivas

Todos estos elementos hacen de esta nueva fase del RCDE UE más robusta, eficiente en cuanto a la consecución de los objetivos ambientales a la vez que se ajusta a la realidad de cada instalación en un marco que a nivel de la Unión explora un aumento de la ambición climática.

Sin embargo, en el contexto del Pacto Verde Europeo, la UE se ha fijado el objetivo vinculante de lograr la neutralidad climática de aquí a 2050. A tal fin, a lo largo de las próximas décadas habrá que reducir sustancialmente los niveles actuales de emisiones de gases de efecto invernadero. Como paso intermedio hacia la neutralidad climática, la UE ha elevado su ambición en materia de clima para 2030 y se ha comprometido a reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero en al menos un 55 % en 2030 con respecto a 1990. Para ello, la UE está revisando su legislación en materia de clima, incluyendo el RCDE UE, aumentando su objetivo de reducción, que debería pasar del vigente 43% a un 61% en 2030 respecto a los valores de 2005, lo que conllevará nuevos cambios en el comercio de derechos de emisión de la UE.

1.2. Comportamiento del mercado en 2022. El impacto de la guerra de Ucrania en los mercados energéticos

Iker Andia, Iker Larrea, Iria Flavia y Álvaro Molinos
Global Factor

1.2.1. La guerra en Ucrania: impacto en los mercados energéticos

El estallido de la guerra en Ucrania ha contaminado el debate en torno a los objetivos climáticos, poniendo en evidencia la fuerte dependencia energética de la Unión Europea. La alta dependencia del gas ruso ha llevado el precio de la energía a niveles nunca antes vistos, incluso en España, donde la dependencia del gas ruso es inferior a otros países de nuestro entorno.

La causa de este fuerte impacto del conflicto en el precio del gas se debe a que Rusia es uno de los principales países exportadores de gas natural, en concreto, el 41% del gas natural que necesita la Unión Europea procede de Rusia.

El gráfico 1 presenta la evolución de los precios del gas y la electricidad. En él se aprecian claramente las consecuencias directas que tuvo en los precios el estallido del conflicto el pasado 20 de febrero. Igualmente, se aprecia el efecto estabilizador que tuvo la entrada en vigor de la excepción ibérica el 15 de junio.

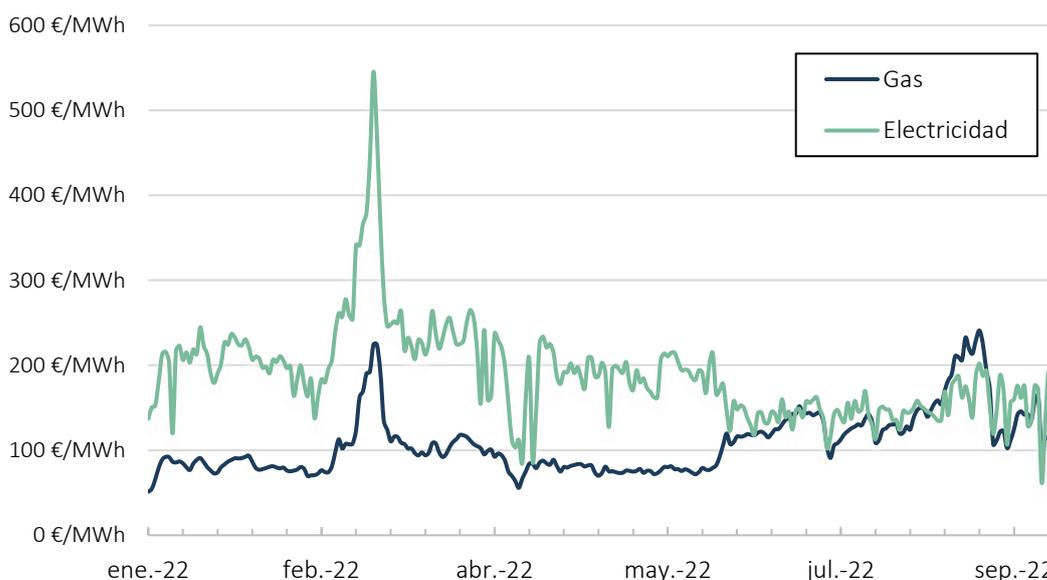


Figura 1. Evolución del precio del gas y la electricidad en 2022 (Precio medio ponderado diario).

Fuente: MIBGAS y OMIE.

La escalada de los precios del gas ha devuelto momentáneamente la rentabilidad a la producción eléctrica en las centrales térmicas de carbón, abocadas al cierre en los próximos años debido a los altos precios del CO₂ y del carbón, siendo en ciertos periodos más barata la producción eléctrica a partir de carbón que empleando gas natural.

Uno de los sectores especialmente afectados por los altos precios del gas ha sido el sector de la cogeneración, estas industrias han visto reducida su competitividad, lo que ha empujado a más de la mitad de las aproximadamente 600 que hay en España a parar su producción, reduciendo así la demanda industrial de este combustible. No obstante, el pasado 20 de septiembre el Consejo de Ministros aprobó el Real Decreto Ley 17/2022, por el que se autoriza a las cogeneraciones a acogerse temporalmente al mecanismo de excepción ibérica.

Esta medida les permitirá renunciar temporalmente al régimen retributivo especial de la cogeneración y acogerse al tope establecido al precio del gas empleado para la producción de electricidad, la denominada excepción ibérica. Este anuncio ha supuesto un balón de oxígeno para industrias como la textil, la cerámica, la papelera, los fertilizantes o la química, fuertemente afectadas por la subida del gas.

El Consejo de Ministros también ha aprobado en el mismo Real Decreto la reducción del IVA del gas natural del 21 al 5%. Esta medida también afecta a la compra de pellets, briquetas y leña (biomasa).

Paralelamente, también se está negociando a nivel europeo para dar una respuesta conjunta a la crisis energética. El pasado 9 de septiembre se llevó a cabo una reunión de los ministros de energía de la UE en la que se debatieron, entre otras cuestiones, la fijación de precios máximos a las tecnologías de producción de electricidad a bajo coste, la implantación de medidas de reducción de la demanda y establecer precios máximos para el gas natural. No se alcanzó un consenso durante esta reunión, se esperan avances en la próxima cumbre europea del 30 de septiembre. Una de las medidas pendiente de debate es la extensión de la excepción ibérica a todos los países de la Unión Europea.

1.2.2. EU ETS: comportamiento del mercado en 2022

El EUA alcanzó su máxima histórica en 99,22 €/t el pasado 19 de agosto, empujado por las compras de *utilities* y actividades de índole especulativa. A final de mes, el EUA retrocedió por debajo de 80 €/t tras las peticiones de intervención de mercado y la perspectiva de la vuelta de las subastas al 100% en septiembre. No obstante, en agosto el EUA promedio los 87,74 €/t.

Se han filtrado varias propuestas sobre la fijación de precios máximos al EUA, como la realizada por Polonia, que propone un precio fijo de 30 €/t, o la propuesta por España, en la que se plantea el desarrollo de un mecanismo similar a la excepción ibérica al gas para el CO₂. La filtración de estas propuestas ha contribuido a la “estabilización” del EUA en septiembre en torno a los 70 €/t. Si bien la

propuesta más realista se centra en la venta extraordinaria de EUAs procedentes de la Reserva de Estabilidad del Mercado (MSR), en línea con lo planteado en marzo en el marco del plan REPowerEU.

Actualmente, predecir la evolución del precio del EUA es una tarea compleja debido a las señales mixtas que muestra el mercado. Por un lado, la destrucción de la demanda industrial de gas natural, la incertidumbre regulatoria y la inestabilidad económica invitan a una bajada de precios. Sin embargo, la baja producción hidroeléctrica causada por la sequía, así como la reducción de la producción de energía nuclear y el aumento de la generación con carbón, empujan a una subida.

El gráfico 2 presenta la volátil evolución del precio del EUA.

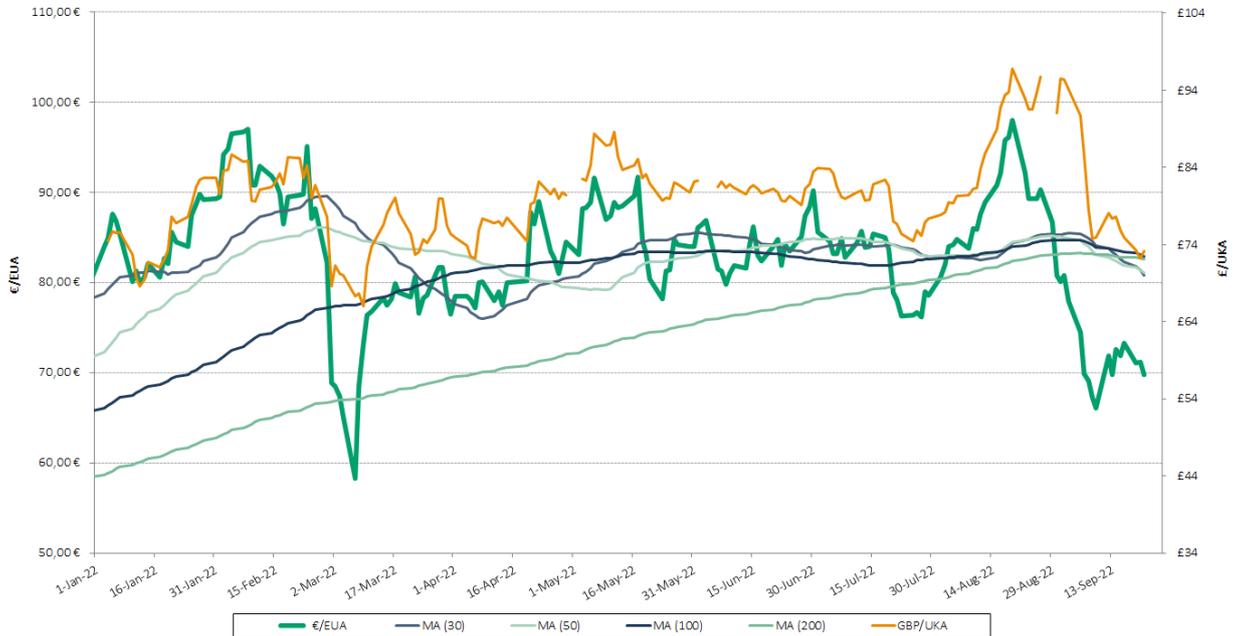


Figura 2. Evolución del EUA en 2022.

Fuente: Refinitiv

En este contexto, los analistas prevén volatilidad de precios debido a los numerosos factores impredecibles. La mayoría apuesta por un rango lateral de cotización para lo que queda de año. La reforma del EU ETS, los elevados precios energéticos y los factores macroeconómicos serán claves en la formación del precio. En cualquier caso, la apuesta de las instituciones por la descarbonización en el contexto de crisis energética invita a pensar en un escenario de precios altos para el carbono.

En la siguiente tabla se muestran las diferentes previsiones de precio para el EUA realizadas por los analistas, pudiéndose apreciar la expectativa de un incremento de precios a futuro.

Cuadro 1 Previsiones de precio para el EUA (2022-2030).
Fuente: Carbon

| Price Forecast (18/07/2022) | | | | | | | | | |
|----------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Analyst | Q3 2022 | H2 2022 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2030 | Phase IV |
| BloombergNEF | 84,00 € | 84,00 € | 83,74 € | 90,00 € | 94,00 € | 94,00 € | 112,00 € | 136,00 € | 103,00 € |
| ClearBlue Mkts | 84,65 € | 85,54 € | 84,51 € | 90,77 € | 102,43 € | 112,06 € | 122,17 € | 122,85 € | 108,78 € |
| Energy Aspects | 90,00 € | 93,00 € | 88,24 € | 103,00 € | 120,00 € | 124,00 € | 126,00 € | 151,00 € | 121,00 € |
| Lawson Steele (former Berenberg) | N/A | 125,00 € | 104,24 € | 139,00 € | 114,00 € | 140,00 € | 145,00 € | 150,00 € | 144,00 € |
| Macquarie | 80,00 € | 80,00 € | 81,74 € | 90,00 € | 90,00 € | 95,00 € | 110,00 € | 128,00 € | 101,00 € |
| Morgan Stanley | 80,00 € | 80,00 € | 81,74 € | 100,00 € | 110,00 € | 120,00 € | 130,00 € | 140,00 € | 115,00 € |
| Refinitiv | 80,00 € | 80,00 € | 81,74 € | 80,00 € | 81,00 € | 83,00 € | 90,00 € | 131,00 € | 97,00 € |
| S&P Global | N/A | 82,00 € | 82,74 € | 87,00 € | 95,00 € | 100,00 € | N/A | 128,00 € | 100,00 € |
| Volue Insight | 82,00 € | 78,00 € | 80,74 € | 65,00 € | 60,00 € | N/A | N/A | N/A | N/A |
| Average (11 analysts) | 83,60 € | 83,45 € | 85,35 € | 93,00 € | 100,05 € | 103,35 € | 117,30 € | 134,45 € | 105,55 € |
| High - Low Range | 10,00 € | 47,00 € | 23,50 € | 74,00 € | 60,00 € | 57,00 € | 55,00 € | 28,15 € | 47,00 € |
| Last poll (10 analysts) | 77,10 € | 76,65 € | 78,05 € | 86,65 € | 93,95 € | 100,65 € | 111,50 € | 122,29 € | 103,65 € |
| Evolution / last poll | 8,4% | 8,9% | 9,4% | 7,3% | 6,5% | 2,7% | 5,2% | 9,9% | 1,8% |

En definitiva, la UE se enfrenta al reto de alcanzar sus objetivos climáticos en un contexto de altos precios energéticos y del carbono. Esto conlleva un delicado equilibrio entre mantener los objetivos de reducción de emisiones para 2030, profundizando en la reforma del EU ETS; y garantizar el suministro energético actual a precios asequibles, tanto para la gran industria como para los consumidores privados.

1.3. La verificación en 2021-2030 y los nuevos requisitos para la biomasa

Lourdes Martín Mangas, SGS
Fernando Segarra Orero, AENOR

En el año 2021 ya con la fase IV iniciada (período 2021-2030), los Organismos de Verificación (OV) comenzamos a verificar, además de las emisiones anuales de las instalaciones, los niveles de actividad de aquellas instalaciones con asignación gratuita de derechos de emisión para el período 2021-2025.

Esto significa que la verificación desde entonces tiene un doble alcance, y esto ha supuesto un gran reto, no solo por lo novedoso, los retrasos del primer año en publicación de formularios y su aprendizaje, etc., sino también por tener que realizar un aumento importante de verificaciones entre todos los OV en el mismo espacio temporal, con la fecha límite del 28 de febrero aplicable en el caso de España por normativa nacional.

En 2021 verificamos dos años conjuntamente, 2019 y 2020, y desde este año 2022 ya únicamente el año precedente, al igual que en emisiones. A principios de este año, donde verificamos el período

2021, ya contábamos con todos los formularios publicados y conocidos: INA (Informe de Niveles de Actividad), Informe de Verificación, y con los Planes Metodológicos de Seguimiento (PMS) aprobados. Pasados estos dos primeros años, y de lleno con las pre-verificaciones del año 2022, ya hemos adquirido todas las partes implicadas más experiencia, y aunque todavía necesitará algo más de tiempo de asentamiento, las “reglas del juego” son conocidas, y otras circunstancias van apareciendo por los cambios del RCDE, siempre dinámico.

El principal formulario sometido a verificación, el INA, y a diferencia del IAE (Informe Anual de Emisiones), va cumplimentándose el mismo cada año, pues tiene incorporado los cálculos de los mecanismos de ajuste en cuanto a la comparación del nivel histórico de actividad con el nivel medio de actividad de los dos últimos años, donde las instalaciones primero y los verificadores después, observamos e indicamos si el resultado implica o no ajuste en el nivel de asignación por la superación del umbral del $\pm 15\%$ (primer año), 5% si ha habido ajuste anterior, etc. (reglas establecidas en el Reglamento 2019/1842).

Otro aspecto relevante, en un momento donde las Organizaciones en general están tratando de disminuir sus consumos energéticos por sus planes de reducción de emisiones de GEI a través de la eficiencia energética, implantación de Sistemas de Gestión Energética, por su estrategia de descarbonización, por el coste de la energía, etc., es el de la Eficiencia Energética.

De acuerdo al Reglamento 2019/1842 de la Comisión (art.6), existe la posibilidad que, para las subinstalaciones de calor y combustible (existentes dentro de una misma instalación), las instalaciones puedan demostrar que, una posible disminución del nivel de actividad en unidades de energía (TJ), sea debido a una mejora de la eficiencia energética y no a una disminución de la actividad productiva, cuando esa energía es utilizada para la fabricación de sus productos. Y lo mismo en sentido contrario, un aumento del nivel de actividad de estas subinstalaciones debe demostrarse que es por un aumento en la producción y no por una disminución de la eficiencia energética. Lo primero es opcional, pero huelga decir la importancia de calcularlo y poder demostrarlo si es el caso. Lo segundo en nuestro caso es obligatorio.

El INA en su pestaña correspondiente está diseñado para realizar este cálculo de manera automática al introducir los cálculos, de modo que en el primer caso no implica ajuste (reducción) de la asignación gratuita y en el segundo queda en manos del OC rechazar o no el ajuste (aumento) de la asignación.

Hay aquí un aspecto importante, para la instalación y desde el punto de vista de la verificación, que es evaluar el método de reparto que normalmente la instalación necesita hacer para asignar los consumos energéticos los distintos productos fabricados, donde en muchas ocasiones no son líneas de producción diferenciadas, se comparten los equipos de medición, y otra serie de circunstancias que implican tener que establecer metodologías de reparto de otro tipo, como estimaciones, ponderaciones, etc. Además, la propia plantilla del INA ya indica que los métodos utilizados deben

estar descritos en el PMS (o procedimientos asociados), y dado que para la cumplimentación del Informe de Datos de Referencia (IDR) esto no formaba parte del mismo, en ocasiones esto no se ha contemplado en los primeros PMS cumplimentados. Por tanto, ante el reto de las instalaciones en su mejora del desempeño energético y ser más eficientes, cobra importancia ser capaces de desglosar los consumos energéticos por cada tipo de producto fabricado a través de métodos que guarden consistencia y sean verificables y trazables en la verificación.

El otro aspecto relevante como reto a futuro es el uso de biomasa y la necesidad de certificar el origen sostenible de la misma para ser considerada como tal, que va a ser tan importante que merece ser desarrollado con mayor detalle y que se expone a continuación.

1.3.1. La biomasa: novedades en el marco del RCDE

En medio de la crisis energética en la que nos encontramos, y a consecuencia del incremento del precio de los combustibles fósiles y del coste del derecho de emisión, se observa un crecimiento del consumo de combustibles de biomasa, biocombustibles y biolíquidos, así como se espera del mismo modo, un incremento en los próximos años del consumo de combustibles renovables de origen no biológico y carbono reciclado.

Por otra parte, respecto al consumo de biomasa con fines energéticos, los requisitos establecidos para la Fase IV (2021-2030) del Régimen de Comercio de Derechos de Emisión de gases de efecto invernadero en la Unión Europea (en adelante RCDE) han cambiado respecto a la fase anterior, a fin de alinearlos con los establecidos en la Directiva de Energías Renovables (en adelante RED II). De manera que, si bien en las primeras fases del RCDE a toda la biomasa consumida se aplicaba un factor de emisión cero (zero-rated), en la Fase IV serán necesarias evidencias del consumo de biomasa sostenible para poder aplicarlo. Por lo que, si no se cumplen los criterios de sostenibilidad y/o la reducción de emisiones establecidos en la RED II, el material deberá tratarse como un material fósil, es decir, el factor de emisión preliminar deberá considerarse el factor de emisión final. El objetivo de esta regulación es no incentivar el uso de biomasa no sostenible.

La aplicación de este requisito se ha aplazado debido a demoras en la disponibilidad de la legislación de implementación requerida, pero será ya efectivo a partir de 1 de enero de 2023.

Esta verificación de conformidad con la RED II debe realizarse por una entidad acreditada bajo un esquema voluntario nacional establecido por la administración competente o por un esquema voluntario aprobado por la Comisión Europea. Se da la opción de que el operador proporcione las evidencias necesarias y los cálculos de GEI por sí mismo, pero esto debe estar permitido en el Estado Miembro. En cualquier caso, estas evidencias deberían ser verificadas por un auditor competente en la verificación de la conformidad de estos esquemas.

En la actualidad hay 14 esquemas reconocidos por la Comisión Europea por las correspondientes Decisiones de ejecución del pasado 8 de abril para cada uno de ellos. No obstante, algunos esquemas voluntarios se aprueban solo para algunos tipos de combustibles, algunos de los criterios requeridos, solo con respecto a algunos pasos de la cadena de valor, o se reconocen con un alcance geográfico limitado (sólo se dispone de acreditación para países específicos). También puede ser que el operador económico bajo el esquema de certificación no verifique el criterio de ahorro de GEI específicamente para cada sitio donde se utiliza la biomasa.. Adicionalmente, el reconocimiento por parte de la Comisión suele tener una validez de cinco años y, por otra parte, la certificación de los operadores económicos puede ser suspendida por el esquema de certificación por lo que el auditor se ha de asegurar de la validez de los certificados emitidos a fin de verificar que la biomasa consumida es elegible para la aplicación del zero rated dentro del RCDE.

En cualquier caso, toda la información requerida está disponible puesto que los esquemas voluntarios están obligados a publicar sus reglas, sus organismos de certificación y los certificados emitidos en su web.

Aunque no aplican a todos los consumidores de este tipo de combustibles de la misma manera, los requisitos recogidos en la RED II, complican un poco más el seguimiento de las emisiones de GEI a los titulares de instalaciones u operadores de aeronaves, y en ocasiones, es difícil determinar cómo les puede afectar en función de la tipología de los materiales utilizados.

A fin de aclarar los requisitos establecidos en el Reglamento de Ejecución (UE) 2018/2066 sobre el seguimiento y la notificación de las emisiones de gases de efecto invernadero (en adelante RSN), la primera pregunta que un titular debe hacerse es si el flujo es biomasa en su totalidad o, por el contrario, se trata de una mezcla de biomasa y combustible fósil.

La segunda pregunta que debe hacerse el operador sería ¿para qué se utiliza la biomasa en la instalación? La RED II, regula el uso energético de la biomasa, por lo que sus requisitos se aplican a la producción de electricidad, calefacción y refrigeración a partir de biocombustibles, biolíquidos o combustibles de biomasa. A efectos del RCDE, “calefacción” debe interpretarse de una manera amplia, incluidos todos los tipos de producción de calor (medible y no medible). Por tanto, cuando la biomasa se utiliza como insumo de proceso en las instalaciones, y cuando no se puede identificar un propósito energético, no serían de aplicación los requisitos de la RED II y tampoco los requisitos de ahorro de emisiones de gases de efecto invernadero, por lo que, si se cumple la definición de “biomasa” sin más restricciones, se considerarían emisiones cero bajo el RCDE. Ahora bien, si se trata de un flujo fuente de combustión, puede ser que sea necesario que cumplan los requisitos de sostenibilidad establecidos en la RED II y/o los requisitos de ahorro de emisiones de gases de efecto invernadero.

La siguiente pregunta sería ¿Cuál es el origen de la biomasa que consume la instalación? La biomasa puede tener distintos orígenes: puede proceder de la agricultura, silvicultura, pesca o acuicultura incluyendo residuos, biomasa líquida, o proceder de residuos industriales. Salvo en este último caso,

el titular debería evidenciar el cumplimiento de los requisitos de sostenibilidad establecidos en la RED II y/o los requisitos de ahorro de emisiones de gases de efecto invernadero. En el caso de la biomasa procedente de residuos de origen industrial, sólo serían de aplicación los requisitos de reducción de emisiones en los casos en que la instalación haya iniciado el consumo de este tipo de biomasa a partir de 1 de enero de 2021. A las instalaciones que consumían este tipo de biomasa, antes de esta fecha, tampoco se aplicarían ni los requisitos de sostenibilidad ni los de reducción de emisiones de la RED II, aplicándose directamente factor de emisión cero a estos combustibles. Dentro de los residuos industriales más habitualmente utilizados estarían el orujillo de aceituna procedente de la elaboración del aceite de oliva o los neumáticos.

Los requisitos de sostenibilidad de la biomasa tampoco se aplican en el caso de biomasa procedente de residuos municipales. Sin embargo, considerando la definición de residuos municipales de la Directiva Marco de Residuos, los lodos de depuradora no se consideran dentro de este grupo, por lo que debe determinarse la fracción de biomasa de los mismos. Hay que tener en cuenta que los lodos de depuradora no son necesariamente biomasa. Cuando el contenido de carbono de las aguas residuales proviene de fuentes fósiles, también los lodos de depuradora contendrán una fracción que puede identificarse como fósil.

Una vez revisados someramente los requisitos de aplicación a los operadores que consumen combustibles de biomasa, biolíquidos o biocombustibles, y a la hora de prepararse para el proceso de verificación, vamos a hacer un breve repaso de qué va a tener que evidenciar el operador al auditor en cada uno de los siguientes aspectos:

- La metodología descrita en el Plan de Seguimiento aprobado en relación a los flujos de biomasa
- Complejidad de la cadena de valor de la biomasa
- El tipo de flujo fuente de biomasa y si existen flujos mezclados
- Muestreo y análisis de los flujos de biomasa
- El uso de residuos

1.3.2. La metodología descrita en el Plan de Seguimiento aprobado en relación a los flujos de biomasa.

En relación al seguimiento de la biomasa, el verificador realizará comprobaciones similares a las realizadas para los otros flujos, es decir, si se está cumpliendo la metodología aprobada en el plan de seguimiento, si el muestreo y análisis para determinar la fracción de biomasa ha sido realizada por laboratorios acreditados y si estos laboratorios están correctamente identificados en su plan de seguimiento aprobado. Es importante hacer constar el método de análisis, puesto que no todos los

métodos de análisis se consideran idóneos para estas determinaciones analíticas como veremos a continuación.

Lo mismo ocurre con los procedimientos que a este respecto desarrollan lo establecido en el plan de seguimiento aprobado. El auditor comprobará si la metodología de seguimiento está debidamente documentada y mantenida, si contienen la información y los requisitos que se describen en el plan de seguimiento aprobado y en el RSN, si ha sido correctamente implementada y es actualizada, si se ha aplicado correctamente durante el año de reporte y si es efectiva para mitigar los riesgos inherentes y de control. Debe pensarse que, aunque el flujo sea “de minimis”, en aquellos casos en que se considera 100% biomasa sostenible la determinación de la energía procedente de la biomasa sí que tiene un impacto en la asignación gratuita de derechos de emisión. Por tanto, no por ser un flujo *de minimis* se le va a prestar menos atención. Por otra parte, también puede ocurrir que el contenido en biomasa sea una fracción dentro de un flujo fuente que no sea *de minimis*. Con esto, hemos de esperar que la intensidad del muestreo por parte del auditor puede ser como la llevada a cabo en cualquier otro flujo fuente primario.

1.3.3. Complejidad de la cadena de biomasa

La complejidad de la cadena de valor, desde el aprovechamiento hasta el consumo de combustible, es también un aspecto importante a tener en cuenta dado que debe evidenciarse la sostenibilidad en toda la cadena y deben tenerse en cuenta las limitaciones de alcance y la calidad de las evidencias proporcionadas por el titular u operador. Dentro de la cadena deben considerarse desde el productor de la biomasa o el generador del residuo en su caso, el gestor del residuo o comerciante de ese producto, operadores que acondicionan la biomasa o biocombustibles para su consumo y el usuario final que sería nuestra instalación u operador aéreo dentro del RCDE.

El titular debe disponer de certificado de verificación de la sostenibilidad a lo largo de toda la cadena, es decir, cada uno de estos actores debe tener el certificado de sostenibilidad de la biomasa. Evidenciar la trazabilidad en toda la cadena puede complicarse aún más puesto que se pueden realizar mezclas de biomasa. A este respecto, se ha de hacer constar que, a la hora de seleccionar un esquema de certificación de la sostenibilidad de la biomasa, acogerse a alguno que pueda certificar toda la cadena de suministro, podría facilitar el proceso.

A fin de evidenciar el cumplimiento de los requisitos establecidos en la RED II, el titular deberá presentar el certificado de sostenibilidad de la biomasa, así como la prueba de sostenibilidad de cada lote. Dependiendo de los esquemas, esto podrá ser un documento denominado “Prueba de Sostenibilidad” o bien, podrá venir incluido en la propia factura. En cualquier caso, debe estar referenciado el lote y la marca del esquema reconocido por la Comisión Europea o la Administración competente a este respecto.

Adicionalmente, a la hora de calcular la reducción de emisiones debe tenerse en cuenta todo el ciclo de vida de la biomasa, esto es, han de incluirse tanto las emisiones producidas por la biomasa en cada uno de estos actores, como el transporte de la biomasa desde el punto de origen o el productor de biomasa hasta la instalación ETS donde esta biomasa va a consumirse. Se trataría, por tanto, de una verificación de la huella de carbono de un producto a lo largo de su ciclo de vida, en base a la metodología establecida en la RED II que no entra dentro del alcance de la verificación RCDE.

1.3.4. El tipo de flujo fuente de biomasa y si existen flujos mezclados

El tipo de flujo fuente de biomasa y si existen flujos mezclados es otro aspecto importante en el seguimiento y notificación de la biomasa. Así, podemos encontrar una combinación de combustible fósil/biomasa en la que se cumplen los requisitos de sostenibilidad y reducción de emisiones, por lo que se multiplicaría el factor de emisión preliminar por la fracción fósil y casos en los que no se cumplen los citados requisitos, lo que conduciría a considerar el combustible 100% fósil y el factor de emisión sería el factor preliminar de emisión.

También puede darse el caso de una combinación de biomasa sostenible, biomasa no sostenible y combustible fósil. En esta situación se aplicaría factor de emisión cero a la biomasa sostenible y el resto sería considerado fósil. Para ello, el titular tendrá que evidenciar la fracción de biomasa sostenible sobre la base de las pruebas de sostenibilidad. En el caso de una fracción de biomasa que tenga certificado de sostenibilidad, pero carezca de prueba de sostenibilidad, no tendrá emisiones cero.

El verificador tiene que asegurarse de si los requisitos de RED II son aplicables, y en caso de que lo sean, si se cumplen, ya que en caso contrario no se podría aplicar factor de emisión cero y habría que ver el impacto en el total de emisiones. Asimismo, comprobará la heterogeneidad y la composición de los diferentes lotes de biomasa. Puede haber lotes que cumplan los requisitos establecidos en la RED II y otros que no cumplan o para los que no se pueda evidenciar el cumplimiento de los requisitos de sostenibilidad y/o de reducción de emisiones.

1.3.5. Muestreo y análisis de los flujos de biomasa

Salvo que la autoridad competente haya aprobado un factor por defecto, será necesaria la determinación analítica de este factor de cálculo (fracción de biomasa), siendo esta diferente a la determinación de otros factores de cálculo. Hay que tener en cuenta la heterogeneidad de estos materiales, por lo que en ocasiones la determinación analítica puede carecer de confiabilidad por problemas técnicos, bien debido a los métodos analíticos disponibles o bien al método de muestreo y/o preparación de la muestra. En cualquier caso, la autoridad competente debe aprobar explícitamente la metodología de determinación y cuando no sea posible técnicamente o genere costes irrazonables, podría utilizarse un método de estimación que haya sido publicado por la

Comisión, proponer un método de estimación para su aprobación por la autoridad competente (ej: determinación mediante balance de masas) o utilizar valores predeterminados.

En primer lugar, según establece el RSN, la determinación analítica debe ser realizada por un laboratorio acreditado ISO 17025 o en caso de inviabilidad técnica o costes irrazonables, por un laboratorio que cumpla con los requisitos establecidos en la ISO 17025 a satisfacción de la autoridad competente.

Puede ser necesario analizar la biomasa por dos motivos: para determinar el factor preliminar de emisión y para determinar la fracción de biomasa. En ambos casos se trata de factores de cálculo, pero vamos a centrarnos en la determinación de la fracción de biomasa.

Si la fracción de biomasa se determina mediante análisis, estas analíticas deben ser realizadas utilizando como norma de referencia a EN 15440 (o ISO 21644:2021 que es una modificación de la anterior y se utiliza principalmente para líquidos). Este estándar establece 3 métodos para la determinación de la fracción de biomasa: el método de disolución selectiva (el más extendido), el método de clasificación manual y el método del ^{14}C .

Según la Guía 3 “Biomass issues in the EU ETS” el método de disolución selectiva se considera inapropiado en caso que los siguientes materiales estén contenidos por encima del umbral del 5%: combustibles sólidos como hulla, coque, lignito, lignito y turba, carbón vegetal, plásticos biodegradables y no biodegradables de origen fósil, aceite o grasa presente como constituyente de la biomasa, residuos de caucho natural o sintético, lana, viscosa, nailon, poliuretano u otros polímeros que contiene grupos amino moleculares y caucho de silicona (recomendado para controles de rutina por RED II). En el caso del método de clasificación manual, solo puede aplicarse para fracciones distinguibles óptica y físicamente (tamaño de partícula >10 mm). Y finalmente, el método más fiable es el método del ^{14}C , pero también es el método más caro y hay menos laboratorios acreditados para realizar la determinación en base al mismo, por lo que se podría incurrir en costes irrazonables.

Pero no solo la determinación analítica es importante, también lo es el muestreo del combustible. En este caso, cuando el combustible procede de residuos el material puede ser muy heterogéneo, por lo que es fundamental que el plan de muestreo y la metodología de toma de muestras genere muestras representativas.

El verificador comprobará que el plan de muestreo y el procedimiento de toma de muestras se está llevando a cabo tal y como se establece en el plan de seguimiento aprobado, así como la idoneidad del mismo, debiendo comentar las mejoras que considere oportunas en su informe de verificación.

Asimismo, comprobará que las determinaciones analíticas se realizan en el laboratorio que se indica en el plan de seguimiento aprobado y que este dispone de la acreditación ISO 17025, o en su defecto, que el titular puede garantizar que cumple los requisitos establecidos en la misma.

1.3.6. El uso de residuos

En relación al consumo de residuos, hay que tener en cuenta algo importante dentro de la REDII: no se considera sostenible la biomasa procedente de residuos cuando un material ha sido convertido en residuos para su consumo como combustible (*“un residuo tal como se define en el artículo 3, apartado 1, de la Directiva 2008/98/CE, con exclusión de las sustancias que hayan sido modificadas o contaminadas de forma intencionada para ajustarlas a la presente definición*). Con esto, debe quedar claro que el hecho de proceder de un gestor de residuos no garantiza que un material pueda ser considerado biomasa sostenible.

A este respecto el verificador comprobará si la autoridad competente ha aprobado en Plan de Seguimiento del operador, si el combustible/material es residuo y si es verdaderamente un residuo en el sentido de lo establecido en la RED II. En caso de que el verificador considere que no es un residuo, lo indicará en su informe.

1.3.7. Otras consideraciones

En el caso del consumo de biogás, además de comprobar si se está aplicando correctamente la metodología de seguimiento y si esta está en línea con el Plan de Seguimiento aprobado, el verificador comprobará si existe doble contabilidad y si el operador y el productor del biogás están conectados a la misma red. Por tanto, además de comprobar la conexión a red del operador y el productor, deberá comprobar que las garantías de origen han sido canceladas, por lo que el operador deberá mostrar evidencia de los datos en el bioregistro.

En definitiva, en relación a la aplicabilidad de la RED II, el auditor de ETS verificará las evidencias presentadas por el titular para poder evaluar la aplicabilidad de los requisitos establecidos en la RED II y si las evidencias del cumplimiento de estos requisitos son correctamente atribuidas a los distintos lotes de biomasa consumida, por lo que comprobará los procedimientos y seguimiento de los distintos lotes, y específicamente el cumplimiento de los requisitos aplicables.

Del mismo modo, comprobará que la biomasa consumida ha sido verificada dentro de un esquema reconocido por la Comisión Europea o el Estado Miembro o es el operador el que muestra las evidencias de cumplimiento.

Finalmente, dado que son esquemas diferentes, para que un verificador ETS pueda llevar a cabo una auditoría de verificación de la sostenibilidad de los biocombustibles con el fin de comprobar el cumplimiento de los requisitos de sostenibilidad y/o los requisitos de ahorro de emisiones establecidos en la RED II, deberá tener las competencias dentro de un esquema voluntario, es decir, deberá estar acreditado para realizar estas auditorías dentro de un esquema voluntario reconocido por la Comisión Europea o el Estado Miembro.

1.3.8. Implicaciones de estas novedades para las instalaciones

Después de todo lo expuesto con la biomasa, podemos hacernos una idea de la importancia que también adquiere no solo para notificar las emisiones anuales, sino también su impacto en los niveles de actividad y posible ajuste en la asignación gratuita.

En el caso del cálculo para el Informe Anual de Emisiones, aquellos flujos fuente de biomasa, biolíquidos o biocombustibles considerados sostenibles, van a aplicar un Factor de Emisión igual a cero a la fracción de biomasa correspondiente, y el CO₂ emitido va a quedar como emisiones de CO₂ biogénicas con carácter informativo (como aparece ahora en el Summary en el formulario actual).

De cara al Informe de Niveles de Actividad, toda biomasa, una vez certificada como sostenible, , en el INA se tiene en cuenta y se suma su contenido energético (TJ) como flujo de Energía (Energyflows), ya sea como entrada de combustible para la producción de calor medible, y/o para la entrada de una subinstalación con referencia de combustible, y por tanto puede suponer asignación gratuita de derechos de emisión para una subinstalación de calor o combustible, además del impacto en el Factor de Emisión resultante al dividir las t CO₂/TJ.

Y con la estrategia de descarbonización de las instalaciones y de reducir las emisiones de CO₂, al igual que indicábamos antes las mejoras en eficiencia energética, el aumento en el uso de biomasa, biolíquidos y/o biocombustibles es algo que sin duda va a ir en aumento cuando sea viable en las instalaciones, y en algunos sectores ya lo estamos viendo en los últimos años. No hay vuelta a atrás.

2. OBJETIVO 55: REDISEÑANDO EL PLAN DE LA UE PARA LA DESCARBONIZACIÓN

2.1. El paquete “Fit for 55” y el comercio de derechos de emisión de la UE

Inés Peña Major, Irene Vergara Cristóbal
Oficina Española de Cambio Climático

En el contexto del Pacto Verde Europeo, la UE se ha fijado el objetivo vinculante de lograr la neutralidad climática de aquí a 2050. A tal fin, a lo largo de las próximas décadas habrá que reducir sustancialmente los niveles actuales de emisiones de gases de efecto invernadero. Como paso intermedio hacia la neutralidad climática, la UE ha elevado su ambición en materia de clima para 2030 y se ha comprometido a reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero en al menos un 55 % en 2030 con respecto a 1990.

Para alcanzar este objetivo se han desarrollado una serie de propuestas normativas por parte de la Comisión Europea, a través de lo que se ha denominado paquete “Fit for 55” (Objetivo 55). En este marco la UE revisa su legislación en materia de clima, energía y transporte con el fin de adaptar las normas vigentes a sus objetivos para 2030 y 2050. Este paquete de medidas incluye asimismo una serie de iniciativas nuevas.

Como parte del paquete Fit for 55, la Comisión ha propuesto un amplio conjunto de cambios al actual Régimen de Comercio de Derechos de Emisión de la UE (RCDE UE), que deberían dar lugar a una reducción global de las emisiones en los sectores afectados del 61 % de aquí a 2030 respecto a los valores de 2005, un aumento considerable con respecto al objetivo del 43 % vigente en la actualidad.

Esta mayor ambición debe lograrse mediante el refuerzo de las disposiciones vigentes y la ampliación del ámbito de aplicación del régimen. Concretamente, los objetivos de la propuesta son:

- Incluir las emisiones del transporte marítimo en el RCDE UE.
- Eliminar gradualmente la asignación gratuita de derechos de emisión a la aviación y a los sectores que pasarán a estar cubiertos por el mecanismo de ajuste en frontera por carbono.
- Aplicar el Plan de Compensación y Reducción del Carbono para la Aviación Internacional (CORSIA) a través del RCDE UE.
- Aumentar la financiación disponible del Fondo de Modernización y del Fondo de Innovación.
- Revisar la reserva de estabilidad del mercado para seguir garantizando la estabilidad y el buen funcionamiento del RCDE UE.

Además, la Comisión propone crear un nuevo régimen independiente de comercio de derechos de emisión para los edificios y el transporte por carretera a fin de ayudar a los Estados miembros a cumplir

de manera rentable sus objetivos nacionales establecidos en el Reglamento de Reparto del Esfuerzo. Con esta propuesta pretenden lograrse, de aquí a 2030, reducciones de emisiones en estos sectores del 43 % con respecto a los valores de 2005.

El proceso en el que la UE está inmerso para modificar las legislaciones vigentes de forma acorde a los nuevos objetivos de reducción de emisiones ha de pasar por diferentes hitos que implican que:

- La Comisión Europea presenta al Consejo de la Unión Europea y al Parlamento Europeo el paquete «Objetivo 55» y las propuestas de nueva legislación de la UE (la propuesta)
- Los representantes de los 27 Estados miembros de la UE, reunidos en varios grupos de trabajo, intercambian puntos de vista sobre las propuestas legislativas y preparan el terreno para un acuerdo del Consejo (los debates técnicos).
- A partir del trabajo de los grupos de expertos, el Comité de Representantes Permanentes (Coreper) prosigue los debates y prepara el terreno para un acuerdo sobre la posición del Consejo respecto de cada propuesta legislativa (preparación de las reuniones de ministros).
- Los ministros de los 27 Estados miembros de la UE deliberan durante las sesiones del Consejo con el fin de llegar a una posición común («orientación general») sobre cada propuesta. Las propuestas del paquete de medidas «Objetivo 55» se debaten en distintas formaciones del Consejo, que abarcan las cuestiones medioambientales, de energía, de transporte y de economía y finanzas. Una vez que los ministros han acordado su posición común sobre una propuesta, pueden comenzar los diálogos tripartitos.
- Se reúnen representantes del Consejo (Presidencia), del Parlamento Europeo y de la Comisión Europea. La mayoría de las propuestas sigue el procedimiento legislativo ordinario, en el cual el Consejo y el Parlamento Europeo negocian durante estos «diálogos tripartitos» para conciliar sus posiciones.
- Una vez se ha llegado a un acuerdo en los diálogos tripartitos, el Consejo y el Parlamento adoptan formalmente los textos transaccionales, tras lo cual se convierten en legislación que aplican todos los Estados miembros.

Actualmente (a fecha de octubre de 2022), el proceso se encuentra inmerso en los diálogos tripartitos. En este punto, el Consejo, el Parlamento Europeo y la Comisión Europea negocian para conciliar sus posiciones.

Así, las **propuestas aprobadas por el Consejo** y su punto de partida durante estas negociaciones son las siguientes:

- Mantener el objetivo global de reducción de las emisiones que había propuesto la Comisión, es decir, una reducción del 61 % de aquí a 2030 en los sectores cubiertos por el RCDE UE.
- Reducir de manera puntual en 117 millones de derechos de emisión el límite máximo global establecido para las emisiones (**cambio de base**) y elevar en la tasa de reducción anual el límite máximo, en un 4,2 % anual (**factor de reducción lineal**).

- Reforzar la **reserva de estabilidad del mercado (REM)**, prorrogando más allá de 2023 la tasa anual incrementada de incorporación a la REM (24 %) y se establecerá un umbral de 400 millones de derechos de emisión por encima del cual los derechos de emisión mantenidos en la reserva dejarán de ser válidos.
- La puesta en marcha de modo automático y más reactivo del mecanismo que activa, en caso de **subida excesiva de los precios**, la salida al mercado de los derechos de emisión de la REM.
- La retirada progresiva de los derechos de asignación gratuita de los sectores incluidos en el **Mecanismo de Ajuste en Frontera por Carbono (MAFC)**, a lo largo de un periodo de diez años, entre 2026 y 2035. Sin embargo, el Consejo ha aceptado que la reducción sea más lenta al principio y que se introduzca una tasa de reducción acelerada al final de este periodo de diez años. Será posible secundar la descarbonización de estos sectores por medio del Fondo de Innovación. El Consejo ha pedido además a la Comisión que supervise los efectos del MAFC, especialmente en la fuga de carbono en las exportaciones, y que evalúe si se requieren medidas adicionales.
- Aumentar el volumen del **Fondo de Modernización** con la subasta adicional de un 2,5 % del límite máximo, incrementar la proporción destinada a las inversiones prioritarias hasta el 80 % e introducir nuevos sectores admisibles. También se amplía la lista de Estados miembros beneficiarios del Fondo de Modernización.
- Reforzar el **Fondo de Innovación**, en particular en lo que se refiere a la capacidad destinada a aumentar la eficacia y el equilibrio geográfico de la participación en proyectos, preservando al mismo tiempo el principio de excelencia al asignarlos. Y también, prestar especial atención a la descarbonización del sector marítimo en el marco del Fondo de Innovación.
- Incluir las **emisiones del transporte marítimo** en el RCDE UE, estableciendo de forma gradual la obligación de las compañías navieras de entregar derechos de emisión. Además, se tiene en cuenta las especificidades geográficas y se propone medidas transitorias para las islas pequeñas, la navegación invernal, y refuerza las medidas para combatir el riesgo de fuga de carbono en el sector marítimo.
- Incluir las emisiones de gases distintos del CO₂ a partir de 2024 en el Reglamento relativo al seguimiento, notificación y verificación de las emisiones de dióxido de carbono, y establece una cláusula de revisión para su subsecuente inclusión en el RCDE UE.
- Instaurar un nuevo **régimen de comercio de derechos de emisión específico para los sectores de los edificios y del transporte por carretera**. El nuevo régimen se aplicará a los distribuidores que suministran combustibles para su consumo en los sectores de los edificios y del transporte por carretera. El inicio de las obligaciones de subasta de derechos de emisión será a partir de 2027 y de entrega **a partir de 2028**. La trayectoria de reducción de las emisiones y al factor de reducción lineal se fijan en 5,15 a partir de 2024 y en 5,43 a partir de 2028.
- Suprimir progresivamente, de aquí a 2027, las asignaciones gratuitas de derechos de emisión para el **sector de la aviación**, y adaptar la propuesta al Plan de Compensación y Reducción del Carbono para la Aviación Internacional (CORSIA). El RCDE UE se aplicará a los vuelos intraeuropeos (incluidos el Reino Unido y Suiza), mientras el plan CORSIA lo hará a los

operadores de la UE de vuelos extraeuropeos que despeguen de terceros países participantes en dicho plan o aterricen en ellos. Asimismo, se reservan 20 millones de los derechos de emisión que se hayan dejado de asignar gratuitamente para compensar los costes adicionales ligados al uso de combustibles de aviación sostenibles.

En cuanto a la postura del **Parlamento Europeo** a las propuestas legislativas, este propone reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en los sectores del régimen de comercio de derechos de emisión en un 63% de aquí a 2030 e introduce un sistema de primas para incentivar a los más eficaces y a la innovación. Su objetivo es aumentar la ambición del sector del transporte marítimo y establecer un Fondo de los océanos para apoyar la descarbonización marítima. Los derechos de emisión gratuitos en los sectores cubiertos por el Mecanismo de Ajuste al Carbono en Frontera deben reducirse progresivamente entre 2027 y 2032. La postura del Parlamento Europeo fija la fecha de inicio del RCDE II en 2024 para los edificios comerciales y el transporte por carretera, mientras que los edificios residenciales y el transporte privado por carretera se incluirían a partir de 2029, sujeto a una evaluación exhaustiva y a una nueva propuesta legislativa. El Parlamento quiere aumentar el tamaño del Fondo de Innovación; y el Fondo de Modernización también podría financiar proyectos transfronterizos en regiones fronterizas de bajo crecimiento de bajo crecimiento, y sólo estaría disponible para los Estados miembros con objetivos de neutralidad climática jurídicamente vinculantes y con pleno respeto al Estado de Derecho.

Adicionalmente a todas estas medidas, y con el objetivo de apoyar los hogares vulnerables, las microempresas vulnerables y los usuarios del transporte vulnerables y con el fin de respaldar la instauración de un régimen de comercio de derechos de emisión para los sectores de los edificios y del transporte por carretera, se ha acordado establecer un **Fondo Social para el Clima**. En este contexto, cada Estado miembro tendría que presentar a la Comisión un **plan social para el clima** que prevea un conjunto de medidas e inversiones destinadas a mitigar los efectos de la tarificación del carbono en los ciudadanos vulnerables. El Fondo proporcionará ayuda financiera a los Estados miembros para financiar las medidas e inversiones establecidas en sus planes, aumentar la eficiencia energética de los edificios, la renovación de edificios, la descarbonización de la calefacción y el aire acondicionado en edificios y el uso de la movilidad y el transporte de emisión cero y de baja emisión, entre ellas medidas temporales y limitadas de ayuda directa a la renta.

La instauración del Fondo se realizaría **durante el periodo 2027-2032**, para que coincida con la entrada en vigor del RCDE aplicable a los sectores de los edificios y del transporte por carretera, y los gastos serían admisibles retroactivamente desde el 1 de enero de 2026.

Asimismo, y base a las circunstancias actuales y las perturbaciones del mercado mundial de la energía como consecuencia de la invasión rusa a Ucrania, la Comisión Europea ha presentado el Plan RepowerEU. Con este plan, se busca que la UE acabe con su dependencia de combustibles fósiles de Rusia. Se propone un nuevo capítulo en el Reglamento del Mecanismo de Recuperación y Resiliencia con el fin de mejorar infraestructuras energéticas, aumentar eficiencia y energías renovables, etc. Se financia con 20.000 millones de euros que se obtienen mediante la subasta de derechos de emisión del RCDE UE. Conforme a la orientación general del Consejo, contribuirá en un 75% el fondo de innovación y en un 25% el adelanto de subastas futuras (frontloading). Por su parte, el Parlamento Europeo propone que el 100% de los derechos a subastar para el Plan REPowerEU provengan del adelanto de subastas futuras.

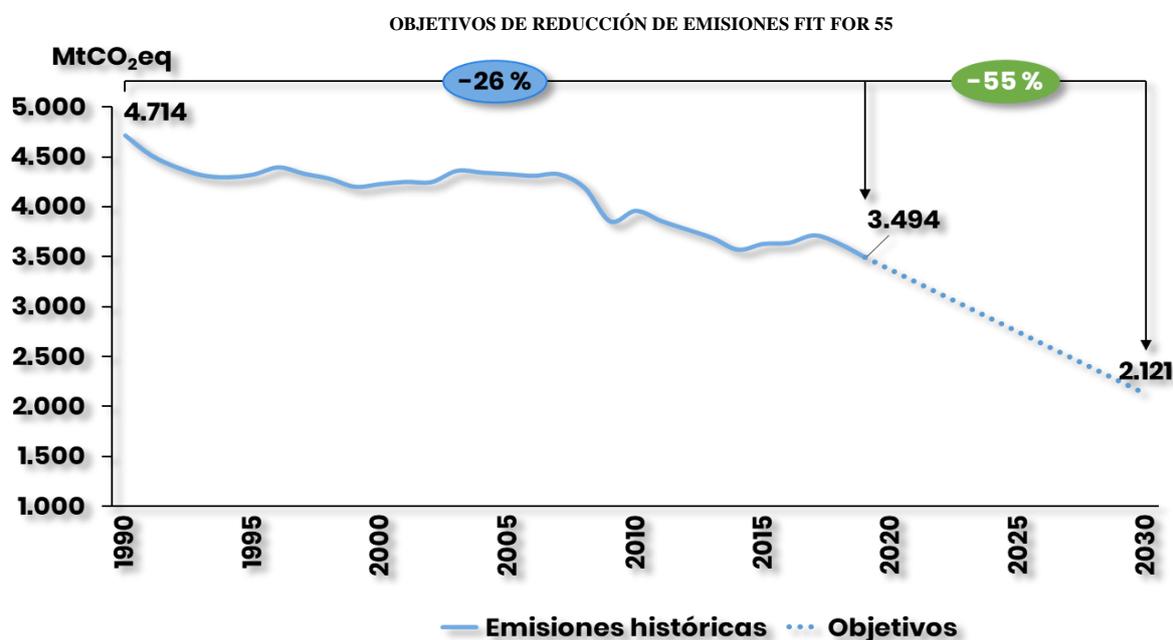
2.2. El reto de las empresas ante las próximas modificaciones del esquema ETS

Cristina Riestra López

Confederación Española de Organizaciones Empresariales

Dada la ambición de las propuestas del Fit for 55, son muchas las implicaciones para los sectores.

El nuevo objetivo supone un **reto de una magnitud mucho mayor que el afrontado hasta ahora**. Para poner el objetivo en contexto, en los últimos 30 años, desde el año 1990 hasta el año 2019, la UE ha reducido sus emisiones en un 24%¹. El objetivo que nos marca el Fit for 55 es acometer una reducción aún mayor, de 30 puntos porcentuales más respecto a los niveles de 1990, en tan solo 8 años. Es decir, hay que lograr más, en mucho menos tiempo. Además, es más complejo mejorar la eficiencia de los procesos cuando ya están muy optimizados, que al principio (cuando hay mayor margen de actuación). El reto es por tanto enorme, al igual que lo será la inversión necesaria – según la Comisión Europea, implementar las reformas que exige el paquete costará cerca de 400.000 millones de euros adicionales cada año.



Fuente: Agencia Ambiental Europea y Comisión Europea.

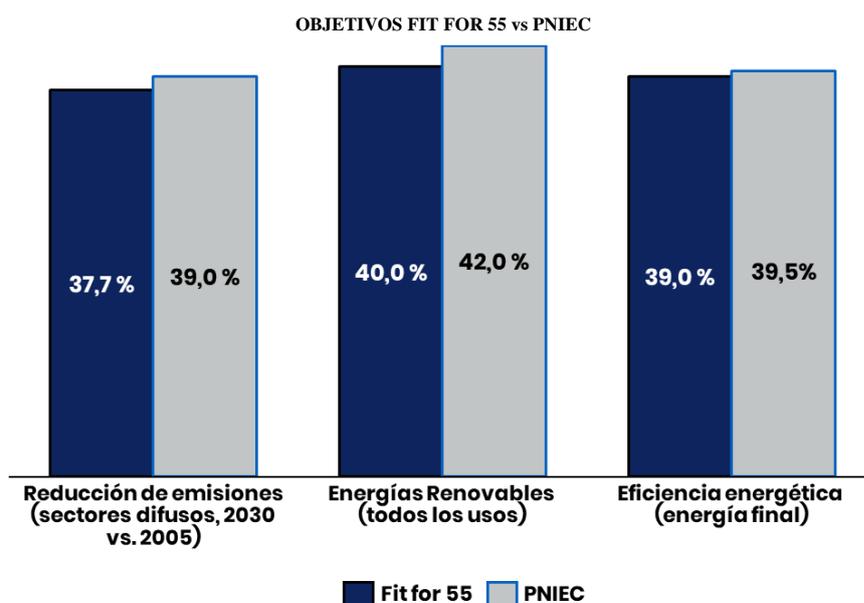
En el **contexto actual** en el que nos movemos, la crisis de los precios de la energía y de las materias primas está afectando gravemente a muchos sectores en toda Europa. El precio de la electricidad, del gas natural y de otras materias primas se ha multiplicado a lo largo de 2021 y 2022. Además, estos altos precios probablemente continuarán al menos durante el resto del 2022 y a raíz del conflicto en

¹ PE. Climate Action in the European Union ([aquí](#)).

Rusia y Ucrania los analistas prevén que se alarguen en 2023. Es importante tener este contexto en cuenta para evitar que las medidas propuestas por el paquete Fit for 55 agraven la difícil situación que ya atraviesan las empresas y los ciudadanos europeos. Para que la transición energética tenga éxito, debe conjugar la lucha contra el cambio climático con el mantenimiento de la competitividad de las empresas y los puestos de trabajo que éstas generan, a la vez que combate la pobreza energética y garantiza la seguridad de suministro. En definitiva, para que las medidas del Fit for 55 gocen de una amplia aceptabilidad, deben fomentar una transición hacia la neutralidad climática que sea económica y socialmente viable. Para ello, resulta necesario asegurar que funcionan todas las herramientas planteadas en las propuestas a nivel europeo y salvar la asimetría en lo que respecta a la fijación del precio del carbono de Europa respecto al resto del mundo.

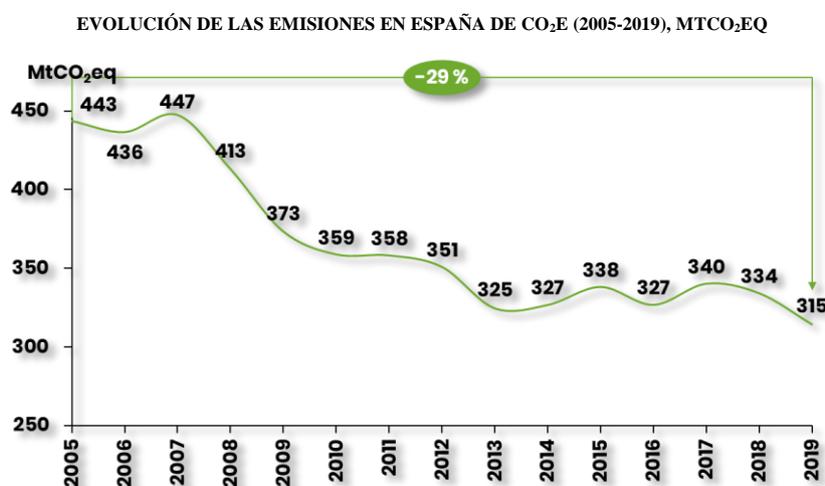
El diseño y adopción de medidas que reduzcan la dependencia de los combustibles fósiles en Europa debe realizarse desde la óptica de una mayor competitividad de nuestras empresas. En este contexto BusinessEurope, y con ella CEOE, ha pedido a la Comisión Europea una revisión del paquete o “reality check” a la luz de la situación actual en especial en lo referente a costes energéticos y de materias primas.

En el caso de España, los **objetivos planteados** en el paquete Fit for 55 no añade muchas nuevas obligaciones frente a las que ya teníamos. España ya cuenta con un marco estratégico de energía y clima, con unos objetivos a corto, medio y largo plazo muy claros que se anticipaba a la propuesta de la Comisión. Si comparamos el paquete con nuestra legislación nacional, en la mayoría de los casos nuestra legislación nacional tiene el mismo nivel de ambición o incluso va más allá, tanto en reducción de emisiones, como en penetración de energías renovables y en eficiencia energética. Es decir, el paquete supone un gran reto, pero era un reto que ya habíamos asumido en España, como muestra el gráfico a continuación.



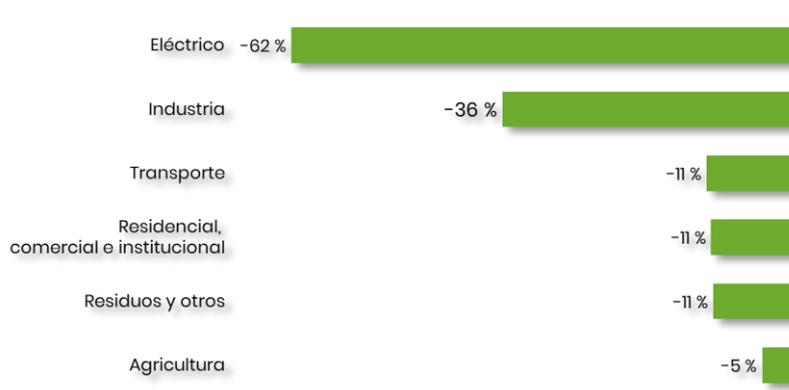
Fuente: Comisión Europea y Plan Nacional Integrado de Energía y Clima.

España tiene un buen expediente de cumplimiento de objetivos climáticos, de hecho, históricamente España ha ido más allá de lo exigido. Como muestra el gráfico a continuación, desde el año 2005 las emisiones han pasado de 443 Mt a 315 Mt, una reducción de casi el 30%. En algunos sectores, como el sector energético, la reducción ha sido de más de un 60%, casi el doble de la media europea³, gracias fundamentalmente al despliegue de las renovables y a la sustitución de las centrales de carbón por gas natural. Asimismo, el sector industrial ha reducido sus emisiones en más de un 35% (y el consumo energético se ha reducido en más de un 35%). El reto ahora es el sector del transporte, que es más difícil de descarbonizar, en el caso del transporte por carretera porque requiere de mucha infraestructura (los puntos de recarga), y porque los vehículos son bienes de larga duración que tardan muchos años en reemplazarse.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del MITECO & OTEA.

REDUCCIÓN ACUMULADA DE LAS EMISIONES DE CO₂, POR SECTORES (2005-2019, %)



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del MITERD y OTEA.

² El año en el que empieza la ambición climática de la UE con la puesta en marcha del mecanismo de comercio de derechos de emisión de la UE.

³ En la UE, la reducción ha sido de un 35%, p.4 *Climate Action in the European Union* ([aquí](#)).

Todavía no conocemos suficientemente el **impacto global y el coste de implementación** para los sectores. Aunque la UE ya ha hecho un análisis del coste en términos globales del paquete, no conocemos el impacto específico que puede tener país a país o sobre los distintos sectores. Asimismo, aunque conocemos el incremento de ambición de cada una de las propuestas, es más complejo estimar los efectos agregados o combinados de la interacción de varias propuestas. Por ejemplo, en el caso del sector de la aviación, además del endurecimiento del ETS se incrementan los requisitos de biocombustibles (Reglamento ReFuelEU) y al mismo tiempo se cambia también la tributación de la fiscalidad energética (con un impuesto al keroseno). En este sentido, sería interesante contar con un análisis de la CE de los efectos agregados de estas políticas sobre los sectores.

El papel de la industria es clave para Necesitamos una base industrial sólida en Europa, con empresas competitivas. La gran mayoría de las soluciones prácticas, la innovación y las tecnologías necesarias para garantizar la transición ecológica procederán de la industria, por lo que cualquier medida que deteriore la competitividad de las empresas europeas tendría un impacto negativo en la transición ecológica. Por lo tanto, resulta necesario preservar la competitividad, pero es necesario avanzar en maximizar las nuevas oportunidades para cada uno de los sectores. A esto se añade que el reparto de esfuerzo parece desigual según países, y los mecanismos de compensación entre países han de funcionar, de otra manera, la competitividad industrial dependerá únicamente de la capacidad nacional para compensar las desigualdades entre EEMM.

Hay **barreras y desafíos importantes** para alcanzar los objetivos. A pesar del buen expediente de las empresas españolas en reducción de emisiones y cumplimiento de objetivos climáticos, alcanzar las metas que marcan el Fit for 55 y el PNIEC (que se actualizará para reflejar los cambios contenidos en el paquete Fit for 55), va a requerir un enorme esfuerzo, no solamente por el grado de ambición, sino por las barreras, desafíos e incertidumbre que presenta la transición energética. La reducción en las asignaciones gratuitas de derechos de emisión a los sectores en riesgo de fuga de carbono. La tasa de ajuste transfronteriza o CBAM para los sectores industriales se ha diseñado como un mecanismo alternativo a las asignaciones gratuitas, de tal manera que conforme se vaya introduciendo, se irán reduciendo las asignaciones gratuitas proporcionalmente para los sectores afectados (cemento, acero y hierro, aluminio, fertilizantes, electricidad). Las asignaciones gratuitas han demostrado ser eficaces para evitar la fuga de carbono y, sin embargo, los sectores afectados por el CBAM destacan el riesgo de sustituirlo por una herramienta que nunca ha sido testada. Por tanto, hay mucha incertidumbre respecto a su eficacia para proteger a las empresas europeas de la competencia de terceros países. El CBAM promueve la igualdad de condiciones en el mercado europeo, pero no fuera de la UE. Si nuestros productores tienen que internalizar el coste del carbono, y venden sus productos en jurisdicciones donde los productores locales no lo hacen, los productos europeos podrían dejar de ser competitivos en muchos mercados (en cambio, las asignaciones gratuitas si favorecían la competitividad industrial en el exterior). En este sentido, es importante no desprendernos demasiado rápido de aquellas herramientas, como las asignaciones gratuitas, que hasta ahora han resultado de utilidad para limitar la competencia desleal frente a terceros países. Por último, también resulta necesario garantizar la competitividad del sector industrial exportador y que las herramientas planteadas no se enfoquen exclusivamente en las importaciones.

El cumplimiento de los objetivos marcados en el paquete va a requerir una **colaboración público-privada** mucho más intensa que deberá incluir la revisión de nuestros métodos de análisis y de trabajo. La simplificación, coherencia, flexibilidad y consistencia de las nuevas normas del paquete deben constituir una prioridad. Tenemos un objetivo claro a medio y largo plazo, para lo que hay que trazar una hoja de ruta de cara a alcanzar la neutralidad tecnológica y en muchos sectores puede que, hasta

el momento, no se cuenta con tecnologías maduras y se necesitan apoyos. No hay que olvidar que el gran reto, es el reto económico, provocado por un lento avance del marco legal respecto marco social y económico.

El reto que supone conseguir una Unión Europea climáticamente neutra en 2050 implica una transformación económica y social muy importante que requiere del **compromiso de toda la sociedad**. Necesita una revolución tecnológica y empresarial pero también un cambio de hábitos y comportamiento de los consumidores que sólo podrá producirse si se sienten implicados en el proyecto. No solo hay que tener en cuenta la necesidad de mitigar los impactos sociales que podrían provocar la inclusión de sectores como el transporte y edificios en el comercio de derechos de emisión, sino que sólo si somos capaces de involucrar a toda la sociedad, seremos capaces de conseguirlo.

2.3. Inclusión del sector del transporte marítimo en el EU ETS

Maruxa Heras
Global Factor

2.3.1. Rediseñando el EU ETS: un difícil equilibrio entre ambición climática y seguridad energética

El pasado 14 de julio de 2021, la Comisión Europea (CE) presentó el Fit for 55, un paquete legislativo para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) de la Unión Europea (UE) en al menos un 55% para el año 2030, respecto a los niveles de 1990. La reforma del EU ETS es uno de los pilares en los que se sustenta el objetivo de reducción de emisiones de la Comisión, y entre sus propuestas amplía el ámbito de aplicación del EU ETS al transporte marítimo.

El pasado 22 de junio el pleno del Parlamento Europeo votó a favor de la reforma del EU ETS, fijando un objetivo de reducción de emisiones del 63%. Asimismo, la Eurocámara también ha aprobado un rebasing (reducción del límite global de emisiones) de 70 millones de EUAs y un aumento del Factor de Reducción Lineal (LRF) hasta el 4,4% en 2024 y otro rebasing de 50 millones y un aumento del LRF al 4,5% desde 2026 y al 4,6% a partir de 2029. Lo aprobado por el Parlamento Europeo endurece así la propuesta inicial de la CE, compartida también por el Consejo Europeo, que propuso un rebasing único de 117 millones de EUAs y un aumento del LRF al 4,2%.

También discrepa lo aprobado por la Eurocámara respecto al Mecanismo de Ajuste en Frontera de las Emisiones de Carbono (CBAM) con lo planteado inicialmente por la Comisión. El Parlamento ha aprobado el final de la asignación gratuita para sectores CBAM, con una reducción gradual desde 2027 hasta su completa eliminación en 2032, adelantando 3 años lo planteado por la CE, eliminar progresivamente la asignación gratuita entre 2026 y 2035.

Por último, el Parlamento Europeo también ha aprobado el endurecimiento del mecanismo de control de precios y limitar el acceso y las posiciones a los actores con obligaciones de cumplimiento en el EU ETS, en contra de la posición más permisiva de la Comisión y el Consejo.

Tras la aprobación de la Eurocámara, este otoño comienza el trílogo interinstitucional junto con la Comisión y el Consejo para la negociación y aprobación definitiva de la reforma del EU ETS, se espera que las negociaciones culminen en 2022, pero no antes de la COP 27, que tendrá lugar en Egipto entre el 6 y el 18 de noviembre.

Según la propuesta de la Comisión, el EU ETS se aplicará a todos los buques, independientemente de su bandera, que toquen puerto europeo, basándose en las emisiones notificadas según el Reglamento MRV. Tanto el Parlamento como el Consejo han analizado a fondo el texto y, aunque hay numerosas enmiendas que endurecen considerablemente la propuesta inicial, otras recogen en gran medida las preocupaciones del sector. Por un lado, diversas enmiendas están destinadas a minimizar el impacto de esta medida en territorios muy dependientes del transporte marítimo, como las regiones insulares y ultraperiféricas y por otro, otras propuestas tratan de evitar la fuga de carbono. También se recoge la posibilidad de que sea el operador comercial el que asuma los costes de esta medida y que los ingresos se destinen a un fondo para proyectos de descarbonización del sector.

2.3.2. El sector marítimo en cifras – Contexto internacional

El transporte marítimo es vital para la economía. En 2021, se transportaron por mar casi 12.000 millones de toneladas de mercancías, alrededor del 80% del comercio internacional, generando unas emisiones de alrededor de 886 millones de toneladas de CO₂, entre el 2,5 y 3% de las emisiones globales de CO₂.

En Europa, las instituciones consideran este sector un activo estratégico que permite salvaguardar la independencia geopolítica de la Unión y aumentar su resiliencia económica e industrial y su soberanía. El transporte marítimo mueve en torno al 75% del volumen del comercio exterior de la UE y el 31% del comercio interior y por los puertos europeos pasan casi 4.000 Mt de mercancías al año y 400 millones de pasajeros (14 millones en cruceros). Sus emisiones de CO₂ notificadas suponían el 11% de las emisiones del sector transportes y el 3-4% de las emisiones totales de CO₂ europeas.

Las emisiones del transporte marítimo suponen un porcentaje pequeño en comparación con otros sectores económicos, pero en valores absolutos son significativas. En comparación con los países que forman la UE, el transporte marítimo podría considerarse el 7º mayor emisor de la Unión por detrás de Alemania, Italia, Polonia, Francia, España y Holanda.

Las emisiones a la atmósfera del transporte marítimo están reguladas, en el ámbito internacional, por el Anexo VI del Convenio MARPOL de la Organización Marítima Internacional (OMI), que ha sido ratificado hasta ahora por 106 países que, en conjunto, controlan el 97% de la flota mercante mundial. La UE, por su parte, ha defendido siempre la conveniencia de que las emisiones marítimas se regulen a nivel internacional, si bien en varias ocasiones ha establecido normas a nivel regional.

Analizando el contexto histórico, en 2011 se adoptaron en la OMI las primeras medidas técnicas y operacionales para reducir las emisiones de los buques (que se aplican desde 2013): el Índice de Eficiencia Energética de Proyecto (*Energy Efficiency Design Index, EEDI*), y el Plan de Gestión de la Eficiencia Energética del buque (*Ship Energy Efficiency Management Plan, SEEMP*). También se contemplaba la adopción de posibles medidas de mercado o de compensación económica de las emisiones, pero las negociaciones fueron bloqueadas por los países emergentes que exigían la

aplicación del principio de “responsabilidades comunes pero diferenciadas” opuesto al principio de la OMI de aplicar las normas a todas las banderas (y países) por igual.

Durante los años siguientes tanto la OMI como la UE pospusieron la adopción de posibles “instrumentos de mercado” acordando que, con carácter previo, se debía poner en marcha un sistema de evaluación directa y seguimiento de las emisiones de CO₂ de los buques.

Finalmente, ambos sistemas llegaron por separado y con un año de diferencia. En 2015, la UE adoptó el Reglamento 2015/757 de seguimiento, verificación y notificación de emisiones (Reglamento MRV), que se empezó aplicar el 1 de enero de 2018 y en 2016 se adoptó el IMO DCS (*Data Collection System*) que contemplaba como primer año de notificación el 2019. El reglamento europeo contemplaba que, en el caso de que se adoptase un sistema de seguimiento, verificación y notificación de emisiones mundial, se debería iniciar un proceso de revisión con el fin de alinear ambos sistemas y reducir la carga administrativa a las empresas. Este proceso se inició en 2019 sin que se llegara a avanzar en las cuestiones más relevantes y, en la actualidad, no se ha concluido.

La necesidad de reducir las emisiones del transporte marítimo comenzó a hacerse patente a finales de 2015. La firma del Acuerdo de París, aunque no incluía al transporte marítimo en su texto final, sirvió para impulsar al sector a definir unos objetivos concretos de reducción de emisiones. Éstos debían llegar en forma de estrategia inicial de reducción de emisiones en 2018 y en forma de medidas definitivas en 2023.

Desde la UE, se comenzó a aumentar la presión sobre el sector y, a principios de 2017, el Parlamento Europeo propuso introducir el transporte marítimo en el régimen europeo de comercio de emisiones (EU ETS), aunque finalmente en la fase de trílogos se acordó continuar apoyando los avances en la OMI y, condicionar su inclusión (en 2023) a que se adoptaran medidas de reducción a nivel global. De esta forma, se alineaban las aspiraciones de la UE con el calendario de trabajo de la OMI.



Apenas dos años más tarde, la declaración de la emergencia climática llevó a la UE a plantear un aumento en su ambición climática (de una reducción neta de las emisiones de gases de efecto invernadero del 40% en 2030 respecto a 1990 a, por lo menos, el 55%) y los avances en la reducción de emisiones del transporte marítimo a nivel internacional parecieron volverse insuficientes. El Pacto Verde Europeo, que traza la hoja de ruta para descarbonizar la economía europea contemplaba de nuevo la inclusión del transporte marítimo en el EU ETS y, unos meses más tarde, el Parlamento Europeo votó a favor de esta propuesta.

El cuarto informe sobre emisiones de gases de efecto invernadero de la OMI, publicado en otoño de 2020, añadió más presión al sector ya que de sus conclusiones se desprendía que la eficiencia

energética del transporte marítimo había aumentado sensiblemente entre 2012 y 2018 (entre un 21% y un 29% respecto a 2008) pero no había podido compensar el fuerte crecimiento del comercio marítimo internacional, por lo que las emisiones absolutas habían aumentado, alejándolo del objetivo de reducción de emisiones planteado en la OMI para 2050.

A pesar de que los años 2020 y 2021 estuvieron fuertemente marcados por la pandemia, la UE mantuvo su agenda en materia de cambio climático y convirtió el nuevo nivel de ambición en un objetivo vinculante a través de la Ley Europea del Clima y lo trasladó a la normativa comunitaria a través del paquete legislativo Fit for 55. Entre las propuestas publicadas, la revisión de la Directiva sobre el régimen de comercio de derechos de emisión introdujo una propuesta concreta para el transporte marítimo que esta vez parece que terminará materializándose.

2.3.3. Reglamento MRV 2015/757: seguimiento de las emisiones en el sector marítimo

En 2015, la UE adoptó el Reglamento 2015/757 sobre seguimiento, verificación y notificación de emisiones de los buques como primer paso para el establecimiento de medidas basadas en el mercado para este sector. El reglamento se aplica, a partir del 1 de enero de 2018, a las emisiones de CO₂ de todos los buques de más de 5.000 GT que transporten carga o pasajeros con fines comerciales, independientemente de su bandera, en sus viajes hacia/desde puertos del Espacio Económico Europeo (Europa, Noruega e Islandia) y en el interior de los puertos EEE.

El reglamento define a la “empresa” como responsable de cumplir las obligaciones de seguimiento y notificación de emisiones. En este caso, la definición de empresa coincide con la establecida en el código de Gestión de la Seguridad (Código ISM) y será el propietario de un buque o cualquier otra organización o persona, como el gestor naval o el fletador a casco desnudo, a la que el propietario haya encomendado la responsabilidad de la explotación del buque. En general, se puede entender que será aquel que disponga del documento de cumplimiento del Código ISM.

La empresa debe disponer de un plan de seguimiento de las emisiones de CO₂ para cada buque, en formato normalizado y aprobado por un verificador acreditado independiente, en el que se indiquen los datos del buque y de la empresa; el método o métodos seleccionados para hacer seguimiento; una descripción de las fuentes de emisión, del combustible que utiliza cada una y su factor de emisión; una explicación detallada de la gestión para cada dato, procedimientos, persona encargada, registros, etc, y una hoja de registro de revisiones del plan. Aquellos buques que toquen puerto EEE por primera vez, dispondrán de dos meses para elaborar y presentar su Plan a un verificador.

Para el periodo de notificación, que coincide con el año natural, se debe hacer un doble seguimiento: por viaje y anual. En el caso de los buques que durante el período de notificación realicen más de 300 viajes y todos ellos desde o hacia un puerto del EEE, están exentos de la obligación de hacer el seguimiento por viaje.

Los parámetros que se deben monitorizar en el caso del seguimiento por viaje son:

- Puerto de salida y el puerto de llegada, incluidos el día y la hora de salida y de llegada;
- Consumo de combustible navegando y en puerto (por separado);
- Distancia recorrida;

- Tiempo navegando;
- Carga transportada (número de pasajeros; TEU, metros lineales, toneladas, m³, etc, según el tipo de buque)
- Transporte que se calcula como producto de la distancia recorrida y la carga transportada.
- CO₂ emitido (consumo de combustible multiplicado por su factor de emisión).

En el caso del seguimiento anual, se deben monitorizar:

- Consumo de combustible total;
- Emisiones de CO₂: totales y agregadas de todos los viajes entre puertos EEE; todos los viajes hacia puertos EEE; todos los viajes desde puertos EEE y en puerto.
- La distancia total recorrida;
- El tiempo total transcurrido en el mar;
- La eficiencia energética media.

En ambos casos el seguimiento del consumo de combustible debe comprender los motores principales, los auxiliares, las turbinas de gas, las calderas y los generadores de gas inerte.

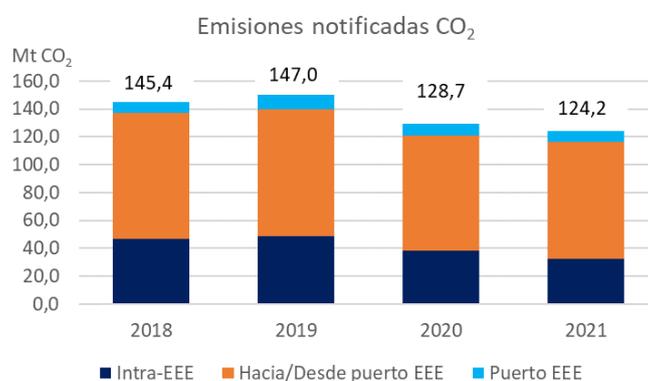
Existen 4 métodos de seguimiento de las emisiones: a través de las notas de entrega del combustible y comprobaciones periódicas de los tanques, mediciones directas de las emisiones utilizando sensores, seguimiento de los tanques de combustible mediante las sondas y la medición de los caudales de combustible a bordo. Puede utilizarse una combinación de esos métodos, previa evaluación del verificador. En función del método escogido, las emisiones resultantes pueden ser diferentes.

En el caso de buques que se adquieran durante el periodo de notificación, la empresa que recibe el buque se deberá asegurar de que dispone de toda la información necesaria sobre las emisiones del buque hasta la fecha. En España, el incumplimiento de las obligaciones de seguimiento y notificación derivadas del reglamento MRV implica sanciones recogidas en el Texto Refundido de la Ley de Puertos Del Estado y de la Marina Mercante.

Una vez finalizado el periodo de notificación, antes del 30 de abril del año siguiente, las empresas deben presentar un informe de emisiones que previamente debe ser revisado y aprobado por un verificador independiente. El verificador, además, emitirá un documento de conformidad tras revisar que todo está correcto que deberá llevarse a bordo antes del 30 de junio.

La notificación de los datos se lleva a cabo a través de la plataforma Thetis, gestionada por la EMSA (*European Maritime Safety Agency*). En esta plataforma la se publica anualmente (antes del 30 de junio) información relativa a las emisiones notificadas de CO₂. En 2021, un total de 11.790 buques sus emisiones al Thetis MRV, que sumaron 124,2 Mt de CO₂.

En el gráfico siguiente se puede observar la evolución de las emisiones notificadas desde que el reglamento entró en vigor.



La Comisión Europea, por su parte, tiene obligación de publicar un informe anual sobre las emisiones de CO₂ incluyendo resultados agregados y explicados de los principales parámetros.

Por otro lado, resaltar que, en 2021, tras el Brexit, Reino Unido dejó de aplicar las disposiciones del reglamento MRV en los viajes entre puertos de Reino Unido y en las escalas en sus puertos, si bien seguían estando obligados a realizar el seguimiento y notificación en los viajes hacia o desde puertos del EEE. En 2022, pusieron en marcha su propio sistema de seguimiento y notificación de emisiones (UK MRV) heredado en parte del Reglamento MRV. Bajo este sistema y para evitar una doble contabilidad, los viajes entre puertos del Reino Unido y el EEE solo se notifican al sistema europeo. Además, los viajes entre puertos de los territorios de ultramar y un tercer Estado no entran dentro del ámbito de aplicación del UK MRV.

2.3.4. Inclusión del sector del transporte marítimo en el EU ETS: propuesta de la Comisión Europea

Como parte del Fit for 55 la Comisión Europea plantea la inclusión progresiva del sector del transporte marítimo en el EU ETS a partir de 2023, hasta su plena inclusión en 2026. Esta entrada gradual dará comienzo con la entrega en 2024 de derechos de emisión equivalentes al 20 % de las emisiones verificadas de 2023, posteriormente, al 45 % de las emisiones verificadas de 2024, al 70 % de las emisiones verificadas de 2025 y así hasta 2026 y los años posteriores, cuando las compañías navieras tengan que entregar derechos de emisión equivalentes al 100 % de sus emisiones verificadas. A diferencia de otros sectores, el transporte marítimo no dispondrá de asignación de derechos de emisión gratuitos.

Tabla 1. EUAs a entregar durante el periodo transitorio de entrada

| Periodo de notificación | Año de entrega | % de emisiones por la que entregar EUAs |
|-------------------------|----------------|---|
| 2023 | 2024 | 20 % |
| 2024 | 2025 | 45 % |
| 2025 | 2026 | 75 % |
| 2026 | 2027 | 100 % |

Fuente: Elaboración propia.

Al igual que en el Reglamento 2015/757, estarán afectados por el EU ETS aquellos buques con un arqueo bruto superior a 5.000 GT, independientemente de la bandera del buque.

No estarán cubiertas el 100 % de las emisiones anuales generadas por los buques afectados, ya que se plantea cubrir el 100 % de las emisiones de las rutas intraeuropeas, pero únicamente el 50 % de las emisiones de las rutas extraeuropeas, con el objetivo de evitar las fugas comerciales y de carbono. Asimismo, estarán afectadas el 100 % de las emisiones generadas por los buques durante sus estancias en puertos de la UE.

Tabla 2. Emisiones afectadas por la inclusión del sector del transporte marítimo en el EU ETS.

| Puerto de salida | Puerto llegada | de | Emisiones de CO2 por las que entregar EUAs |
|---|-----------------------|-----------|---|
| UE | UE | | 100 % |
| No UE | UE | | 50 % |
| UE | No UE | | 50 % |
| Emisiones en puerto UE (buque atracado) | | | 100 % |

Fuente: Elaboración propia.

En la práctica, si se adopta la propuesta de la Comisión, las empresas navieras tendrán que comprar y entregar derechos de emisión por cada tonelada CO2 notificada en el ámbito del sistema. Además, estas empresas estarán supeditadas a una autoridad administradora de un Estado miembro que supervisará el cumplimiento de las obligaciones del EU ETS utilizando las mismas reglas que para los demás sectores. Si la empresa no está registrada en el EEE, se le atribuye al Estado del EEE en el que haya tenido el mayor número de escalas portuarias en los dos años anteriores.

Al igual que ocurre para las instalaciones fijas y los operadores aéreos, los operadores navales deberán realizar la entrega de EUAs antes del 30 de abril. La Comisión ha planteado como sanción, además de la económica, denegar la entrada a puerto de los buques operados por aquellas navieras que no efectúen la entrega de derechos de emisión por dos o más años.

El Fondo de Innovación deberá apoyar inversiones destinadas a descarbonizar el sector del transporte marítimo.

La propuesta incluye una cláusula de revisión en caso de que la Organización Marítima Internacional adopte una medida de mercado de ámbito mundial para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero del transporte marítimo.

2.3.5. Inclusión del sector del transporte marítimo en el EU ETS: propuestas del Parlamento y del Consejo Europeo

El Parlamento y el Consejo Europeo adoptaron el pasado mes de junio sus posturas respecto a la inclusión del sector del transporte marítimo en el EU ETS. Ambas instituciones comparten los principios planteados por la Comisión, sin embargo, difieren en dos cuestiones significativas: cuál será el destino

de los ingresos obtenidos de las subastas de derechos de emisión para el sector marítimo y quien será el sujeto encargado de la entrega de los derechos de emisión.

Por un lado, el Consejo propone que los ingresos de las subastas sean asignados al estado miembro administrador del buque (el estado del pabellón para un barco de la UE o el estado donde el armador del barco opera con más frecuencia para un barco de bandera no comunitaria). Por otro lado, la Eurocámara plantea que el 75% de los ingresos vayan a un “Fondo para los océanos”, dedicado a apoyar la transición ecológica del sector marítimo.

Según la propuesta del Parlamento, este fondo también serviría para aliviar la carga administrativa a las empresas más pequeñas permitiendo que éstas hicieran una contribución al fondo igual a las toneladas emitidas por el precio máximo de los derechos de emisión del año anterior en vez de acudir al mercado a comprar derechos de emisión.

Respecto a quien sería el encargado de la entrega de derechos de emisión, el Consejo propone que sea el armador de buque, quien opcionalmente podría negociar con el fletador un mecanismo contractual para compartir los costes de la compra de derechos de emisión. Mientras que el Parlamento propone hacer obligatorio un mecanismo de traspaso de costes contractuales, para que sea el fletador del buque el que asuma los costes.

Dado que la propuesta de la Comisión no contempla la asignación de derechos de emisión gratuitos, la entrada en vigor gradual podría ayudar al sector a suavizar el impacto inicial de esta medida. No obstante, a propuesta del Parlamento, se discutirá su posible eliminación, empezando a pagar desde el 1 de enero de 2024, por el 100% de las emisiones notificadas.

Otro de los puntos que se encuentra aún en discusión es el tamaño de los buques que estarán afectados por el EU ETS. Se está planteando la inclusión de los buques por encima de 400 GT, con un periodo transitorio inicial en el que únicamente tengan que llevar a cabo el seguimiento de sus emisiones de acuerdo al Reglamento 2015/757. Se prevé que este periodo transitorio finalice en 2027, año a partir del cual los armadores responsables de los buques de más de 400 GT tendrán que entregar derechos de emisión equivalentes al 100 % de sus emisiones verificadas.

Asimismo, se plantea tener en cuenta, además de las emisiones de CO₂, las emisiones de CH₄ y N₂O, que serían notificadas como emisiones de CO₂ equivalentes, teniendo en cuentas los potenciales de calentamiento global de estos gases de efecto invernadero.

También se estudia incluir a partir de 2027 el 100% de las emisiones de todos los viajes con origen o destino fuera de la UE, contemplando excepciones para terceros Estados que hayan adoptado medidas equivalentes que pongan un precio a las emisiones del transporte marítimo (en estos casos se mantendría el 50%).

Estas últimas medidas, implicarían revisar e introducir modificaciones en el reglamento MRV.

Ambas instituciones contemplan medidas para relajar las obligaciones de aquellos buques que operen en tráficos insulares o con regiones ultraperiféricas, atendiendo a razones de cohesión social, en concreto discutirá las siguientes exenciones:

- Buques que operen rutas sometidas a obligaciones de servicio público o bajo contrato de servicio público.
- Hasta 2031, a buques de pasaje y ro-pax (excluidos los cruceros) hacia/desde islas con menos de 200.000 habitantes censados.

En el caso de las regiones ultraperiféricas:

- El 55% de las emisiones en los viajes hacia/desde regiones ultraperiféricas, sin contar viajes interinsulares, hasta 2030.
- El 100% de las emisiones en los viajes hacia/desde regiones ultraperiféricas (incluidos los viajes interinsulares) y las estancias en puerto asociadas a estos viajes, hasta 2031.

También se proponen medidas para evitar la fuga de carbono estableciendo medidas que contabilicen las emisiones totales hacia/desde puertos de transbordo extracomunitarios situados a menos de 300 millas de la UE.

En conclusión, aunque la propuesta de la Comisión define con bastante claridad cómo será la aplicación del régimen europeo de comercio de emisiones para el transporte marítimo, todavía quedan importantes cuestiones por discutir y que tiene gran relevancia para las empresas implicadas. Será un gran reto para las instituciones definir un sistema que garantice la competitividad de las empresas europeas y la cohesión social y evite la fuga de carbono a la vez que cumple con los objetivos de descarbonización de la UE.

3. IMPLICACIONES TECNOLÓGICAS Y SECTORIALES

3.1. La contribución a la sostenibilidad de las tecnologías de captura, transporte, almacenamiento, usos y transformación del CO₂

Rosa M^a Alonso López, Plataforma Tecnológica Española del CO₂
Sergio Cuadrado Iglesias, OFICEMEN

Desde los años 70, las tecnologías de captura, transporte, almacenamiento y usos y transformación del CO₂ (en adelante, tecnologías CAUC o CCUS por sus siglas en inglés) son tecnologías conocidas y probadas, ya que comenzaron a aplicarse en EE. UU., principalmente para la recuperación mejorada de petróleo (EOR).

3.1.1. El aumento constatable de las tecnologías CAUC a nivel mundial

En 2021, la capacidad de almacenamiento geológico de CO₂ se incrementó un 32% con respecto al año anterior, existiendo en la actualidad 135 instalaciones comerciales en diferentes etapas de desarrollo a nivel mundial, de los cuales 27 ya se encuentran en operación. Además, cabe destacar que estos proyectos provienen de una amplia gama de sectores, incluyendo el cemento, el acero, el hidrógeno, la generación de energía y la captura directa del aire ⁴.

Por tanto, los datos recogidos en el último año vienen a confirmar que el sector de la energía sigue apostando por estas tecnologías y, además, constatan el aumento del interés de la industria por su aplicación, ya que se han revelado como capaces de aportar una solución a sus “emisiones de proceso”, donde las reacciones térmico-químicas imposibilitan su disminución ni con la aplicación de las Mejores Técnicas Disponibles (MTD).



Figura 1: Mapa de los 135 proyectos de tecnologías CAUC a nivel mundial

⁴ [Global Status of CCS 2021](#), Global CCS Institute

Fuente: Global Status of CCS 2021. Global CCS Institute

Las entidades científicas internacionales más reconocidas también han afianzado su confianza en las tecnologías CAUC no solo para su aplicación en el mundo de la energía, sino en otro sector clave como es la industria. Es el caso de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) que, en 2021, publicaba su informe 'About CCS'⁵ exponiendo que, debido a que la industria pesada representa cerca del 20% de las emisiones globales de CO₂ en la actualidad, las tecnologías CAUC son “virtualmente la única solución tecnológica para una reducción importante de las emisiones relativas a la producción de cemento. También son el enfoque más rentable en muchas regiones para reducir las emisiones en la fabricación de productos químicos, hierro y acero”. Además, en este informe se recuerda que el “CO₂ capturado es una parte fundamental de la cadena de suministro de combustibles sintéticos a partir de CO₂ e hidrógeno y una de las pocas opciones bajas en carbono para el transporte de larga distancia, en particular la aviación”.

En 2020, la AIE ya había identificado en su documento 'Energy Technology Perspectives 2020'⁶ que las tecnologías CAUC son cruciales para poder lograr los objetivos climáticos, exponiendo que la “captura de CO₂ y la bioenergía desempeñan funciones polifacéticas. La captura de emisiones de CO₂ para su uso de forma sostenible o almacenamiento es una tecnología crucial para alcanzar emisiones netas cero”.

3.1.2. Europa aboga por el desarrollo de las tecnologías CAUC por su contribución a la sostenibilidad

Como se ha visto en otros apartados de este documento, el objetivo de la Unión Europea es alcanzar la neutralidad climática a más tardar en 2050 y emisiones negativas a partir de entonces. Por neutralidad climática se entiende que las emisiones netas de gases de efecto invernadero (GEI) se deben equilibrar y ser iguales o, siempre que sea posible, menores a las que se eliminan a través de la absorción natural del planeta.

De esta forma, a través de la acción climática, debemos reducir las emisiones y, para ello, la UE debe, entre otras cuestiones, aumentar las absorciones de carbono y establecer ciclos de carbono sostenibles. Por ello, la Comisión Europea adoptó, en diciembre de 2021, la Comunicación sobre 'Ciclos de carbono sostenibles'⁷, en la que expone la manera de aumentar las mencionadas absorciones de carbono de la atmósfera, que son esenciales para cumplir el compromiso jurídicamente vinculante de la UE, y que se traduce en tres acciones fundamentales:

- Reducir drásticamente la dependencia del carbono fósil
- Aumentar la captura de carbono en suelos y bosques para almacenar más carbono en la naturaleza
- Fomentar soluciones industriales para eliminar y reciclar carbono de manera sostenible y comprobable.

Respecto a las tecnologías CAUC, la Comunicación establece los siguientes objetivos:

⁵ [About CCUS](#), IEA, abril de 2021

⁶ [Energy Technology Perspectives 2020](#), IEA, septiembre de 2020

⁷ [Comunicación sobre “Ciclos de carbono sostenibles”](#), Comisión Europea, diciembre de 2021

- En 2028, toda tonelada de CO₂ capturada, transportada, utilizada y almacenada por las industrias debe notificarse y contabilizarse en función de su origen fósil, biogénico o atmosférico.
- Al menos el 20% del carbono utilizado en los productos químicos y plásticos debe proceder de fuentes no fósiles sostenibles de aquí a 2030, teniendo plenamente en cuenta los objetivos de biodiversidad y economía circular de la UE y el próximo marco político para los plásticos de origen biológico, biodegradables y compostables.
- Deben eliminarse 5 Mt/CO₂ anualmente de la atmósfera y almacenarse permanentemente, a través de proyectos pioneros de aquí a 2030

Además, la Comisión estudiará las necesidades de despliegue transfronterizo de la infraestructura de CO₂ a escala nacional, regional y de la UE hasta 2030 y más allá, con la participación de todas las partes interesadas públicas y privadas pertinentes.

En la Comunicación destaca también el acuerdo de que “Para 2050, cada tonelada equivalente de CO₂ emitida a la atmósfera deberá ser neutralizada por una tonelada de CO₂ eliminada de esta. Por lo tanto, el establecimiento de un marco regulador centrado en una propuesta legislativa para la certificación de la eliminación de dióxido de carbono será un paso fundamental hacia este objetivo”. Por ello, es fundamental disponer de un “sistema de certificación robusto que recompense la eliminación del carbono”.

Sin duda, con la publicación de esta Comunicación se han sentado las bases iniciadas por la Comisión Europea en 2020, al incluir a las tecnologías CAUC como prioridad en sus documentos estratégicos, tales como el 'Orientations towards the first Strategic Plan for Horizon Europe'⁸, publicado en febrero de ese año, donde se identificaba el “desarrollo de soluciones de captura, uso y almacenamiento de CO₂ para el sector eléctrico y las industrias intensivas en energía”.

Asimismo, dentro del 'Green Deal' o Pacto Verde Europeo, hoja de ruta para dotar a la UE de una economía sostenible, la **Comisión Europea** ya había publicado una comunicación, en diciembre de 2019, donde se mencionaba la relevancia de las tecnologías CAUC⁹:

[...] Este marco debe impulsar el despliegue de tecnologías e infraestructuras innovadoras, como las redes inteligentes, las redes de hidrógeno, la captura, el almacenamiento y el uso de carbono, y el almacenamiento de energía, al tiempo que se facilita la integración sectorial. Habrá que modernizar algunas infraestructuras y activos existentes para que mantengan su idoneidad y su resiliencia al cambio climático.

La industria de la UE necesita «pioneros del clima y los recursos» que desarrollen las primeras aplicaciones comerciales de tecnologías de vanguardia en sectores industriales clave de aquí a 2030. Entre las áreas prioritarias figuran el hidrógeno limpio, las pilas de combustible y otros combustibles alternativos, el almacenamiento de energía, y la captura, el almacenamiento y la utilización de carbono.
[...]

Por último, también incluido en el Pacto Verde, la hoja informativa sobre “Energía Limpia”¹⁰ establece un marco temporal para que “las emisiones que no se hayan eliminado de aquí a 2050 se absorberán,

⁸ [Orientations towards the first Strategic Plan for Horizon Europe](#), Comisión Europea, febrero de 2020.

⁹ [Página web de EUR-Lex](#), consultada en abril de 2021

¹⁰ [Página web de la Comisión Europea](#), consultada en mayo de 2021

por ejemplo, a través de sumideros naturales de carbono, como los bosques, y tecnologías de captura y almacenamiento de carbono”.



Figura 2: Vista parcial de la Hoja Informativa sobre “Energía Limpia”

Fuente: Hoja Informativa publicada por la Comisión Europea el 11 de diciembre de 2019,

Para poder implementar las acciones necesarias que logren estos objetivos, la Comisión Europea continúa impulsando sus dos programas de financiación de proyectos más relevantes: Horizonte Europa y el Fondo de Innovación. Este último, es uno de los mayores programas mundiales de demostración de tecnologías hipocarbónicas innovadoras, ya que está dotado con un presupuesto de más de 38.000 M€, financiado con los ingresos procedentes de la subasta de derechos del RCDE UE. Sus objetivos son financiar proyectos dentro de tres grandes áreas: industrias de gran consumo de energía (captura y uso de carbono o CCU por sus siglas en inglés y productos alternativos bajos en carbono), tecnologías de captura y almacenamiento de carbono (CCS por sus siglas en inglés) y almacenamiento de energía.

En agosto de 2022, la Comisión Europea adoptó el primer informe sobre el progreso de la ejecución del Fondo de Innovación¹¹ que anualmente debe remitir al Consejo y al Parlamento Europeo. Al analizar los proyectos desarrollados con ayudas del fondo, cabe destacar que se identifica a las tecnologías CAUC como una de las tres vías tecnológicas principales para descarbonizar a las industrias intensivas en energía, junto con el hidrógeno y las soluciones de base biológica. Se evidencia una amplia presencia de tecnologías CAUC en los proyectos a gran escala financiados en la primera convocatoria (Kairos@C, BECCS@STHLM, SHARC, K6) y en dos proyectos a pequeña escala financiados (AGGREGACO2 y Silverstone).

¹¹ [Report from the Commission to the European Parliament and the Council](#), Comisión Europea, agosto de 2022

A esta ayuda, se une la financiación gubernamental de cada país. Si hablamos de iniciativas, los proyectos de captura y almacenamiento geológico de CO₂ que se están desarrollando fundamentalmente en el Mar del Norte, aunque no exclusivamente, con países implicados como Noruega (Norway Full Chain CCS¹²), Holanda (Porthos Project¹³) y Reino Unido (Acorn Project¹⁴), no solo han aumentado en número, sino que cuentan con el apoyo y la financiación de sus entes gubernamentales, y son una prueba más de la apuesta que existe por estas tecnologías.

3.1.3. La apuesta de la industria española por la implementación de las tecnologías CAUC

En nuestro país, también se constata el interés de la industria en mirar a estas tecnologías y, por ello, sectores como el cemento en España han incorporado a las tecnologías CAUC en sus hojas de rutas hacia la descarbonización a 2050¹⁵ y en documentos tan relevantes como el 'Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030' (PNIEC 2021-2030), actualmente en revisión, y en la 'Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo' se incide en este punto:

En lo que se refiere a Industria, se priorizará la implementación de medidas de innovación y competitividad energética orientadas a incrementar la eficiencia de proceso, la recuperación de calor residual, la incorporación de energías renovables y la integración de tecnologías de captura de CO₂ para reducir emisiones. Se pondrá especial atención a tecnologías y aplicaciones para las industrias con gran consumo energético y de recursos, (Acción 6 del SET-Plan). PNIEC 2021-2030, enero de 2020.

[...] Existirán emisiones en los procesos finales que serán difícilmente eliminables, por lo que la captura, el almacenamiento y el uso del carbono también podrían jugar un papel en este sector. Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo (ELP), septiembre de 2020.

Porque, sin duda, **nuestro país está preparado para la implementación real de las tecnologías CAUC**, puesto que existen capacidades suficientes, tanto de conocimiento en I+D+i como de iniciativas desarrolladas durante los últimos años, para poder continuar desarrollando estas tecnologías hasta llegar a mercado. Pero no podemos olvidar que todavía existen **algunos retos** que deben solventarse, entre los que se encuentran los siguientes:

- El principio de que “el que contamina paga” vs un precio insuficiente de emisión del CO₂, se traduce en que todavía es más barato pagar por emitir que la implementación real de las CAUC.
- Barreras legales: España fue el primer país europeo en trasponer la Directiva 2009/31/CE en la Ley 40/2010 sobre almacenamiento geológico, pero el desarrollo regulatorio y normativo no ha avanzado mucho desde entonces, y existe cierta indefinición que no alienta a que se realicen inversiones privadas.
- Percepción pública vs éxitos de aceptación de proyectos locales: Aunque se continúa exponiendo como principal barrera la percepción de la ciudadanía sobre estas tecnologías, lo

¹² <https://ccsnorway.com/>

¹³ <https://www.porthosco2.nl/en/>

¹⁴ <http://www.act-ccs.eu/acorn>

¹⁵ [Hoja de ruta de la industria cementera española para alcanzar la neutralidad climática en 2050](#), Oficemen, diciembre de 2020

cierto es que existen casos de éxito a nivel local. Gracias a la información y al trabajo con los ciudadanos, algunos proyectos se han desarrollado sin problemas en nuestro país. Sin duda, habrá que continuar trabajando para la obtención de una percepción social objetiva.

Por otro lado, se han producido **noticias esperanzadoras** que hacen pensar que el horizonte temporal para que la implementación de las tecnologías CAUC sea una realidad en España pueda ser más cercano de lo que se planteaba en los últimos tiempos:

- La publicación por parte de la Administración española de la “Estrategia de Descarbonización a largo plazo. 2050” que incluye a las tecnologías CAUC.
- La publicación de la “Hoja de ruta de la industria cementera española para alcanzar la neutralidad climática en 2050”, también incluye a las tecnologías CAUC para sus emisiones de proceso.
- Más oportunidades de financiación para la I+D+i en convocatorias nacionales con líneas específicas para las tecnologías CAUC.
- Nuevos proyectos industriales anunciados de cadena completa.
- Todo el trabajo que se realiza desde los foros de expertos en consonancia con la Administración, como la Plataforma Tecnológica Española del CO₂¹⁶ que pone a disposición el conocimiento de sus expertos, así como sus capacidades y soluciones.

Por tanto, hay razones para creer que ha **llegado el momento de las tecnologías CAUC** y que, durante esta década, se debe apostar por su desarrollo como solución climática y como oportunidad para nuestro país.

3.2. El reto de reducir las emisiones de GEI en el transporte marítimo

Álvaro Pedreira Cabero
Asociación de Navieros Españoles

El transporte marítimo es absolutamente esencial para la economía mundial. Según Clarksons, reconocido analista marítimo, cerca de 12.000 millones de toneladas de mercancías se transportaron en 2021 por vía marítima. Esta cifra supone alrededor del **90% del comercio internacional**.

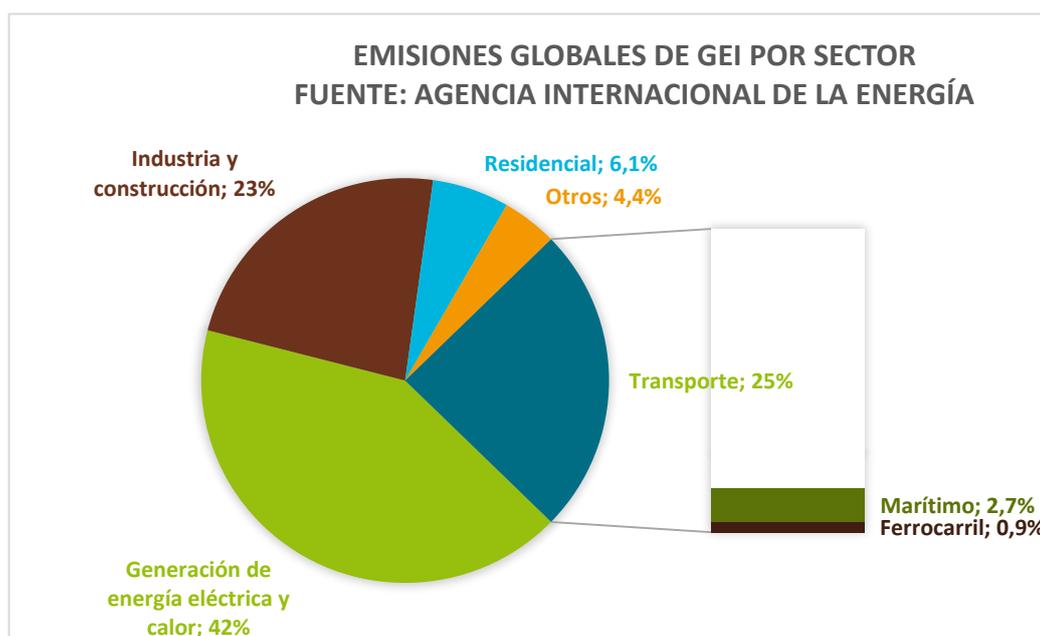
En España, resulta fundamental para el abastecimiento diario y la vertebración de los territorios españoles no peninsulares. Sin los servicios marítimos regulares, Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla

¹⁶ La [Plataforma Tecnológica Española del CO₂](#) es un foro de encuentro y trabajo de la industria, el sector de la energía, los centros de investigación, las universidades y las pymes que desean impulsar la implementación de las tecnologías CAUC en España.

quedarían desabastecidas en cuestión de días. Por ello, durante la pandemia, se reconoció su **carácter estratégico** mediante una modificación del Texto Refundido de la Ley de Puertos y Marina Mercante.

Además de su eficacia y bajo coste, otra característica importante del transporte marítimo es que es una **actividad completamente global** por su propia naturaleza, donde compiten buques de cualquier pabellón y empresas de cualquier nacionalidad. Ello es posible gracias a su regulación en el ámbito internacional por parte de la Organización Marítima Internacional (OMI), agencia a la que Naciones Unidas ha encomendado esta tarea. Esta regulación abarca todos los aspectos del proyecto, construcción y operación de los buques. También los relacionados con la formación de sus tripulaciones, el trabajo a bordo y, por supuesto, el medioambiente.

El modo marítimo destaca por su eficiencia en el uso de la energía: para mover el 90% del comercio internacional de mercancías necesita únicamente el 11% del consumo de energía total empleada en el transporte y es responsable de tan solo un 2,5% de las emisiones totales mundiales de Gases de Efecto Invernadero (GEI) de origen antropológico.



Actualmente esta actividad se lleva a cabo fundamentalmente mediante el uso de combustibles fósiles. Según el último informe de la OMI, de septiembre de 2022, sobre consumo de combustible de la flota mercante mundial (en buques de 5.000 GT o más), en 2021 el 93,9% fueron productos del petróleo y un 5,9% adicional gas natural licuado. Es decir, el 99,8% fueron combustibles de origen fósil. Por ello, el transporte marítimo está considerado uno de los sectores más difíciles de descarbonizar.

Dado el ingente volumen de mercancías que se mueven por mar y su dependencia de los combustibles fósiles (y aunque las emisiones del modo marítimo sean muy bajas por t·km transportada) analizadas en términos absolutos, resultan ser muy importantes. Por ello, y pese a ser el modo de transporte más eficiente, el modo marítimo debe reducir aún más sus emisiones.

3.2.1. Hoja de ruta de la OMI hacia la descarbonización del transporte marítimo

Los objetivos de reducción de emisiones acordados por la Organización Marítima Internacional (OMI) en 2018 incluyen:

- Reducir las emisiones específicas (por t x milla) de GEI del transporte marítimo internacional al menos en un 40% para 2030, intentando alcanzar el 70% en 2050, con referencia a 2008.
- Alcanzar el pico máximo de las emisiones absolutas de GEI del transporte marítimo lo antes posible y reducirlas al menos un 50% para 2050 con referencia a 2008, con el objetivo final de eliminarlas.

Las nuevas medidas ya adoptadas por la OMI (EEDI, EEXI y CII, explicadas más abajo) están encaminadas a alcanzar el primero de los objetivos (reducir las emisiones específicas del transporte marítimo en un 40% para 2030 respecto del nivel de 2008). Está previsto que antes del 1 de enero de 2026 se evalúe su efectividad y la posible necesidad de adoptar medidas adicionales.

Más complicado será el segundo de los objetivos. Efectivamente, con las actuales previsiones de crecimiento del comercio marítimo mundial, para lograr una reducción del 50% de las emisiones absolutas de CO₂ en 2050, habría que reducir las emisiones de carbono de la flota mundial por t x milla en un 90%. Y esto solo será posible si una gran parte de esta flota utiliza ya, en esa fecha, combustibles sin emisiones.

Pero:

- No existen actualmente ni combustibles ni tecnologías cero emisiones viables y comercialmente disponibles para cubrir las necesidades del transporte marítimo internacional.
- Una vez se desarrollen será necesaria una enorme cantidad de energía renovable para generar todos esos combustibles 'verdes' que posteriormente deberán usarse a bordo.
- Y también una nueva infraestructura terrestre para la fabricación, suministro y manejo de estos nuevos combustibles, así como programas de formación y procedimientos de seguridad completamente nuevos.

Es cierto que los buques han venido incorporando en los últimos años diferentes tecnologías para mejorar su eficiencia operacional. También, sistemas que permiten aprovechar la energía eólica o baterías, pero todas estas opciones permiten suministrar un porcentaje relativamente pequeño de las necesidades energéticas de un buque.

3.2.2. Regulación internacional de las emisiones de GEI del transporte marítimo

Las emisiones de GEI del transporte marítimo vienen reguladas en el ámbito internacional por el Capítulo IV, del Anexo VI del Convenio Internacional para Prevenir la Contaminación por los Buques

(Convenio MARPOL), que ha sido ratificado por más de 100 países que, en conjunto, controlan el 97% de la flota mercante mundial.

Las primeras normas se adoptaron en julio de 2011 y entraron en vigor en enero de 2013, haciendo del transporte marítimo el primer sector industrial en contar con una regulación global y vinculante encaminada a reducir las emisiones de GEI.

Entre estas medidas destacan tres índices, que miden distintos parámetros de eficiencia energética en los buques y permiten clasificarlos y certificar que se encuentran por debajo de los límites exigidos:

- Índice de Eficiencia Energética de Proyecto (*Energy Efficiency Design Index, EEDI*)
- Índice de Eficiencia Energética para Buques Existentes (*Energy Efficiency Existing Ship Index, EEXI*)
- Indicador de la Intensidad de Carbono Operacional (*Operational Carbon Intensity Indicator, CII*).

El Índice de Eficiencia Energética de Proyecto (*Energy Efficiency Design Index, EEDI*) fija un nivel de eficiencia energética mínimo (por t-milla transportada) para todos los buques de 400 GT o más. Es obligatorio para los buques de nueva construcción desde enero de 2013. El nivel mínimo exigible a un buque determinado (EEDI requerido) se establece en el Convenio MARPOL para cada tipo y tamaño de buque y se va endureciendo con el paso de los años. En 2020 se adoptaron enmiendas al Anexo VI del Convenio MARPOL endureciendo el EEDI requerido para algunos tipos de buques: portacontenedores, gaseros de 15.000 tpm o más, carga general, metaneros y cruceros con sistemas de propulsión no convencionales.

Más recientemente, el Comité de protección del Medio Marino de la OMI, en su 76ª reunión celebrada en junio de 2021 (MEPC 76), adoptó formalmente nuevas enmiendas que se aplicarán a partir del 1 de enero de 2023.

- El Índice de Eficiencia Energética para Buques Existentes (*Energy Efficiency Existing Ship Index, EEXI*)
- El Indicador de la Intensidad de Carbono Operacional (*Operational Carbon Intensity Indicator, CII*).

Dado que el EEDI se aplica únicamente a los buques construidos desde 2013, aproximadamente el 75% de la flota mercante mundial actual en número de buques (el 60% en GT) no cumple con sus prescripciones, ya que está compuesta en su mayoría por buques construidos antes de ese año. El objetivo del EEXI es establecer un requisito mínimo de eficiencia energética para toda la flota mercante mundial. Como consecuencia, a partir de 2023, todos los buques existentes de 400 GT o más deberán calcular su EEXI, que deberá ser menor que el acordado en la OMI.

El Anexo VI revisado prevé que el EEXI requerido sea el mismo que el EEDI aplicable a los buques contratados en 2022 o posteriormente. Al ser este más exigente que el de años anteriores, no todos los buques a los que ya fue de aplicación el EEDI cumplirán con el nuevo requisito del EEXI.

Los buques existentes que no cumplan con el EEXI requerido deberán mejorar su eficiencia limitando la potencia del motor (lo que conllevaría una reducción de la velocidad), mediante la instalación de dispositivos de ahorro de energía o con cualquier otra medida verificable.

La opción de limitar la potencia del motor es probablemente la más fácil para lograr el cumplimiento, ya que la limitación de potencia requerida es, en muchos casos, menor que la reducción en los factores de carga que se practica actualmente.

También a partir del 1 de enero de 2023, todos los buques de 5.000 GT o más deberán calcular su CII, que mide la eficiencia con la que un barco transporta mercancías o pasajeros. Sus unidades son, dependiendo del tipo de buque, gr CO₂ emitidos por tpm·milla recorrida (o gr CO₂ / GT·milla recorrida).

Si bien el EEXI es una característica intrínseca del buque concreto, y se obtiene y certifica una única vez, el CII se refiere a las emisiones reales que se han producido durante la operación de un buque en un año determinado. Es por tanto una medida que exigirá cada año mejoras de eficiencia operativa.

Además, el CII requerido irá endureciéndose año tras año, de forma que durante su primer año de aplicación (2023), los buques deberán reducir su intensidad de carbono en al menos un 3% en comparación con 2019, seguido de un 2% anual entre 2023 y el final de 2026. Esto significa que, a finales de 2026, el conjunto de la flota mundial deberá haber reducido su intensidad de carbono en un 11% en relación con 2019. Esta cifra de mejora anual previsiblemente aumentará entre 2027 y 2030.

El CII obtenido deberá compararse con el requerido, lo que permitirá clasificar a los buques en función de sus emisiones (A, B, C, D o E), de forma similar a los electrodomésticos. Esta clasificación se registrará en el Plan de gestión de eficiencia energética del buque (SEEMP).

Un barco con calificación D durante tres años consecutivos, o E, tendrá que presentar un plan de acción correctiva que le permita alcanzar el índice requerido (C o superior).

La OMI ha recomendado a los Estados que establezcan incentivos a los que obtengan una clasificación A o B (por ej. reducción tasas portuarias).

Un buque puede reducir su intensidad de carbono mediante una combinación de medidas, en particular:

- Reducción de velocidad;
- Optimización de operaciones y logística;
- Implantación de tecnologías de eficiencia energética;
- Uso de combustibles alternativos

3.2.3. El paquete Fit for 55 de la UE

El 14 de julio de 2021, la Comisión Europea (CE) presentó el paquete legislativo 'Objetivo 55' (*Fit for 55*), cuyo fin es reducir las emisiones totales de GEI de la Unión Europea para 2030 en un 55% (de ahí su nombre), respecto a los niveles de 1990. Varias de las más de una decena

de propuestas de directivas y reglamentos incluidas en el *Fit for 55* tendrán un impacto económico directo en el sector del transporte marítimo, muy especialmente:

- Modificación de la directiva 2003/87/CE por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de GEI en la UE (EU-ETS, por sus siglas en inglés), por la cual se incluye al transporte marítimo en este sistema desde 2023.
- Reglamento relativo al uso de combustibles renovables y combustibles hipocarbónicos en el transporte marítimo (Fuel EU Marítimo)
- Directiva que reestructura el régimen de imposición de los productos energéticos y de la electricidad (Fiscalidad de la energía).

Otras de las normas, aun no teniendo un impacto directo económico en los buques, influirán notablemente en la descarbonización del transporte marítimo. En este grupo se encuentran el Reglamento para la implantación de infraestructuras para los combustibles alternativos (AFIR) y la nueva versión de la Directiva de Energías Renovables (RED III). Al igual que el ETS, estas dos normas no son exclusivas del marítimo, sino que afectan a numerosos sectores industriales.

Sin embargo, ambas se relacionan muy estrechamente con el Reglamento Fuel EU Marítimo. Previsiblemente, una vez aprobadas, el AFIR establecerá que ciertos puertos de la red TEN-T que reciban buques portacontenedores, de pasaje o de carga rodada deberán disponer de conexiones de electricidad para buques atracados. La obligación de estos buques de conectarse a la conexión eléctrica en esos puertos se incluye en el Reglamento Fuel EU.

Por su parte, la RED III (hasta ahora, RED II) obligará a los Estados a disponer, de acuerdo con unos plazos, de unas cuotas mínimas de energías y combustibles renovables en sus sectores industriales. Los Estados serían por tanto los encargados de exigir y ajustar los porcentajes finales, a partir de unos mínimos establecidos en la Directiva, y de exigir su producción a los suministradores. La principal incertidumbre es si la capacidad de producción y suministro cubrirá las necesidades de todos los sectores industriales finalmente incluidos. En el caso del transporte marítimo, es fundamental que la cantidad de combustible alternativo que se exija a los suministradores en puerto esté equilibrada con las necesidades de los buques.

A continuación, se resumen los aspectos fundamentales de las tres normas que, una vez se aprueben, sí tendrán un impacto económico directo en el transporte marítimo:

3.2.4. Reglamento Fuel EU Marítimo

El objetivo de la propuesta Fuel EU Marítimo es promover el uso de combustibles alternativos más sostenibles en el transporte marítimo estableciendo una sanción en función de la intensidad de carbono del combustible utilizado. Una vez el Consejo y el Parlamento han fijado sus posiciones, este Reglamento se está discutiendo en los trílogos. Se espera su aprobación a finales de este año.

La intensidad de carbono del combustible utilizado se calcula considerando todo su ciclo de vida (desde el pozo hasta la estela), es decir, teniendo también en cuenta las emisiones de su cultivo, extracción, producción y transporte. Se fomenta así el uso de ecocombustibles, que en su proceso de obtención evitan la emisión de CO₂ (por ejemplo, utilizando para su producción carbono ya liberado a la atmósfera que se captura), generando así un saldo negativo de emisiones que compensa las producidas en el momento de su uso a bordo.

También se obligaría a determinados tipos de buques a conectarse a la red eléctrica de tierra (buques de pasaje y portacontenedores) o utilizar otras tecnologías ‘cero emisiones’ durante su estancia en puerto. En un primer momento, un buque que utilice una cantidad suficiente de combustibles hipocarbónicos o de GNL evitaría la penalización, e incluso los navieros podrían generar con toda o parte de su flota un ‘saldo positivo’ de CO₂ que compensase el negativo de otros buques, viendo así reducida su sanción. Tal y como está planteada la fórmula que calcula la sanción, la conexión eléctrica durante la estancia en puerto permitiría obtener sensibles reducciones de la misma. El Consejo y el Parlamento han propuesto incluir algún tipo de incentivo extra a los combustibles alternativos de origen no biológico (RFNBOs).

El impacto económico de esta medida en su primer quinquenio de aplicación (previsiblemente 2025-2029) supondría más de 1.500 millones de € anuales, que equivalen a una media de unos 120.000 €/buque. A partir de 2030 estas cifras más que se triplicarían, y así sucesivamente en los subsiguientes quinquenios hasta 2050.

Adicionalmente, la propuesta genera ciertas incertidumbres que es necesario aclarar:

1. Como suele ser habitual en los Convenios de la OMI y en general en las normas relacionadas con el sector del transporte marítimo, el responsable de cumplir las obligaciones que se establecen en las mismas es el armador del buque. Sin embargo, las empresas armadoras no son necesariamente responsables de la elección del combustible y de la operación del buque. Por ello será fundamental que se establezca algún tipo de mecanismo que traslade el coste de las emisiones al fletador por tiempo, que es quien decide el combustible que se suministra, la ruta y la velocidad, decisiones todas ellas que afectan decisivamente al consumo y, por tanto, a las emisiones.
2. El armador deberá acreditar el contenido en carbono de los combustibles marinos contemplados en este reglamento, incluidos los adquiridos fuera de la UE. Pero, sin un certificado internacionalmente reconocido, aprobado por la OMI, será sumamente complicado que los armadores puedan justificar las bondades de un ecocombustible suministrado fuera de la UE.

3. Las posibles mezclas o *'blending'* pueden dar lugar a problemas de compatibilidad y suponer un riesgo sobre la seguridad marítima.

3.2.5. Régimen Europeo de Comercio de emisiones (EU ETS)

En la revisión de esta Directiva, que también se está debatiendo actualmente en los trílogos, se prevé incluir al transporte marítimo en el EU-ETS. Este sistema fija un límite de las emisiones de aquellos sectores incluidos en el mismo, imponiéndoles un 'techo de emisión' (*cap*). Una vez establecido el 'techo', es decir, las toneladas límite que puede emitir ese sector en su conjunto, las empresas deben comprar derechos de emisión (*allowance*). Cada uno equivale a una tonelada de CO₂ permitiéndose con ellos comerciar (*trade*), comprándolos o vendiéndolos en función de sus necesidades.

Al final de cada ejercicio, las empresas deben haber adquirido, a través de subastas fundamentalmente, suficientes derechos que equivalgan a sus toneladas de CO₂ emitidas. Como en todos los mercados, su precio depende de la relación entre la oferta y la demanda en un momento dado, por lo que tiene una gran volatilidad. Sin embargo, la eficacia del sistema ETS estuvo en entredicho hasta finales de la última década, con precios muy bajos para cada tonelada de carbono emitida, comprometiendo su función principal, que es la de penalizar económicamente las emisiones de carbono.

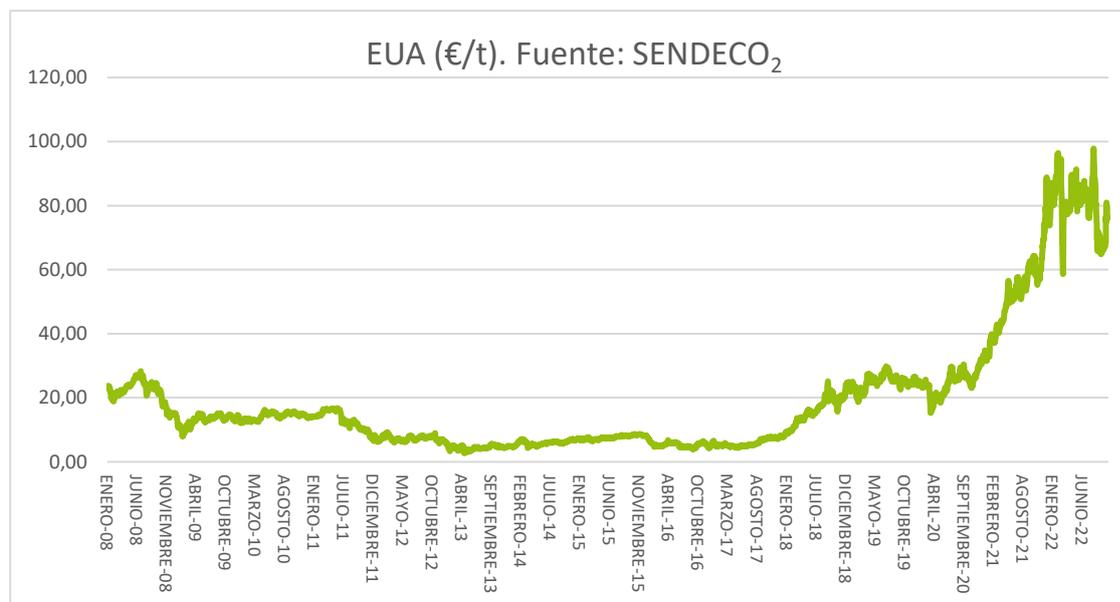
La Comisión ha ido por ello ajustando el mecanismo, reduciendo los derechos de emisión disponibles en el mercado. Este ajuste a la baja del límite máximo de emisiones, que se incluye también en el reciente paquete de propuestas, tiene como objetivo que el precio de los derechos de emisión aumente significativamente e impulsar la descarbonización.

El precio medio del derecho de emisión de CO₂ en el mercado spot de la UE durante este año (hasta el 8 de noviembre) ha sido de 80,69 €/t de CO₂, que más que triplica la media de 2020 (25,09 €/t) y supera ampliamente la de 2021 (53,68 €/t). El precio máximo este año ha alcanzado los 96,38 €/t, mientras que el mínimo ha sido de 64,81 €/t.

Esta alta volatilidad (ver gráfica) es una de las razones por las que el sector naviero ha venido defendiendo, en lugar del ETS, un sistema global consistente en una tasa de importe fijo sobre el combustible, que proporcione un marco estable que favorezca las decisiones de inversión en buques y el desarrollo de tecnologías de ahorro de emisiones a largo plazo. También, como mecanismo de protección de las pequeñas y medianas empresas, que tienen mucha menor capacidad para gestionar estas fuertes variaciones y obtener una ventaja competitiva de ellas.

La Organización Marítima Internacional ha expresado su intención de implantar sus propias medidas de mercado, que no estarían limitadas a una sola región (la UE) sino a los buques de

todo el mundo, como ya sucede con sus normas actuales. Por ello los distintos órganos de la UE han propuesto que la Comisión analice periódicamente las medidas implantadas por la OMI y revise, si procede, su propio sistema para no penalizar dos veces por el mismo motivo.



El impacto económico del EU-ETS una vez completamente implantado y considerando un precio del carbono de 100 €/t (objetivo de la Comisión) se estima en unos 10.500 millones de € anuales que equivalen a una media de más de 850.000 €/buque.

La propuesta hace responsable al armador del cumplimiento de las obligaciones. Al igual que se ha indicado con relación al reglamento Fuel EU, en línea con el principio comunitario de «*quien contamina paga*», la entidad responsable de la elección del combustible y de la operación del buque (la que define la ruta y velocidad), debería ser la obligada a asumir el coste de la medida.

3.2.6. Directiva sobre imposición de los productos energéticos y de la electricidad

Esta Directiva establecería unos niveles mínimos obligatorios de imposición a los productos energéticos y la electricidad, que son aplicables desde el 1 de enero de 2004. Permite a los Estados Miembros aplicar exenciones totales o parciales a determinados productos y/o sectores, entre los que hasta ahora se encuentran los combustibles del transporte marítimo.

La Comisión propone en su revisión eliminar la posibilidad de eximir el transporte marítimo intracomunitario (incluyendo el cabotaje), que quedaría sometido a unos niveles mínimos de imposición que serían en todo caso inferiores a los aplicables al uso general de los carburantes.

La directiva vigente no se aplica a las Islas Canarias, por ser una región ultraperiférica, ni a Ceuta y Melilla, porque no pertenecen al territorio aduanero de la Unión.

El impacto económico de esta medida en su primer ejercicio de aplicación (2023 según la propuesta), sería de alrededor de 40 €/t para los combustibles líquidos fósiles convencionales y unos 30 €/t en el caso del GNL. Usando los datos del MRV, supondrá aproximadamente 750 M€ anuales (60.500 €/buque) para los buques que prestan servicios de TMCD y el transporte insular e interinsular de mercancías y pasajeros.

3.2.7. Soluciones técnicas para la descarbonización

Como queda dicho, hoy no existen ni los combustibles ni las tecnologías que permitan la descarbonización del transporte marítimo. Al mismo tiempo es urgente y necesario comenzar a reducir la dependencia de los combustibles fósiles de nuestra economía, y el sector transporte marítimo está dispuesto a aportar su contribución equitativa.

En esta transición es importante tener en cuenta que los buques son activos que requieren de inversiones de varios millones de dólares (desde 30 millones de un granelero pequeño, hasta 200 de un portacontenedores grande o 250 de un metanero) y que tienen una vida útil media de unos 28 años (media de la edad de desguace en el periodo 2011-2021). Según Clarksons, el valor estimado actual de la flota mercante mundial supera ampliamente el billón (10^{12}) de dólares.

Es razonable pensar que todos estos activos no se van a enviar a desguace en el momento en el que exista una alternativa a los combustibles fósiles para el modo marítimo (lo que iría en contra de los principios básicos de cualquier política sostenible), por lo que es previsible que algunos de los buques que forman ahora parte de la flota mercante mundial, o de los que se construirán en los próximos años, seguirán operativos en 2050.

En este contexto, ¿qué resulta mejor para el medioambiente?

1. Utilizar combustibles de transición y comenzar a reducir ya las emisiones; o
2. Retrasar las inversiones hasta que exista mayor certeza sobre las opciones tecnológicas disponibles.

Al retrasar las inversiones se mantienen operativos los buques de mayor edad, y como consecuencia, se reduce la eficiencia energética. Aún suponiendo que en 5 años esté comercialmente disponible a gran escala un motor dual capaz de utilizar un eventual combustible del futuro y que en 2035 esté ya desplegada toda la infraestructura necesaria, desarrollada la normativa y disponibles en el mercado estos combustibles 'cero emisiones' (todas ellas suposiciones bastante optimistas) no sería hasta la década de 2040 en que se comenzaría a compensar este eventual retraso en términos de emisiones de CO₂. Cualquier política que fomente el retraso de las inversiones ralentizará el proceso de reducción de emisiones del sector marítimo.

En definitiva, el desarrollo tecnológico y la introducción de los combustibles alternativos deben complementarse, especialmente durante los primeros años de la transición. Cuando las tecnologías se perfeccionen y la producción y suministro de combustibles alternativos se asienten, será más sencillo apostar por opciones concretas y combinar unas soluciones con otras. Hasta entonces, el reto es enorme y es previsible que los cambios sean lentos.

En cuanto a la elección del ‘combustible marino óptimo’, dependerá de varias consideraciones: su densidad energética (cantidad de energía por unidad de volumen, que determina la necesidad de espacio a bordo para su almacenamiento), si es completamente ‘verde’ o si se producen emisiones durante su producción, si precisan nuevos sistemas de propulsión, si existe una infraestructura global de suministro, si su manejo no implica riesgos para la seguridad de las tripulaciones, el coste no sólo de adquisición si no por el posible mantenimiento adicional aparejado...

Muy probablemente no haya un único ganador, sino que en distintos segmentos del mercado se utilizarán distintos tipos de combustibles y sistemas de propulsión, al menos al principio.

Esta multiplicidad de vías potenciales es un obstáculo adicional para el sector. En cada una de estas opciones se precisará de su propia I+D para su aplicación comercial o, bien, su descarte definitivo. Un informe encargado por la Cámara Naviera Internacional (*International Chamber of Shipping, ICS*) sugiere que serían necesarios hasta 200 proyectos piloto de I+D para lograr 20 proyectos de prueba a escala real en buques.

Es por tanto esencial garantizar la seguridad jurídica de las inversiones a las que deberían hacer frente los operadores de productos petrolíferos para transformar las refinerías y desarrollar los nuevos combustibles. Solo así se conseguirá aumentar la oferta actual disponible (que para el transporte marítimo es prácticamente nula) y fomentar la I+D necesaria para avanzar en el desarrollo de los combustibles sintéticos (ver descripción abajo), que se encuentra todavía en una fase muy inicial y que, con sus procesos actuales, tan demandantes de energía, no son rentables

3.2.7.1 GNL (Gas natural licuado)

El GNL permite eliminar (prácticamente) las emisiones contaminantes (óxidos de azufre, óxidos nitrosos y partículas contaminantes) y al mismo tiempo reducir las emisiones de GEI, teóricamente en torno a un 25%, aunque el efecto neto, una vez descontadas las pérdidas de metano a la atmósfera (*methane slip*), oscilaría entre el 9 y el 20% dependiendo del motor (ciclo Otto o Diesel y baja o alta presión).

Otra ventaja es que la tecnología necesaria está disponible y ha sido bien probada durante muchos años en los buques metaneros (que transportan GNL y también lo utilizan como combustible) con un historial de seguridad muy favorable. En los últimos años se ha desarrollado una infraestructura de suministro en todo el mundo que sigue creciendo, y que permite al LNG ser una alternativa no solo para los buques de línea regular, sino también para los que operan en tráficos *tramp*.

En el futuro, se podrá sustituir el GNL de origen fósil por biogás o gas sintético, reduciendo e incluso eliminando la huella de carbono.

Actualmente existen en el mundo más de 300 buques propulsados por GNL (sin contar los metaneros), a los que hay que añadir 500 adicionales en cartera.

3.2.7.2 Ecocombustibles

Los ecocombustibles permitirían comenzar a reducir inmediatamente la huella de carbono del transporte marítimo, con una adaptación técnica menor y relativamente simple de los buques actuales y una formación adecuada de las tripulaciones. Además, permiten aprovechar la infraestructura de suministro existente y la experiencia acumulada en el uso de combustibles fósiles.

Una ventaja fundamental, que también se deriva de su composición molecular, es su potencial capacidad de mezcla con los combustibles convencionales, lo que en los primeros años les permitirá ganar cuota de mercado poco a poco. Su introducción gradual implicaría un reemplazo progresivo, y por tanto asumible para el armador, a la vez que se reducen las emisiones y se da tiempo para incrementar la producción.

Al igual que cuando se introdujeron los combustibles de bajo contenido en azufre, los productores y suministradores han de ser los encargados de garantizar la seguridad de las mezclas y el mínimo deterioro de los motores y otros equipos.

Entre los eco-combustibles de reemplazo de los combustibles convencionales, se distinguen dos tipos:

- Los **biocombustibles avanzados**, producidos a partir de residuos biológicos. En estado líquido sustituirían a los derivados del petróleo convencionales (MGO, VLSFO...). En estado gaseoso se encontraría el biometano, que podría reemplazar al gas natural. A pesar de ser ya una opción madura, el problema principal de los biocombustibles es la insuficiente capacidad de producción y suministro, agravada por la escasez de materia prima. Estos combustibles serán cada vez más demandados no sólo por el transporte marítimo sino por el transporte por carretera y el aéreo y otros sectores industriales, lo que provocará una mayor demanda y, si no se fabrican en cantidades masivas, el aumento del coste en puerto.
- Los **combustibles sintéticos**, que se fabrican utilizando CO₂ capturado. Aquí se incluye la versión sintética de los combustibles líquidos marinos (*e-fuels*) o el e-metano. Actualmente, los combustibles sintéticos requieren procesos costosos y poco desarrollados. Además, para reducir de manera efectiva las emisiones, su fabricación deberá hacerse a partir de energía renovable, por lo que se encuentran incluso en una fase previa a sus homólogos de origen biológico.

3.2.7.3 Amoniac, NH₃

Una de las mayores ventajas del amoniac es que podría usarse en motores de combustión interna muy similares a los actuales. De hecho, MAN Energy Solutions, empresa fabricante de motores, prevé que en 2024 tendrá disponible para su comercialización su primer motor alimentado con amoniac.

La densidad energética del amoniac es relativamente baja, lo que obligaría a los buques a duplicar el espacio para el almacenamiento a bordo, disminuyendo su capacidad de carga (lo que puede alterar significativamente la operativa real de ciertos segmentos de buques). Para poder utilizarlo como combustible marino tendría que almacenarse en estado líquido, a aproximadamente -35°C, lo que no supone un obstáculo insalvable. No se utiliza carbono en su fabricación y puede llegar a ser competitivo económicamente al no requerir de procesos productivos muy complejos en comparación con otros combustibles alternativos. Es un producto extendido en la industria fertilizante y su transporte por mar se lleva realizando desde hace años, por lo que existe una infraestructura de transporte de amoniac probada.

En su contra, su elevada toxicidad, que hará necesario el desarrollo de procedimientos de seguridad rigurosos y equipos humanos altamente cualificados para su manejo. Comparado con el gasóleo, el amoniac tiene una propagación de llama muy lenta, por lo que es más difícil mantener la combustión una vez iniciada en comparación con otros combustibles. También deberán controlarse las emisiones de óxido nitroso (N₂O), un gas con un fuerte efecto invernadero, con un impacto 283 veces mayor que el CO₂. Estos óxidos de nitrógeno podrían eliminarse instalando sistemas de reducción catalítica.

Actualmente el amoniac se fabrica, para su uso como fertilizante, a partir de gas natural o gases licuados del petróleo, por lo que nuevamente, en su producción se generan muchas emisiones de carbono. El amoniac 'verde' se obtendría utilizando únicamente energías renovables en su fabricación. Según la Royal Society, la sociedad científica nacional británica, para producir el amoniac 'verde' necesario para su uso por toda la flota mundial se precisaría una energía equivalente al 30% de la capacidad mundial actual de producción de energías renovables.

3.2.7.4 Metanol, CH₃OH

El metanol es un portador de hidrógeno estable y seguro. Es el alcohol más simple con el contenido de carbono más bajo y el contenido de hidrógeno más alto y puede almacenarse a bordo en estado líquido a temperatura ambiente y presión ambiental. Actualmente existen en el mundo 20 buques propulsados por este combustible alternativo, a los que hay que añadir otros 38 en cartera. Hasta hace poco la mayoría de estas unidades eran buques tanque de pequeño porte dedicados al transporte de metanol, y que al mismo tiempo lo utilizan como combustible. Los 38 buques en cartera incluyen 29 portacontenedores.

Pero el metanol no deja de ser un hidrocarburo, y cuando se combustiona en un motor diésel marino produce casi tanto CO₂ como el *fueloil* (VLSFO). Tanto el GNL como el GLP tienen una menor huella de carbono. Lo que hace diferente al metanol es que no se extrae de la tierra, se fabrica. Si el proceso de

fabricación utiliza energías renovables y carbono capturado, el metanol producido es 'verde'. De lo contrario, es un hidrocarburo más que produce grandes emisiones de CO₂.

Al igual que con el amoníaco preocupa su elevada toxicidad y su densidad energética relativamente baja. Adicionalmente, no existe infraestructura de abastecimiento de este combustible a nivel mundial.

3.2.7.5 Hidrógeno, H₂

El atractivo del H₂ como combustible reside en el hecho de que su combustión no genera gases de efecto invernadero. El problema es que sus propiedades físicas y termodinámicas dificultan extremadamente su almacenamiento a bordo.

La densidad energética del H₂ gaseoso es muy baja. Para usarlo como combustible tendría que almacenarse en estado líquido, lo que se produce a -253 °C a presión ambiental y, aun en su estado líquido, requiere casi cinco veces más de espacio que los combustibles convencionales. Además, es altamente inflamable y sería necesario desarrollar una nueva infraestructura de suministro global.

Según la Agencia Internacional de la Energía (IEA), todas estas dificultades limitarán su uso como combustible en grandes buques. Sin embargo, es probable que tenga cierta penetración en buques que operen en tráficos de línea regular de corta distancia, en rutas de corta distancia y con frecuentes escalas en puertos.

Previsiblemente, el hidrógeno 'verde' tendrá un papel fundamental en la fabricación de los combustibles del futuro, y también de los ecocombustibles, y existen actualmente en el mundo numerosos proyectos cuyo objetivo es la producción de hidrógeno renovable a gran escala.

3.2.7.6 Pilas de combustible

El hidrógeno también se puede utilizar en pilas de combustible, que producen electricidad mediante una reacción electroquímica, en el que el único subproducto que se genera es agua. Se considera una posibilidad prometedora, tanto para propulsión en rutas cortas como para los sistemas auxiliares de los buques más grandes.

Pero la tecnología no está lo suficientemente madura y no parece que vaya a ser una solución para los buques de mayor porte en tráficos internacionales en el futuro previsible.

3.2.7.7 Sistemas de captura de CO₂

Esta tecnología trata de impedir que el CO₂ generado a bordo se libere a la atmósfera e incluso convertir el barco en una máquina de emisión negativa de CO₂, empleando el propio CO₂ para producir parte de la energía a bordo. Los sistemas de captura de CO₂ no parecían hasta hace relativamente poco viables en el transporte marítimo pero de demostrar su efectividad, podría constituir una tecnología complementaria e instalarse como *retrofitting* en buques ya existentes que empleen combustibles fósiles.

3.2.8. Conclusiones

- El transporte marítimo es clave para la economía. Transporta alrededor del 90% en volumen de las mercancías que se mueven en todo el comercio mundial y es responsable de solo el 11% de las emisiones globales del sector transportes, alrededor del 2,5% de las emisiones totales de la economía mundial.
- El transporte marítimo fue el primer sector industrial en contar con una regulación global y vinculante encaminada a reducir las emisiones de GEI y es el más eficiente de los medios de transporte de mercancías
- Para alcanzar los objetivos de la OMI para 2050 será necesario reducir las emisiones específicas de CO₂ (por t-milla transportada) de la flota mundial en un 90%.
- Hoy día no existe un suficiente desarrollo de los combustibles ni las tecnologías con cero emisiones de carbono necesarias para lograr este objetivo.
- Teniendo en cuenta la vida útil media de la flota mundial, es necesario complementar las mejoras tecnológicas a bordo de los buques con el aumento de la producción de combustibles alternativos.
- Las normas incluidas en el paquete legislativo *Fit for 55* van a suponer un coste considerable para el sector del transporte marítimo.
- Será necesaria una ingente cantidad de energía renovable, establecer una red global de suministro de combustibles completamente nueva, una nueva reglamentación para su manejo a bordo y medidas de formación para tripulaciones y operadores en tierra.
- A corto plazo hay que fomentar el uso de combustibles de transición, que permitirían reducir desde ya la huella de carbono del transporte marítimo, incluso en buques ya existentes.
- Cada una de las diferentes tecnologías y combustibles del futuro plantea desafíos específicos que requieren una gran inversión en I+D antes de que puedan ser comercialmente viables. Muy probablemente no haya un único ganador, sino que en distintos segmentos del mercado se utilizarán distintos tipos de combustibles y sistemas de propulsión.

3.3. Exolum, estrategia empresarial para la diversificación y el desarrollo de nuevas energías sostenibles

Rosa Bayo
Exolum

Los retos a que se enfrenta la sociedad en materia de cambio climático trascienden a todas las actividades humanas, de manera que las políticas de mitigación de las emisiones de gases de efecto invernadero van progresivamente abarcando un cada vez más amplio espectro. Un caso paradigmático es el comercio de derechos de emisión, cuyo ámbito de aplicación ha ido ampliándose, y a las actividades industriales inicialmente incluidas se incorporaron posteriormente nuevas actividades industriales y el sector de la aviación, y ahora el paquete “Fit for 55” prevé la inclusión del tráfico marítimo y adicionalmente la creación de un sistema específico de comercio de derechos de emisión para el tráfico rodado y el sector doméstico.

Cabe asimismo destacar que el régimen de comercio de derechos de emisión no afecta únicamente a las instalaciones y empresas incluidas en su ámbito de aplicación, sino que otras muchas actividades asociadas a la cadena de valor de las propias actividades RCDE pueden colaborar a la reducción de emisiones de GEI, tanto en lo relativo a sus propias emisiones como facilitando la reducción de emisiones de GEI en actividades adscritas al RCDE. Este es el caso de Exolum, cuyas actividades en el campo de la logística de hidrocarburos juegan un importante papel en facilitar a las instalaciones alternativas menos intensivas en carbono a los combustibles fósiles.

Exolum se encuentra inmersa en un ambicioso plan de crecimiento y diversificación de sus actividades con el objetivo de contribuir a la descarbonización de la economía y de ser un actor relevante en el actual proceso de transición energética.

Para ello, Exolum no solo ha ampliado su actividad al almacenamiento, gestión y transporte de nuevos productos líquidos, especialmente químicos, sino que ha comenzado a operar en nuevos sectores relacionados con vectores como el hidrógeno verde, los combustibles sintéticos sostenibles, la economía circular o el desarrollo de nuevos vectores energéticos. En este aspecto, la compañía mantiene en diferentes etapas de desarrollo un amplio portfolio de proyectos relacionados con estos vectores para dar respuesta a las nuevas necesidades energéticas:

En relación con el desarrollo del hidrógeno verde, la compañía ha formado la alianza “WIN4H2” con Naturgy para promover el hidrógeno verde en el ámbito de la movilidad. Se trata de la primera gran alianza de hidrógeno para corredores de movilidad en España que desarrollará una red de 50 hidrogeneras distribuida de forma homogénea por el país.

Asimismo, Exolum está construyendo la primera planta de producción y expedición de hidrógeno verde para movilidad en la Comunidad de Madrid -Green Hydrogenares-, que estará plenamente operativa a finales de 2022 y que ha supuesto la inversión de cerca de 2 millones de euros en su construcción. En una primera fase la planta producirá alrededor de 60 toneladas al año de hidrógeno verde, de forma

que cualquier empresa o usuario interesado en introducir este vector energético en su actividad disponga del mismo.

Por otra parte, la compañía participa con otras empresas y centros de investigación en proyectos que tienen como objetivo promover el desarrollo del hidrógeno verde aprovechando infraestructuras existentes. Entre estos proyectos se encuentran Regenera o GreenH2Pipes. Se trata de consorcios formados por varias compañías y centros de investigación donde Exolum participa investigando las tecnologías de almacenamiento y distribución de hidrógeno de origen renovable en portadores orgánicos líquidos LOHC (Líquidos Orgánicos Portadores de Hidrógeno). Esta forma de logística del hidrógeno representa una gran oportunidad pues se abordaría la logística de este nuevo vector energético utilizando infraestructuras existentes, lo que representa un principio básico de la circularidad de la economía.

- En el campo de los biocombustibles, además de contar con infraestructuras plenamente adaptadas para el almacenamiento y distribución de estos combustibles sostenibles, Exolum ha desarrollado la plataforma Avikor, un servicio que ofrece, tanto a particulares como a empresas, volar de forma más sostenible, ya que permite reducir las emisiones de su vuelo utilizando combustible sostenible de aviación (SAF), capaz de ser hasta un 80% más sostenible que los combustibles tradicionales. Cuando el usuario contrata el servicio Avikor, la plataforma realiza un cálculo automático de los litros de SAF que le corresponden como parte del pasaje. El usuario puede decidir el porcentaje con el que quiere contribuir a que su vuelo sea más verde asumiendo la diferencia de precio entre el combustible tradicional y el biocombustible. Una vez que se ha cerrado la compra, Avikor introduce la cantidad de SAF adquirido en el sistema de repostaje del aeropuerto, en sustitución del queroseno tradicional el día en el que se produce el vuelo.

Todos estos proyectos están reflejados en el Plan de Sostenibilidad de Exolum, que establece entre sus objetivos principales la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero de la compañía en un 50% hasta 2025 y lograr ser una empresa neutra en carbono en 2050. Para lograr este compromiso de reducción de emisiones y eficiencia energética, la compañía está construyendo plantas fotovoltaicas para autoconsumo energético, invirtiendo en digitalización y sistemas de monitorización, con el objetivo de diseñar e implementar acciones de reducción de emisiones que permitan aumentar la sostenibilidad de su actividad, medir la eficacia de los proyectos puestos en marcha y evaluar el progreso de la compañía. En este sentido cabe destacar que los oleoductos son el medio de transporte más eficiente y de menor impacto medioambiental frente a cualquier otra alternativa, al suponer un menor consumo energético y no generar emisiones a la atmósfera.

Exolum es consciente de que el sector energético mundial está en fase de transformación, y aunque las energías fósiles continuarán siendo necesarias como backup energético durante los próximos años y seguirán jugando un papel clave como motor de crecimiento económico y desarrollo, las empresas tienen que apostar por el desarrollo de los nuevos vectores energéticos sostenibles, que ya están produciendo una disrupción, no solo en el sector, sino en todos los niveles del sistema. Exolum tiene el objetivo de posicionarse como un elemento importante de esta transición energética, demostrando el liderazgo, innovación y emprendimiento necesario para ello.



C **NAMA2022**