

Oikos

Sostenibilidad
responsable

Descarbonización de la industria española –

Informe #Oikos. Octubre 2025.

Luis Quiroga
Cofundador de Oikos

Jorge Alarcón
Gestor de programas de Oikos

Claudia de Juan
Analista de investigación de OIKOS



Qué es OIKOS

Oikos es una organización independiente española dedicada a la protección del medio ambiente como fuente de riqueza para las comunidades, un legado para las generaciones futuras y la herencia de todos los españoles. Registrada como organización sin ánimo de lucro, OIKOS se define como un think tank español creado para acercar las inquietudes del cambio climático a la realidad socioeconómica. OIKOS aspira a desarrollar y promover ideas para un debate razonable y sensato sobre la defensa del medio ambiente y la lucha contra el cambio climático. OIKOS se financia mediante aportaciones de instituciones filantrópicas y es independiente de cualquier partido o formación política, con objeto de aportar una perspectiva libre de sesgos e imparcial basada en una aceptación realista de los desafíos técnicos, políticos, sociales y económicos que implica la transición energética y la protección del medio ambiente.

Para qué OIKOS

OIKOS pretende promover ideas que fomenten un debate constructivo en torno a la protección del medio ambiente y la lucha contra el cambio climático. Oikos nace con la convicción de que se puede **defender el medio ambiente desde el pragmatismo y las libertades individuales**. Proponemos un discurso coherente, eficaz y razonable para afrontar los desafíos medioambientales del siglo XXI. En OIKOS:¹

- Creemos que la protección del medio ambiente **no es patrimonio exclusivo de ninguna corriente ideológica**.
- Queremos **informar y analizar** los desafíos climáticos y riesgos medioambientales y las mejores prácticas para la protección del medio ambiente.
- Potenciamos un **debate** necesario sobre los **objetivos y políticas medioambientales**, estableciendo áreas de consenso y zonas de discrepancia.
- Desarrollamos un **discurso medioambiental genuino** y diferenciado, que entronque con los **valores** y sensibilidades **liberales y conservadores**.

¹ El Manifiesto de OIKOS que inspira nuestra misión puede consultarse [aquí](#).



Sobre los autores de este informe²

Luis Quiroga es presidente y cofundador de OIKOS. Junto con Toni Timoner, Luis Quiroga cofundó OIKOS en 2021 ante la constatación de un vacío importante en el debate climático y ambiental en España, hambriendo de narrativas que pudieran encajar con una visión conservadora y liberal del ecologismo. Luis Quiroga trabaja como socio director de una gestora de fondos especializada en inversiones de transición energética que cofundó en 2015 y que maneja más de €1.000 millones de capital. Su carrera profesional ha sido intensamente internacional, incluyendo Alemania, Francia, España, Estados Unidos y el Reino Unido, en puestos abarcando desde la banca de inversión a la consultoría estratégica o la ayuda al desarrollo. Además de su labor profesional, ha estado involucrado con múltiples iniciativas de la sociedad civil. Leonés, es licenciado en Derecho y Administración y Dirección de Empresas por ICADE y máster en relaciones internacionales por Georgetown University en Washington DC.

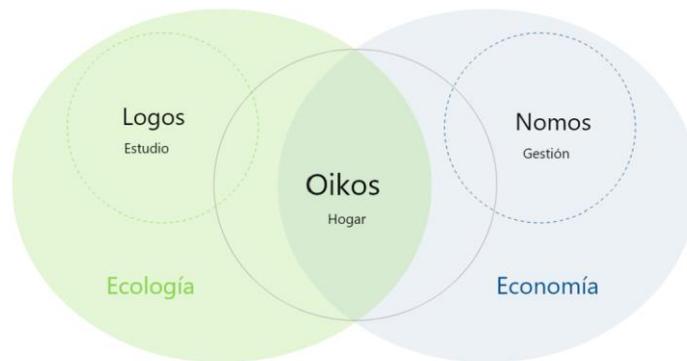
Jorge Alarcón es gestor de programas y coordinador de investigación en OIKOS y ejerce de punto de apoyo clave para todo el desarrollo de la investigación y actividades de OIKOS. Además, Jorge trabaja como consultor independiente especializado en inversión de impacto, finanzas para el desarrollo y estrategias de filantropía. Jorge trabaja asesorando a instituciones financieras del desarrollo, fondos de inversión, fundaciones y otros inversores en la movilización de capital privado para invertir en mercados emergentes y medir y gestionar su impacto positivo sobre las personas y el planeta. Madrileño, es graduado en Relaciones Internacionales y Traducción e Interpretación (doble grado bilingüe) por la Universidad Pontificia de Comillas y MBA por ICEX-CECO.

Claudia de Juan es analista de investigación en OIKOS, donde se ha centrado en la descarbonización del tejido industrial español desde una perspectiva económico-financiera, evaluando costes, viabilidad e impacto de las políticas públicas de diferentes países europeos. Su experiencia combina modelización financiera y mercados de la energía. En Cero Generation (Macquarie's Green Investment Group) contribuyó a la valoración de carteras de solar y almacenamiento en el Reino Unido. Previamente colaboró en AFRY Management Consulting en proyectos de análisis y regulación de renovables. Madrileña, es graduada en Economics and Finance por la University of Leeds y bilingüe español-inglés.

² Para más información sobre el equipo de OIKOS, consultar [aquí](#).



¿Por qué Oikos?



OIKOS es **economía y medio ambiente, ecología y política.**



Índice de contenidos

Qué es OIKOS	2
Para qué OIKOS	2
Sobre los autores de este informe	3
1. Resumen Ejecutivo	9
2. Contexto industrial	12
2.1. Importancia de la descarbonización industrial	12
2.2. Panorama de la industria española.....	14
3. Contexto energético	16
3.1. Comparativa internacional: electricidad y gas	17
3.2. Comparativa europea: la electricidad nacional	19
3.3. El marco europeo: regulación sobre fuentes energéticas y reglas de competencia	28
3.4. Incentivos y políticas nacionales sobre precios eléctricos.....	33
4. Contexto tecnológico: la provisión de calor industrial	51
4.1. Segmentación por demandas de calor.....	51
4.2. Origen de la energía calorífica utilizada en la industria	54
4.3. Tecnologías de descarbonización del calor industrial.....	56
4.4. Disponibilidad de las tecnologías para una descarbonización inmediata	64
4.5. El marco europeo de incentivos a tecnologías de electrificación	65
4.6. Incentivos y políticas nacionales de apoyo a tecnologías de electrificación	70
5. Barreras a la descarbonización de calor industrial < 500 °C	86
5.1. Barreras técnicas	87
5.2. Barreras económicas	88
5.3. Barreras regulatorias y de infraestructura: la red eléctrica.....	92
5.4. Barreras financieras	98
5.5. Barreras blandas	100
6. Estimación de rentabilidad de inversiones en España vs otros países... 101	101
7. Propuestas de OIKOS para la descarbonización del calor industrial	112
7.1. El enfoque: priorización de la “fruta madura” en bajas y medias temperaturas	112
7.2. Propuestas concretas de OIKOS.....	113
8. Conclusión	123
9. Bibliografía seleccionada	125



Índice de tablas

Tabla 1. Diferencias de conceptualización y regulación de industrias electrointensivas por país.....	22
Tabla 2. Comparativa de diferenciales de precios finales típicos para diversos países europeos y tramos de consumo industrial de Eurostat	24
Tabla 3. El marco europeo: regulación de fuentes energéticas y reglas de competencia	28
Tabla 4. Resumen y categorización de sistemas nacionales de apoyo a los precios eléctricos para electrificación industrial	35
Tabla 5. Comparativa nacional de apoyo a precios eléctricos: acceso regulado a generación eléctrica a precio preferente.....	37
Tabla 6. Comparativa nacional de apoyo a precios eléctricos: contratos de suministro estable (PPAs, CfDs y avales asociados)	39
Tabla 7. Comparativa nacional de apoyo a precios eléctricos: fiscalidad eléctrica ventajosa.....	41
Tabla 8. Comparativa nacional de apoyo a precios eléctricos: reducción de tarifas y cargos del sistema	43
Tabla 9. Comparativa nacional de apoyo a precios eléctricos: compensación de CO ₂ indirecta.....	48
Tabla 10. Rangos térmicos de las principales industrias españolas	52
Tabla 11. Fuentes energéticas del calor de proceso en la industria española para diferentes industrias y rangos de temperatura (datos de 2023).....	55
Tabla 12. Tecnologías de descarbonización industrial por rangos de temperatura y su viabilidad	57
Tabla 13. Parámetros económicos y técnicos de las diferentes tecnologías de provisión de calor industrial	62
Tabla 14. Sistemas de incentivos a tecnologías de electrificación industrial en la UE	66
Tabla 15. Resumen y categorización de sistemas nacionales de apoyo al CAPEX para electrificación industrial.....	71
Tabla 16. Comparativa nacional de apoyo al CAPEX: subvenciones directas al CAPEX	74
Tabla 17. Comparativa nacional de apoyo al CAPEX: Contratos por diferencias (CfDs)	76
Tabla 18. Comparativa nacional de apoyo al CAPEX: incentivos fiscales	77
Tabla 19. Comparativa nacional de apoyo al CAPEX: Financiación pública directa y fondos estatales de blended finance	79
Tabla 20. Comparativa nacional de apoyo al CAPEX: Planificación estratégica con apoyo financiero y regulatorio.....	81
Tabla 21. Comparativa nacional de apoyo al CAPEX: Mercados de certificados y obligaciones.....	84
Tabla 22. Recapitulación de barreras para la descarbonización de calor industrial con foco en < 500 °C	86



Tabla 23. La relación inversa entre temperaturas de suministro y eficiencia de las bombas de calor	87
Tabla 24. Sobrecoste fijo por el salto de potencia contratada	93
Tabla 25. Incentivos incluidos en la modelización de OIKOS a partir del análisis del informe	103
Tabla 26. Gap analysis de incentivos al CAPEX para la industria no electrointensiva	116

Índice de figuras

Figura 1. Consumo de energía industrial de la UE por tipo de combustible	12
Figura 2. Demanda de calor sobre la demanda energética total para diferentes sectores industriales en la Unión Europea en 2019	13
Figura 3: Consumo industrial de energías contaminantes, por sector industrial (2022)	14
Figura 4. Usos finales de la energía industrial y desglose de fuentes para la producción de calor industrial.....	15
Figura 5. Descomposición de los precios medios de electricidad industrial para una serie de economías avanzadas (€/KWh)	17
Figura 6. Precios medios de gas industrial en 2023 para una serie de economías avanzadas (€/KWh).....	18
Figura 7. Comparativa de precios mayoristas de electricidad para España y sus homólogos europeos	19
Figura 8. Proyección del coste unitario eléctrico final (precios de 2021, IVA no incluido).....	20
Figura 9. Diferencial de precios eléctricos finales España-UE para la industria por tramos de consumo y componentes del precio eléctrico de Eurostat (S2 2024)	24
Figura 10. Escalonamiento de la factura energética final con subvenciones para electrointensivas (en €/MWh) según datos de AEGE	26
Figura 11. Perfiles de rentabilidad de la inversión en bomba de calor para industria electrointensiva vs no electrointensiva (“genérico”) en función de incentivos nacionales al precio eléctrico.....	50
Figura 12. Usos del calor industrial por tipo de industria	54
Figura 13. Funcionamiento de las subastas de subsidios a tecnologías de electrificación del Fondo de Innovación.....	67
Figura 14. Mapa del diferencial de precios gas-electricidad en Europa.....	89
Figura 15. Evolución del diferencial de precio entre gas y electricidad en Países Bajos	90
Figura 16. Comparación de impactos sobre la TIR en diferentes países para un proyecto de bomba de calor en industria electrointensiva.....	104
Figura 17. Comparación de impactos sobre la TIR en diferentes países para un proyecto de caldera eléctrica en industria electrointensiva	106
Figura 18. Comparación de impactos sobre la TIR en diferentes países para un proyecto de horno eléctrico en industria electrointensiva.....	107



Figura 19. Comparación de impactos sobre la TIR en diferentes países para un proyecto de bomba de calor en industria genérica (no electrointensiva)	109
Figura 20. "Eficiencia Fiscal" de los incentivos en competitividad frente a intensidad de la ayuda	120
Figura 21. Eficiencia Social de los incentivos en competitividad y descarbonización costo-efectiva	121

Índice de casos de estudio

Caso de estudio 1. OPEX, CAPEX y metodología de análisis de incentivos	16
Caso de estudio 2. El concepto de industria electrointensiva en la UE	21
Caso de estudio 3. Diferencias de cálculo de precios eléctricos: metodologías de Eurostat y AEGE	27

Nota metodológica: En la preparación de este informe se utilizaron herramientas de inteligencia artificial exclusivamente para mejorar la redacción, apoyar búsquedas preliminares y agilizar la revisión de estilo. Todas las interpretaciones, análisis y conclusiones son propiedad intelectual de los autores. La IA no sustituyó el juicio experto ni el contraste de fuentes. No se introdujeron datos personales sensibles ni materiales confidenciales en dichas herramientas. Los autores asumen la autoría sobre el contenido y los posibles errores u omisiones.



1. Resumen Ejecutivo

La industria pertenece tradicionalmente a unos de los sectores más difíciles de descarbonizar, dada su dependencia de combustibles fósiles para procesos térmicos. En la actualidad, es técnicamente posible electrificar los procesos térmicos industriales a temperaturas medias-bajas (hasta 500 °C) sin incrementar costes en un orden de magnitud y logrando un alto nivel de descarbonización. Esas temperaturas son propias de procesos térmicos comunes en industrias como la agroalimentaria, la farmacéutica o la papelera, entre otras; mientras que las industrias dominadas por procesos industriales a altas temperaturas (el cemento, el acero primario, refino, etc.) no son en la actualidad descarbonizables a escala comercial.

En este contexto, el análisis del potencial de descarbonización industrial en España en un futuro próximo –hasta 10 años– está primordialmente circunscrito a procesos de producción de calor electrificado a través de tecnologías como hornos eléctricos, calderas eléctricas y bombas de calor, con las posibles excepciones de calderas de biomasa y aprovechamiento de calor residual para redes de calor industriales (ambas dependientes de localizaciones específicas) y soluciones de almacenamiento térmico (una tecnología prometedora pero todavía en proceso de comercialización). En todo proyecto de electrificación, el factor crítico es el precio de la electricidad final (no el mayorista) pagado por el consumidor. Pese a contar con importantes ventajas para la generación eléctrica renovable, los precios finales de electricidad industrial en España no son particularmente atractivos en comparación con otros países europeos. Alemania o Francia han desplegado sistemas agresivos de ayudas de estado que compensan gran parte de los costes de la electricidad industrial. Gracias a ello, estos países cuentan con precios de electricidad para las industrias consideradas electrointensivas (por ejemplo, química, cierta metalurgia, etc.) más bajos que los españoles.

Otro factor que determinará la viabilidad de las inversiones de descarbonización son los incentivos específicos para este tipo de inversiones que ofrecen los Estados. El análisis comparativo de OIKOS sobre los incentivos en España, Francia, Italia y Alemania, revela que, pese a ciertas lagunas, España cuenta con un catálogo de incentivos específicos bien desarrollado, pero que dado que hay una cierta uniformidad del entre países, para ofrecer una inversión más atractiva que el país vecino, es necesario, o bien disponer de mayores ventajas estructurales en el precio final de la electricidad (como se ha dicho) o desarrollar nuevos incentivos con los que el competidor no cuenta. Estos nuevos incentivos pueden ser de desarrollo nacional, o a nivel europeo cuando las empresas de un estados miembros cuentan con una posición de partida favorable. El análisis de OIKOS también muestra que la eficiencia social de estos incentivos es dispar, una dimensión que conviene tener en cuenta en su diseño.

Ante este contexto, OIKOS propone un enfoque estratégico de priorización que combina tres criterios:

1. **Viabilidad tecnológica y económica**, concentrándose en soluciones ya maduras y rentables a corto plazo.
2. **Ventaja comparativa de la industria española**, en aquellos sectores con potencial para ofrecer rentabilidades superiores.



3. **Eficiencia fiscal y social de los incentivos**, maximizando el impacto por euro invertido, es decir, menos euros por más toneladas de CO2 evitadas.

El equilibrio de estos tres criterios se articula mediante un enfoque de priorización estratégica de la **“fruta madura que no acaba de caer”**, que generalmente se corresponde con aplicaciones para la electrificación a baja y media temperatura (hasta 500 °C) —con tecnologías como bombas de calor o calderas eléctricas— que podrían satisfacer gran parte de las necesidades térmicas de industrias como la agroalimentaria, papelera, textil o química ligera, y que de desplegarse masivamente podrían llegar a reducir hasta un tercio de las emisiones industriales con tecnologías actuales.

OIKOS distingue sus recomendaciones entre la industria electrointensiva y la industria no electrointensiva o genérica, por ser su factura eléctrica final muy diferente en la comparativa entre España y otros países europeos:

- **Para la industria electrointensiva**, OIKOS recomienda que España impulse en Bruselas una **armonización creciente de las ayudas de Estado** para prevenir una *“race to the bottom”* que perjudica a España frente a otros países con mayor margen fiscal o tecnológico para desplegar esquemas altamente generosos. Esta falta de convergencia genera distorsiones de mercados, mientras que una armonización permitiría repartir inversiones industriales de forma más equilibrada en el territorio de la Unión y reforzar la cohesión europea. Complementariamente, España podría aplicar, en la medida de sus capacidades, las mismas recetas que los países más generosos con su industria electrointensiva, emulando, por ejemplo, el sistema francés de venta de electricidad nuclear a precios ventajosos en un potencial escenario de extensión de la vida útil de las centrales nucleares españolas.
- Para la **industria no electrointensiva**, OIKOS reconoce una ventaja española relativa. Estos sectores susceptibles de electrificación incluyen además varios como el agroalimentario, farmacéutico o textil en que las empresas españolas cuentan con una sólida posición de liderazgo. Por eso, la propuesta pasa por maximizar el despliegue eficiente de incentivos, cerrando posibles brechas con otros países e introduciendo otros nuevos como los **Certificados de Ahorro en Carbono (CACs)**, atendiendo siempre al criterio de coste-beneficio para maximizar el impacto alcanzable con los fondos disponibles.

En suma, España cuenta, por un lado, con un mix eléctrico competitivo, tecnologías maduras para determinados sectores y un contexto europeo favorable al precio del carbono. Esto conduce a una ventana de oportunidad inmediata para iniciar la andadura de España en la descarbonización industrial. Hay en la actualidad además una cuantía nada desdeñable de fondos públicos designados para este tipo de proyectos: por un lado, c. 500 millones de euros disponibles de los diversos PERTEs enfocados en descarbonización industrial, todavía por ejecutar, así como el Innovation Fund cuya primera subasta de descarbonización industrial es inminente. Así, es plausible que España pueda llegar a contar con en torno a 1 000 millones de euros de fondos públicos para proyectos de esta índole, un monto que podría permitir un impacto considerable de reducción de emisiones (que estimamos en 36 millones de tCO₂ a lo largo de la vida útil de los proyectos, una cuantía equivalente al 13% de las emisiones totales de la economía española en 2023).



Es relevante señalar que, en este estudio, OIKOS ha optado por enfocarse en aspectos relativamente novedos en el contexto de la descarbonización industrial, como es el caso de la competitividad comparada de los proyectos y la eficacia y eficiencia de los incentivos. Esta es una decisión deliberada en aras de la adicionalidad con respecto los temas tratados por otros proyectos de investigación anteriores. Tal es el caso, por ejemplo, de las propuestas para el reequilibrio de los precios finales de la electricidad y del gas a través del traslado de cargas fiscales y costes del sistema desde la electricidad al gas, del que se han ocupado múltiples estudios europeos. Las propuestas de OIKOS son por tanto complementarias a, no alternativas a, otras posibles recomendaciones a las que nos referiremos a lo largo del documento.

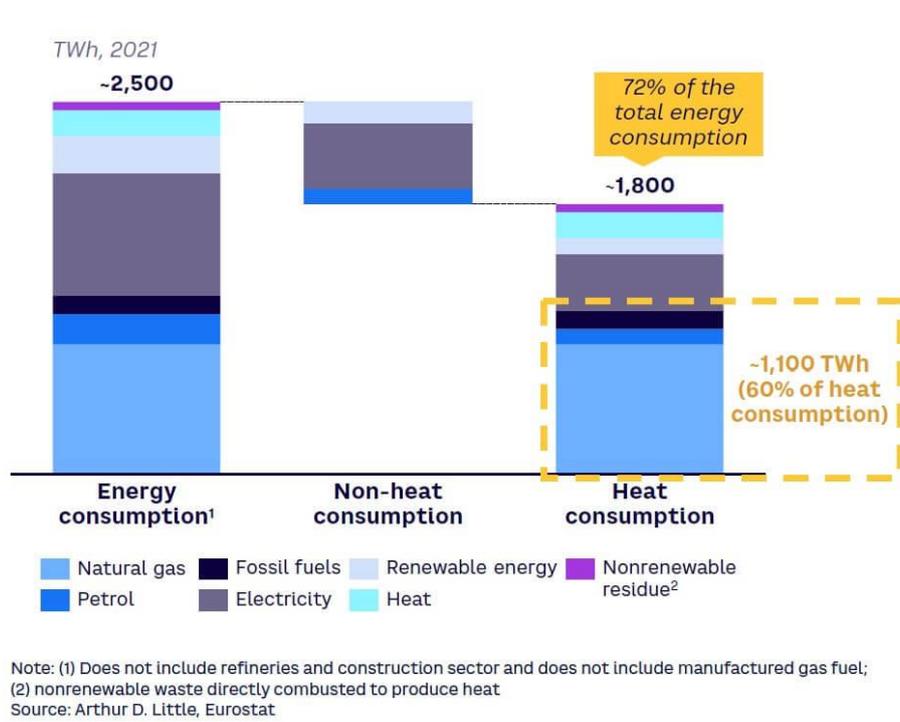


2. Contexto industrial

2.1. Importancia de la descarbonización industrial

La descarbonización del sector industrial es una pieza clave para alcanzar los objetivos climáticos de la Unión Europea. La industria europea genera aprox. 25 % de las emisiones de gases de efecto invernadero de toda la UE.³ Estas emisiones derivan del consumo de energía a partir de combustibles fósiles: la industria europea consume en torno a 2.500 TWh (datos de 2021) de los cuales un 72%, 1.800 TWh aproximadamente, para generar calor. Esta generación de calor industrial es fuertemente, en un 60% o 100 TWh aproximadamente, dependiente en toda la UE de combustibles fósiles, como ilustra la imagen inferior.⁴

Figura 1. Consumo de energía industrial de la UE por tipo de combustible⁵



La demanda de calor supone por tanto una proporción significativa de la demanda energética total de diferentes procesos industriales. Y en algunos sectores concretos, absorbe la casi totalidad de la demanda energética, como es el caso de las industrias férricas, a la luz del grafico inferior:

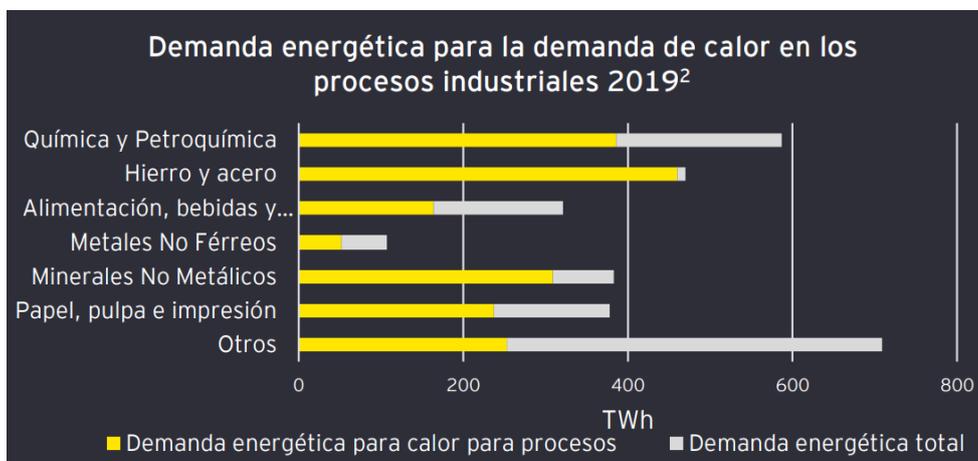
³ (European Environmental Agency, 2024)

⁴ (Caldani, del Barrio Castro, Macchiarelli, & Marulli, 2024)

⁵ (Caldani, del Barrio Castro, Macchiarelli, & Marulli, 2024)



Figura 2. Demanda de calor sobre la demanda energética total para diferentes sectores industriales en la Unión Europea en 2019⁶



Urge por tanto descarbonizar el suministro de calor industrial. Sin una transformación profunda de los procesos térmicos y energéticos de la industria, la neutralidad climática seguirá fuera de nuestro alcance. Muchos subsectores industriales (química, cemento, acero, vidrio, alimentación o bebidas) dependen de un suministro continuo de calor, ya sea en forma de vapor de media temperatura o en hornos que superan los mil grados. Sustituir los combustibles fósiles que alimentan este suministro calorífico por vectores descarbonizados, como por ejemplo bombas de calor alimentadas con electricidad libre de emisiones, es imprescindible para la transición energética.

Si bien las tecnologías de descarbonización del suministro calorífico de muchas industrias no estaban probadas hace una década, en la actualidad existen soluciones viables tecnológicamente para una parte del consumo energético en calor, como se expondrá en el presente informe. En contraste, el empleo de combustibles fósiles en la industria se enfrenta a importantes interrogantes: desde el punto de vista de seguridad energética, al ser la práctica totalidad de los combustibles fósiles importados; así como desde el punto de vista de viabilidad económica, en el contexto de la creciente competitividad de la electricidad renovable, la volatilidad en los precios de los combustibles fósiles y el incremento esperado del coste de las emisiones de carbono.

Dado que el ciclo de vida medio de la maquinaria industrial oscila desde menos de 10 años (equipos electrónicos o robots de obsolescencia rápida) hasta más de 30 (infraestructura estática pesada como altos hornos para el cemento), las decisiones de inversión que se tomen entre ahora y 2030 condicionarán los activos en operación hasta, al menos, 2050. Por tanto, la ventana de oportunidad para emprender esta transformación se sitúa en la presente década.

Desde la perspectiva española, estos argumentos se refuerzan por la ventaja comparativa de España en coste de generación, que está reduciendo el precio mayorista de la electricidad.⁷ Ello a su vez abre la puerta a una potencial ventaja para España que, gracias a la expansión

⁶ (Sanchez, Moreton, & Hernandez, 2025)

⁷ Para un análisis de la generación eléctrica en España y la ventaja competitiva que ello supone, consultar el informe de OIKOS: “¿Verde, competitiva y segura?”, disponible [aquí](#).



de las renovables, puede aprovechar un *mix* energético descarbonizado y asequible para suministrar de forma competitiva y no emisora el calor que demanda su tejido industrial y que constituye el grueso de su consumo energético.

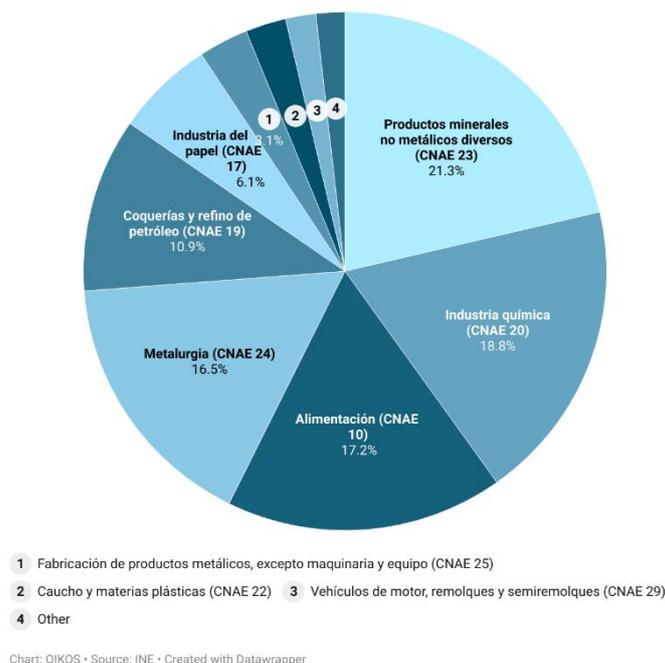
2.2. Panorama de la industria española

La industria concentra en torno al 19% de las emisiones en España, según datos del Inventario Nacional de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en 2023, acusando un ligero descenso con respecto a años anteriores.⁸

Con el objetivo de identificar los sectores industriales con mayor potencial de electrificación, se ha realizado un análisis combinado que cruza dos variables: por un lado, el consumo absoluto de energía no electrificada (principalmente combustibles fósiles como gas y fuelóleo), y por otro, la proporción que este tipo de energía representa sobre el consumo total energético de cada sector. Este enfoque permite priorizar no sólo a los sectores más intensivos en energía contaminante en términos absolutos, sino también a aquellos cuya matriz energética presenta una alta dependencia de fuentes no electrificadas, lo que los hace particularmente adecuados para estrategias de electrificación.

El análisis sitúa a la industria de productos minerales no metálicos, la industria química, la alimentaria, la papelera y la metalurgia como los principales consumidores de energías fósiles, concentrando conjuntamente más del 70% del total. Este patrón se ilustra también en el gráfico de sectores siguiente, donde se visualiza el reparto del consumo no electrificado en el conjunto del sector industrial:

Figura 3: Consumo industrial de energías contaminantes, por sector industrial (2022)⁹



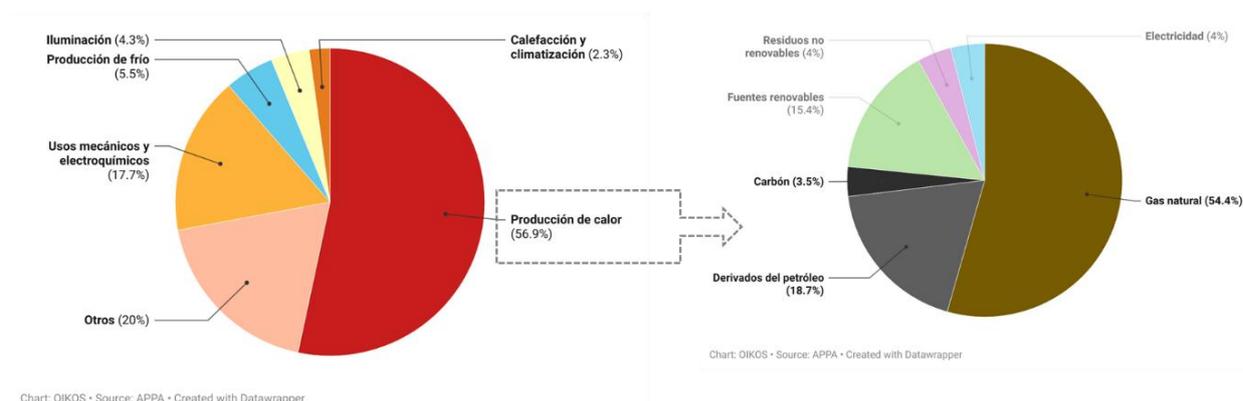
⁸ (Ministerio de Transición Ecológica, 2025)

⁹ Elaboración propia a partir de (Ministerio de Transición Ecológica, 2025)



Al igual que en Europa, la provisión de calor para procesos industriales acapara el grueso del consumo energético industrial, en concreto el 57%, a la luz del gráfico inferior. Y dentro de esa proporción, los combustibles fósiles suponen casi el 70%. Electrificar la provisión de calor industrial es por tanto una prioridad para descarbonizar la industria, en Europa tanto como en España.

Figura 4. Usos finales de la energía industrial y desglose de fuentes para la producción de calor industrial¹⁰



No obstante, la estructura empresarial española condiciona la velocidad de adopción. Las encuestas de inversión de CEPYME y el Banco Europeo de Inversiones señalan que, frente a grandes grupos que valoran horizontes de retorno largos, muchas pymes siguen asignando prioridad a proyectos con amortización rápida y riesgo limitado.¹¹ De ahí la necesidad de instrumentos que disminuyan la exposición al precio del carbono y faciliten el acceso a financiación externa. Incentivos bien diseñados, junto con marcos regulatorios estables y accesibles, serán fundamentales para acelerar el proceso de electrificación industrial y reducir significativamente las emisiones del sector en la presente década.

¹⁰ Elaboración propia a partir de (APPA Renovables, 2025)

¹¹ (EIB, 2024)



3. Contexto energético

El marco energético condiciona la viabilidad económica de la electrificación industrial. Asimismo, el contexto energético se debe entender en clave europea e internacional, dado que el coste del suministro energético es condicionante fundamental de la competitividad relativa de diferentes industrias y entre diferentes países. También es importante entender el diferente acceso a electricidad competitiva que tienen diferentes tramos de consumo industrial.

El coste del suministro energético es el principal determinante del OPEX o coste operativo, frente al CAPEX o coste del capital. Ambos determinan la viabilidad de un proyecto industrial, incluyendo inversiones en descarbonización del calor de proceso. El caso de estudio inferior ilustra la diferencia entre OPEX y CAPEX y aclara el enfoque metodológico de OIKOS en considerar de un lado los incentivos a los precios eléctricos (elemento crítico del OPEX), y del otro los incentivos al CAPEX, entendido como el coste de adquisición de tecnologías de descarbonización en sustitución de calderas fósiles.

Caso de estudio 1. OPEX, CAPEX y metodología de análisis de incentivos

El **CAPEX** ("**Capital Expenditure**") se refiere a los gastos de inversión inicial que realiza una empresa para adquirir, instalar o poner en marcha un equipo o infraestructura industrial. Por ejemplo, la compra de una caldera eléctrica en sustitución de una caldera de gas para proveer el calor que demanda un proceso industrial. El CAPEX se desembolsa al inicio del proyecto y se amortiza a lo largo de la vida útil del activo (10, 15, 20 años, etc.). El CAPEX es especialmente relevante cuando se comparan tecnologías alternativas de descarbonización, pues algunas requieren inversiones iniciales más elevadas.

El **OPEX** ("**Operational Expenditure**") hace referencia a los costes operativos con carácter recurrente durante toda la vida del proyecto, dado que son "gastos de explotación". En proyectos industriales, el OPEX normalmente incluye:

- El coste de la energía que alimenta los procesos industriales (gas, hidrógeno, electricidad, biomasa, etc.)
- El coste de Operación y Mantenimiento (O&M), por ejemplo la mano de obra, los repuestos, los seguros, etc.
- Costes indirectos como los costes administrativos, tasas ambientales, etc.

Nota metodológica sobre OPEX y CAPEX en el informe

En el contexto de la descarbonización industrial, el componente crítico que determina el OPEX de una inversión es el precio de la electricidad (con referencia al gas que pretende sustituir).

Por eso, en este informe no se analizan los incentivos al OPEX por un lado, y al CAPEX por otro, sino los incentivos al precio de la electricidad, en esta sección de contexto energético, y los incentivos al CAPEX, en la sección siguiente de contexto tecnológico. Este enfoque nos permite distinguir las dos grandes palancas de política pública que inciden en la competitividad de la descarbonización de procesos industriales: el precio de la electricidad y el coste de las tecnologías descarbonizadas. Ambos inciden no solo en la mejora del perfil de rentabilidad sino también en la competencia entre países europeos.



3.1. Comparativa internacional: electricidad y gas

Primero, una comparativa internacional arroja precios energéticos considerablemente más competitivos en otros países avanzados que en Europa. Se puede descomponer el precio eléctrico industrial en tres componentes básicos: la generación eléctrica (E), los peajes de red (N) y todos los impuestos y recargos posteriores (X). Es esta la metodología que utiliza, por ejemplo, Eurostat, de tal forma que la suma de los tres (E + N + X) es el precio final medio que paga el consumidor industrial, sin contar el IVA.

Como se aprecia en la figura inferior, los países europeos adolecen de una electricidad industrial más cara (datos de 2022) que otros países avanzados. La brecha entre la UE y EE. UU. se acerca a 0,111 €/kWh en el coste total, dos tercios de la cual corresponden a la generación, y el tercio restante se reparte entre peajes e impuestos. Destaca asimismo la heterogeneidad intraeuropea, desde los bajos precios de Francia y Suecia gracias a una generación competitiva (nuclear e hidráulica respectivamente, así como una infraestructura de red particularmente efectiva), frente a Italia y Países Bajos donde tanto la generación como la fiscalidad encarecen la factura, en el caso italiano exacerbada por la fuerte dependencia del gas.

Figura 5. Descomposición de los precios medios de electricidad industrial para una serie de economías avanzadas (€/KWh)

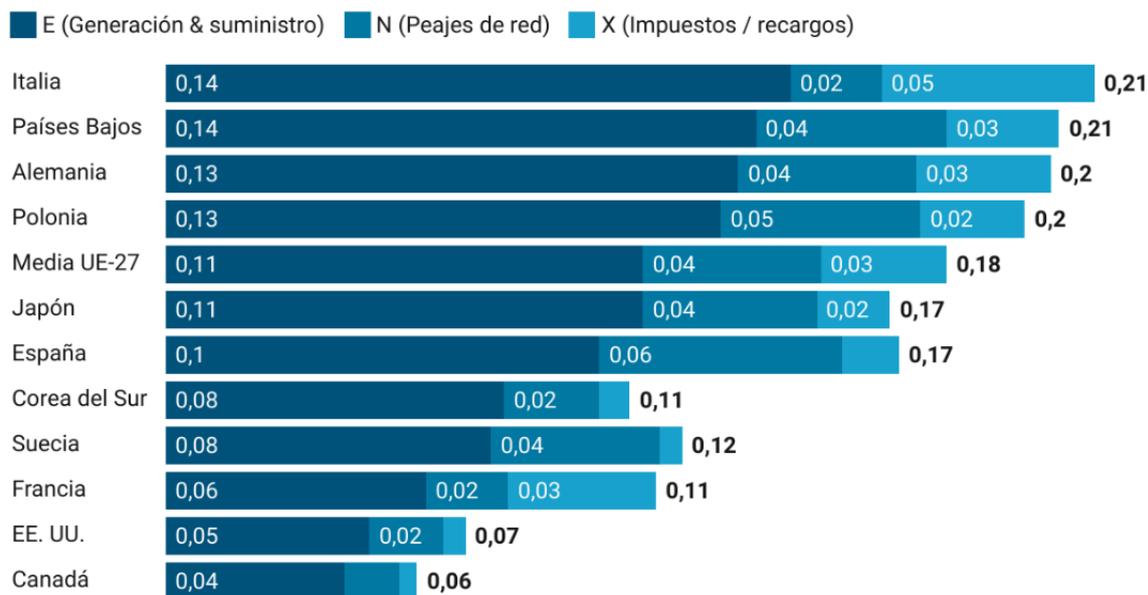


Gráfico: OIKOS • Fuente: Prognos • Creado con Datawrapper

España se encuentra a medio camino entre ambas situaciones. Los precios medios de electrificación industrial según los datos de Eurostat en los que se apoya la figura superior apuntan a una generación relativamente barata, lastrada en especial por peajes y recargos. En efecto, la generación eléctrica es competitiva y lo será más a medida que continúe la expansión renovable. De modo ilustrativo, en 2023 el precio spot medio del mercado MIBEL



fue de 87 €/MWh (OMIE 2024), inferior al de Francia (100 €/MWh) y Alemania (109 €/MWh)¹². El borrador actualizado del PNIEC 2023 fija un objetivo de alrededor de 160 GW de potencia renovable instalada en 2030, lo que incrementará la frecuencia de horas valle con este coste marginal cercano a cero.

Con el gas industrial ocurre como con la electricidad en la foto internacional: Europa continúa lastrada por precios superiores. Para el gas se han contabilizado peajes e impuestos conjuntamente (transporte, distribución, almacenamiento estratégico, cánones CO₂, etc.), distinguiéndolos de la generación (la llamada “molécula”, que cubre el *commodity* y su comercialización), para sumar ambos y obtener valor medio de precio final de gas natural industrial para consumos de + 10.000 GWh/año.

Como captura la figura inferior, el diferencial entre Europa y Estados Unidos asciende a 0,022 €/KWh, donde el 80% es el *commodity* y el resto, atribuible a peajes e impuestos. Asimismo, persisten diferencias notables entre países europeos, desde el alto precio que paga Italia al menor de Suecia. España se encuentra de nuevo en la media, y cabe destacar cómo los peajes e impuestos tratan más favorablemente al gas que a la electricidad, algo que, como veremos más adelante, constituye una barrera a la descarbonización mediante electrificación.

Figura 6. Precios medios de gas industrial en 2023 para una serie de economías avanzadas (€/KWh)¹³



	País	Molécula (commodity + comercialización)	Peajes + Impuestos	▲ Precio total
1	Canadá	0,006	0,001	0,007
2	EE. UU.	0,007	0,001	0,008
3	Suecia	0,016	0,009	0,025
4	Alemania	0,016	0,012	0,028
5	Media UE-27	0,017	0,013	0,030
6	Francia	0,018	0,012	0,030
7	España	0,018	0,013	0,031
8	Países Bajos	0,031	0,012	0,043
9	Polonia	0,025	0,021	0,046
10	Italia	0,041	0,014	0,055

Tabla: OIKOS · Fuente: Prognos · Creado con Datawrapper

¹² (EPEX SPOT, 2025)

¹³ (vbw, 2023)

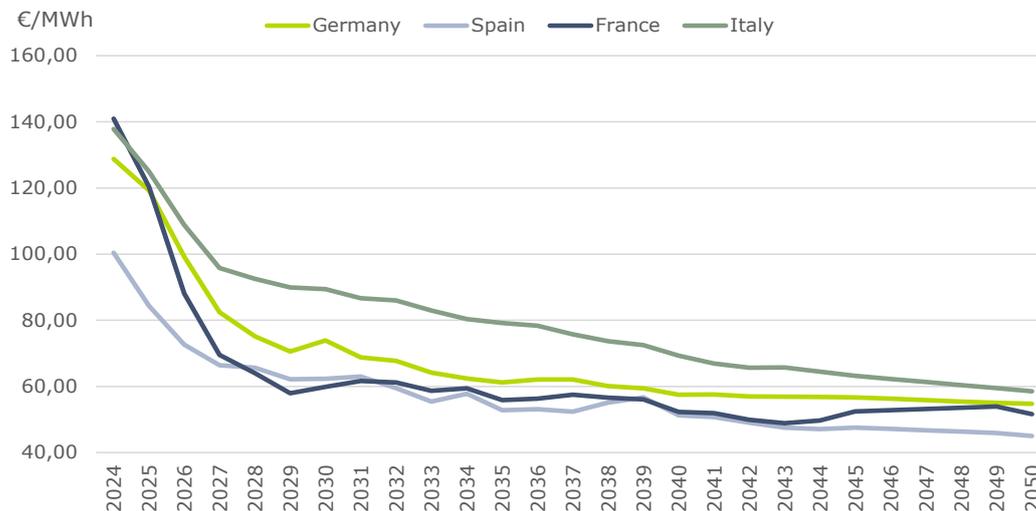


3.2. Comparativa europea: la electricidad nacional

El diferencial entre gas natural y electricidad será, como veremos, una barrera clave para electrificar la industria, al igual que sucede en otros sectores que deben transicionar del gas a la electricidad en su descarbonización, como la edificación.¹⁴

Por un lado, la generación eléctrica se ha beneficiado de la explosiva expansión de las renovables en España, dando pie a una potencial ventaja respecto a nuestros socios europeos, al permitir una reducción del precio de la generación eléctrica tanto en precios minoristas como mayorista, por debajo de los precios en países como Francia, Italia o Alemania. Como se aprecia en las figuras inferiores, las proyecciones de precios mayoristas de electricidad para varios países europeos sitúan a España en una posición privilegiada, tanto en precios mayoristas, como en precios finales (equivalente al concepto de “precio final unitario”).

Figura 7. Comparativa de precios mayoristas de electricidad para España y sus homólogos europeos¹⁵



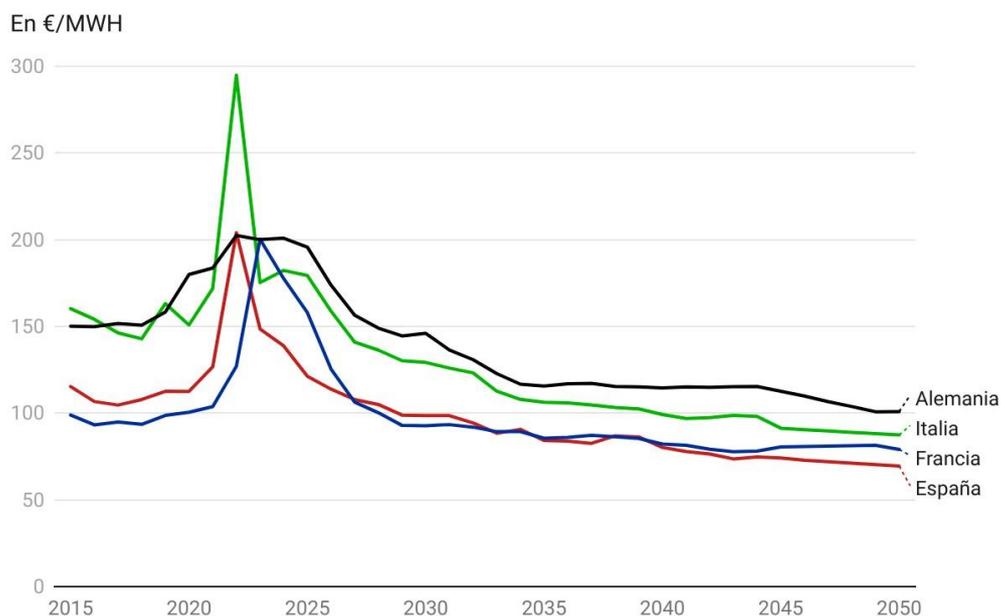
Las proyecciones de costes eléctricos unitarios incluyen, además de los costes no regulados (el precio mayorista de la energía y los costes de ajustes del mercado), costes regulados como transporte y distribución, pagos por capacidad, subvenciones a las renovables (donde proceda), pagos por interrumpibilidad e impuestos específicos sobre la electricidad. No incluyen IVA al ser esta una variable exógena.

¹⁴ Para más información sobre la descarbonización de edificios y la barrera a la electrificación que supone el desequilibrio de precios entre gas y electricidad, consultar el informe de OIKOS sobre descarbonización de edificios, disponible [aquí](#).

¹⁵ (De Juan, Quiroga, López, Sánchez, & Alarcón, 2024)



Figura 8. Proyección del coste unitario eléctrico final (precios de 2021, IVA no incluido)¹⁶



Fuente: AFRY • Creado con Datawrapper

Empero, como hemos visto anteriormente, el precio energético final que paga la industria española no demuestra la competitividad derivada de la ventaja en renovables y generación barata. Cabe por tanto preguntarse las razones por las que España, a la luz de los datos, no está siendo capaz de aprovechar su ventaja competitiva en electricidad barata para proveer a la industria de un suministro energético descarbonizado y competitivo.

Esta divergencia además difiere según el tipo de industria. La fotografía de precios eléctricos industriales puede variar considerablemente según diferentes tramos de consumo industrial, de modo que el precio final que paga una micropyme industrial puede resultar muy diferente del de las grandes industrias electrointensivas, y los distintos componentes del precio eléctrico final pueden pesar de forma diferente según los tramos de consumo. Por eso tiene sentido profundizar en el concepto de industria electrointensiva y como difiere entre países, lo que condiciona una divergencia importante en los sistemas de incentivos.

¹⁶ (De Juan, Quiroga, López, Sánchez, & Alarcón, 2024)



3.2.1. Equivalencia de sectores electrointensivos en Europa

El concepto de industria electrointensiva viene definido por ley, a partir de la normativa europea de ayudas de Estado y con pequeñas modificaciones dentro de los límites europeos para los diferentes Estados.

Caso de estudio 2. El concepto de industria electrointensiva en la UE

La Unión Europea no reconoce una categoría jurídica autónoma de “electrointensivo”, pero sí establece una lista de sectores y subsectores “expuestos a riesgo significativo de fuga de carbono”. Dicha lista, como se explica más adelante en este informe, se elabora conforme a dos criterios armonizados, cuya metodología de cálculo también fija y armoniza la normativa europea:

- Intensidad de costes eléctricos indirectos/Valor Añadido Bruto (VAB) – debe ser de al menos 0,2
- Intensidad comercial con terceros países – al menos 10 %

Los sectores incluidos en esta lista conforme a estos dos criterios disfrutan de regulación específica sobre las ayudas de Estado que puedan reducir sus costes eléctricos, ya sea menores cargos, compensaciones de CO₂ indirecto, etc. Más abajo en este informe incluimos una sección específica sobre las ayudas de Estado al coste eléctrico en clave comparativa entre países.

Dentro de estos límites, cada Estado define sus consumidores electrointensivos y puede incrementar la exigencia, pero no la laxitud de los criterios. En España, la figura jurídica de “consumidor electrointensivo” queda regulada por el Real Decreto-ley 20/2018 (ampliado por el RD 1106/2020) que establece dos requisitos adicionales dentro de la lista de sectores expuestos a fuga de carbono: consumo mínimo (≥ 1 GWh/año) e intensidad eléctrica/VAB ($\geq 0,5$ %). A efectos comparativos, Italia comparte los mismos requisitos que España; Alemania incrementa la exigencia significativamente en intensidad eléctrica (como fracción del VAB debe ser ≥ 14 %); y Francia incluye requisitos de volumen anual de consumo eléctrico mínimo y exposición comercial a competencia internacional.

En la práctica, la identificación de consumidores electrointensivos en Europa presenta divergencias relevantes tanto en el instrumento jurídico como en los criterios operativos. Dos enfoques dominan el panorama. Por un lado, España y Alemania emplean listados sectoriales cerradas (tablas de equivalencia por actividad económica, codificadas en CNAE/NACE o WZ), que aportan seguridad jurídica y previsibilidad. Por otro, Francia e Italia recurren a métricas flexibles de intensidad eléctrica y a la evaluación caso por caso en función del riesgo de relocalización y otros factores estratégicos, lo que permite una adaptación más dinámica a realidades productivas heterogéneas.

En el modelo tabular, España (Estatuto del Consumidor Electrointensivo, RD 1106/2020) y Alemania (Besondere Ausgleichsregelung, hoy bajo EnFG) muestran alta convergencia en los grandes núcleos intensivos: química básica, papel y pasta, vidrio, cerámica/cemento/cal, siderurgia y metales no férreos, entre otros. La diferencia empíricamente más visible es que Alemania incorpora ciertos códigos del ámbito alimentario que no figuran en el anexo español –por ejemplo, lácteos, molinería o grasas/margarinas–, ramas con consumos significativos



por frío industrial, motores y procesos térmicos. Con todo, el perímetro español cubre la mayor parte de las industrias históricamente electrointensivas, de modo que la asimetría sectorial es acotada.

El modelo flexible de Francia e Italia se articula en torno a umbrales de intensidad eléctrica sobre el valor añadido y a la exposición comercial internacional, complementado por listados/elencos anuales (en Italia) que reconocen la condición de electrointensivo a nivel de empresa. Este diseño facilita incorporar instalaciones fuera de catálogos predefinidos cuando la evidencia de intensidad es clara, si bien exige más medición, verificación y revisiones periódicas.

En cuanto a requisitos técnicos mínimos, los cuatro países comparten un umbral de consumo elevado (≥ 1 GWh/año), con variaciones. Destaca el requisito español de perfil de carga (≥ 50 % del consumo en horas valle), inexistente en Alemania, que favorece usos con mayor modulabilidad o continuidad nocturna.

En términos de competencia regulatoria y acceso a beneficios, la evidencia sugiere que España no presenta una desventaja material respecto a sus pares: aunque no incluye algunos subsectores alimentarios presentes en Alemania, su arquitectura normativa abarca los sectores intensivos críticos y ofrece criterios estables y transparentes. El coste-beneficio de ampliar el anexo español a ramas alimentarias específicas probablemente sea marginal frente al grueso del consumo electrointensivo ya cubierto.

Tabla 1. Diferencias de conceptualización y regulación de industrias electrointensivas por país

País	Enfoque regulatorio	Base sectorial / criterio	Ejemplos de sectores	Requisitos técnicos distintivos	Observaciones operativas
España	Lista sectorial cerrada (RD 1106/2020)	CNAE en anexo + umbrales de intensidad (kWh/€)	Química básica, papel/ pasta, vidrio, cerámica/ cemento/ cal, siderurgia, no férreos, refino, fibras sintéticas, baterías	≥ 1 GWh/año; $\geq 50\%$ del consumo en horas valle; relación consumo/ VAB	Alta previsibilidad jurídica; algunos subsectores alimentarios no incluidos (p. ej., lácteos, molinería)
Alemania	Lista sectorial cerrada (BesAR/EnFG)	WZ/NACE (Listas 1-2) + intensidad de costes eléctricos	Además de los "clásicos", incluye alimentación: lácteos, molinería, grasas/ margarinas, mataderos	≥ 1 GWh/año; criterios de intensidad de costes; topes respecto a GVA	Cobertura sectorial ligeramente más amplia que España en alimentación; fuerte tradición de ajustes a recargos



Francia	Criterios flexibles (decreto + accise)	Intensidad eléctrica/VAB y exposición comercial (sin lista NACE cerrada)	Casos "clásicos" y sitios que acrediten alta intensidad (incluible alimentación si cumple)	≥1 GWh/año (referencia) + pruebas de intensidad; gestión energética	Permite incorporación caso por caso; mayor carga de verificación/medición
Italia	Criterios flexibles por clases (CEEAG)	Riesgo de relocalización y elencos anuales por empresa/ ATE CO	"Clásicos" y empresas intensivas fuera de catálogos rígidos (incluible alimentación)	≥1 GWh/año; asignación a clases (ASOS) con reglas ARERA/CSEA	Enfoque empresa a empresa; adaptable pero con tramitación/peritaje recurrente

3.2.2. Precios eléctricos finales y diferencias de cálculo

A partir de la metodología de Eurostat (datos del segundo semestre de 2024),¹⁷ que agrupa consumos energéticos en diferentes tramos, la figura inferior ilustra el diferencial entre España y la media de la UE para los tres componentes del precio de la electricidad industrial que identifica Eurostat: generación + peajes + impuestos. Asimismo, Eurostat separa el consumo industrial por tramos de MWh. Cabe destacar cómo el mayor diferencial se da en peajes solo para los dos tramos menores de consumo, mientras que para los 4 superiores que engloban todas las grandes industrias de mayor consumo y electrointensivas, el mayor diferencial se da en la generación, que es mucho más barata en España que en Europa.

¹⁷ Eurostat utiliza diferentes bandas de consumo para consumidores diferentes de los hogares. Cada una se identifica con un código y se integra dentro de una banda de consumo, de la siguiente forma:

- Código IA: < 20 MWh, típicamente micropymes, talleres o negocios locales.
- Código IB: 20- < 500 MWh, como pymes y comercios con escaso equipamiento.
- Código IC: 500 - < 2.000 MWh, que sirve de referencia a Eurostat para hablar de consumo industrial medio.
- Código ID: 2.000-19.999 MWh de consumo anual, típicamente PYMEs industriales
- Código IE: 20.000-69.999 MWh de consumo anual, gran industria como plantas agroalimentarias.
- Código IF: de 70.000 a 149.999 MWh de consumo anual, típicamente industrias intensivas energéticamente como refinerías de azúcar.
- Código IG: + 150.000 MWh de consumo anual, típicamente industrias electro-intensivas como aluminio, siderurgia o petroquímica.



Figura 9. Diferencial de precios eléctricos finales España-UE para la industria por tramos de consumo y componentes del precio eléctrico de Eurostat (S2 2024)¹⁸

Tramos de consumo de Eurostat (anual)	Diferencial Generación (E)	Diferencial Peajes (N)	Diferencial Impuestos (X)
IA (< 20 MWh)	-0,010	0,035	-0,020
IB (20-500 MWh)	-0,010	0,020	-0,020
IC (0,5-2 GWh)	-0,010	0,015	-0,016
ID (2-20 GWh)	-0,060	-0,004	-0,006
IE (20-70 GWh)	-0,056	-0,011	-0,006
IF (70-150 GWh)	-0,053	-0,013	-0,006
IG (≥ 150 GWh)	-0,052	-0,016	-0,006

Tabla: OIKOS • Fuente: Eurostat • Creado con Datawrapper

Para las pequeñas industrias, el peaje español como componente del precio de Eurostat supera al europeo en aproximadamente 2-4 céntimos/kWh (al ser el peaje un coste fijo que se diluye para los grandes consumos), pero a partir del tramo ID, la industria española paga de hecho menos peajes y menos impuestos que la media europea, tal y como Eurostat contabiliza los peajes. Ello implica también que para los grandes consumos, el diferencial en peajes pierde su relevancia y el precio final queda dominado por el coste de la generación pura

Entonces, ¿en qué casos paga más el consumidor industrial español respecto a sus homólogos europeos y cuál es la causa de este sobrepago? En concreto, conviene comparar España con las grandes economías de la Eurozona como Francia, Alemania e Italia. La tabla inferior aporta un análisis de diferentes causas para los distintos tipos de industrias según su consumo, a partir de los datos de Eurostat. Una lección clave radica en las intervenciones sobre precios emprendidas por otros Gobiernos europeos que, con mayor agresividad que las políticas españolas, generan excepciones en ciertos tramos industriales (en particular mayores consumos) que España no compensa ni siquiera con peajes y fiscalidad bajos.

Tabla 2. Comparativa de diferenciales de precios finales típicos para diversos países europeos y tramos de consumo industrial de Eurostat¹⁹

Banda de consumo de Eurostat e industrias típicas	Precio final típico 2024 (€/kWh, sin IVA) España vs otros países	Países que resultan más baratos que España	Análisis rápido del diferencial
Micropymes y talleres (banda IA < 20 MWh)	ES ≈ 0,26 vs UE-27 ≈ 0,25	Francia 0,23 Suecia 0,17	Peajes 35 % más altos que la media y término fijo de potencia elevado.

¹⁸ (Eurostat, 2025)

¹⁹ Elaboración propia a partir de datos de (Eurostat, 2025)



Pymes con cierto proceso continuo (IB 20-500 MWh)	ES \approx 0,23 vs Francia 0,19 o Suecia 0,15	Francia, Suecia, Finlandia	Red + fiscalidad: el "término de potencia" y el peaje ATR 6.x suben el kWh español aún con energía (E) barata.
Industria mediana (IC 0,5-2 GWh)	ES \approx 0,15 vs Francia 0,16 (similar), Suecia 0,12	Suecia, Finlandia	España ya rebajó la fiscalidad (IVPEE, IEEEE), pero el peaje sigue 36 % por encima del promedio UE.
Industria electro-intensiva con ARENH (FR) (ID-IG, \leq 100 TWh/año)	FR \approx 0,11 (E=0,042 €/kWh bajo ARENH + peaje 0,02 + X 0,03)	Francia (con cuota ARENH)	El mecanismo ARENH obliga a EDF ²⁰ a vender 25 % de su nuclear a 42 €/MWh; ningún peaje especial en España logra compensarlo.
Grandes acerías / cloro-sosa en Alemania con exenciones EEG (ID-IG, \leq 100 TWh/año)	Alemania \approx 0,14 tras descuentos vs ES \approx 0,14	Alemania levemente mejor si obtiene exención total	Empresas > 1 GWh pueden quedar casi libres de recargos en Alemania; España no tiene exención equivalente.
Centros de datos e industrias de frío en el Norte (Suecia, Finlandia) (ID-IG, \leq 100 TWh/año)	Suecia \approx 0,12 – Finlandia \approx 0,10 vs ES \approx 0,14	Suecia, Finlandia	Mix hidro-nuclear barato y peajes rurales subsidiados en países nórdicos.

Sin embargo, la evidencia empírica de facturas eléctricas finales para diferentes consumos industriales muestra un panorama mucho más complejo. El sector de la industria electrointensiva española viene denunciando, a través de la Asociación de Empresas con Gran Consumo de Energía (AEGE), los mayores precios eléctricos que pagan respecto a sus homólogas europeas. Los datos publicados por AEGE arrojan una fotografía diferente a la de Eurostat, como indica la tabla inferior que ofrece una comparativa sencilla con respecto a Francia y Alemania del escalonamiento de la factura final:

²⁰ EDF, Électricité de France, es el operador público francés de la mayoría de la red eléctrica del país y de todas sus centrales nucleares.



Figura 10. Escalonamiento de la factura energética final con subvenciones para electrointensivas (en €/MWh) según datos de AEGE²¹

Paso	España	Francia (ARENH)	Alemania (BesAR + exenciones)
1. Energía "pool / contrato"	66	42	92
2. Ajustes & otros	18,5	0	0
3. Peajes puros	4	1	7
4. Cargos / impuestos	4,3	0,95	1,3
5. Compensaciones	-30,8	-29,3	-54,3
→ Coste final	62,4	22,2	45,6

Tabla: OIKOS • Fuente: AEGE; Eurostat • Creado con Datawrapper

El caso de estudio inferior resume las diferencias metodológicas entre el cálculo de Eurostat y el de AEGE, reforzando la tesis de que **aunque España parta de una generación más competitiva**, la distorsión política de **un paquete de incentivos mucho más agresivo en otros países europeos acaba resultando en una factura eléctrica final mucho mayor** comparativamente en nuestro país **para industrias electrointensivas**. Y sin embargo, **otros consumos industriales de menor tamaño no acusan la misma desventaja** respecto a otros países europeos.

²¹ (AEGE, 2025)



*Caso de estudio 3. Diferencias de cálculo de precios eléctricos: metodologías de Eurostat y AEGE***Diferencias de metodología**

Eurostat calcula una media estadística por bandas de consumo (no un consumo concreto sino una horquilla relativamente amplia) en un afán de homogeneizar costes eléctricos para los 27 Estados miembros, dentro del concepto de electricidad mayorista en oposición a la electricidad minorista que se entiende suministra a los hogares europeos. En contraste, los datos de AEGE toman el ejemplo de una gran electro-intensiva (≈ 500 GWh/año) en tarifa 6.4 (≥ 220 kV). Es decir, AEGE utiliza una casuística muy concreta: un consumo fijado en 500 GWh/año con una tensión muy alta (≥ 220 kV), donde el equivalente en Eurostat sería una banda de consumo muy amplia, la banda IG con un consumo promedio de > 150 GWh/año, sin etiquetar la tensión, que para este consumo suele rondar los 150-500 Kv. Cabe destacar además que las bandas de consumo de Eurostat se basan en promedios de todos los contratos nacionales englobados dentro de cada banda de consumo, y dejan fuera del cálculo algunos incentivos como por ejemplo las compensaciones por CO₂ indirecto.

Además, el Barómetro de AEGE se basa en futuros mientras que Eurostat utiliza datos históricos de precios ya abonados. Como España destaca por cobrar explícitamente servicios de ajuste y cargos mientras que otros países europeos lo socializan o integran dentro del peaje o de recargos fijos, AEGE los separa de otros componentes del precio. En contraste, los servicios de ajuste y cargos no figuran explícitamente en la metodología de Eurostat porque se integran en el componente E de generación (si el ajuste se cobra por kWh variable ligado al mercado, como es el caso de España), en el componente N de peajes y cargos (si se recauda vía tarifa de red, como en Francia) o el X de fiscalidad (si son recargos fiscales, como ocurre con parte del coste alemán).

Conclusiones de política pública

El cálculo de AEGE es más representativo para la industria electrointensiva, al ser el principal gran consumidor de electricidad mayorista. Comparando específicamente los precios de AEGE con precios análogos en Francia y Alemania, podemos extraer algunas conclusiones:

- Solo España repercute costes del sistema como servicios de ajuste que engrosan la tarifa
- La presión fiscal es mayor en España que en Francia o Italia, incluyendo tanto los cargos de la CNMC (financiación de renovables, cargos extrapeninsulares) como los impuestos sobre la electricidad que son exclusivos de España y no tienen equivalente en ningún país de nuestro entorno, como son el IEE (Impuesto Especial sobre la Electricidad) y el IVPEE (Impuesto sobre el Valor de la Producción Eléctrica).
- Ciertos incentivos idiosincráticamente propios de cada país equilibran la balanza en contra de España: las compensaciones al CO₂ indirecto en Alemania o el subsidio a la generación nuclear mediante el sistema ARENH en Francia que se explican más adelante.

Por tanto, las dos secciones siguientes profundizan en los sistemas de incentivos entre países que determinan diferentes costes de electricidad industrial: primero, el marco regulatorio aportado por la Unión Europea para establecer unas reglas del juego comunes entre países, y luego, los incentivos particulares que despliega cada país para incidir en la factura eléctrica industrial, dentro de los límites perimetrados por el marco europeo



3.3. El marco europeo: regulación sobre fuentes energéticas y reglas de competencia

La normativa europea aporta un marco global dentro de cuyos límites se mueve la legislación nacional y los apoyos que cada país decida dar a su industria electrointensiva y los precios de electricidad industrial. El marco europeo se puede descomponer en dos vectores esenciales: por un lado, regulación sobre las propias fuentes energéticas, y notablemente sobre la electricidad y el gas natural; y por el otro, regulación de competencia sobre las ayudas que los estados puedan dar para modificar la factura energética final de la industria. La tabla inferior ofrece una panorámica del marco normativo europeo en función de esta categorización:

Tabla 3. El marco europeo: regulación de fuentes energéticas y reglas de competencia²²

CATEGORIA	CONCEPTO	MEDIDAS
Regulación sobre fuentes energéticas	ETS 1	Directiva ETS 2003/87
	ETS 2	Directiva 2023/959
	Reglas del mercado mayorista y minorista	Reglamento 2019/943 del mercado interior eléctrico Directiva 2019/944
	Introducción de instrumentos de flexibilización de precios industriales: contratos por diferencias (CfDs o "Contracts for Difference") y acuerdos de compra de energía (PPA o "Power Purchase Agreements")	Paquete de reformas de diseño del mercado eléctrico 2024-2025
Reglas de competencia	Umbrales de fiscalidad mínima de la electricidad	Directiva ETD
	Compensación del coste del CO ₂ en la factura	Directiva ETS 2003/87 Guías ETS State Aid 2020
	Reglas de ayudas de Estado ("state-aid rules")	CEEAG 2022 Reglamento 651/2014 TCTF 2022-2025 CISAF 2025-20230

²² Elaboración propia a partir de datos de (European Commission, 2025) (European Commission, 2019) (European Commission, 2024)



3.3.1. Regulación sobre fuentes energéticas: ETS, reglas del mercado, CfDs y PPAs

La **regulación sobre fuentes energéticas** resulta fundamental en tanto que marca las dinámicas de mercado de electricidad y de gas natural, influyendo sustancialmente en sus precios y el diferencial relativo entre ambos que vertebraba la rentabilidad de la inversión en descarbonización, ya sea en el sector industrial, como en el sector transporte, edificios, etc.

Dentro de la regulación sobre fuentes energéticas, distinguimos 3 vectores esenciales que inciden sobre los precios energéticos industriales: (1) los sistemas de comercio de derechos de emisión (ETS o “*Emissions Trading System*”), (2) las regulaciones sobre mercados eléctricos en general y (3) la introducción específica de instrumentos de flexibilización de precios energéticos (CfDs y PPAs).

- En la UE existe ya un primer **ETS**, efectivo desde 2005, que cubre sectores energéticos y de industria pesada.²³ En mayo de 2023, los países de la Unión Europea acordaron introducir un segundo esquema de comercio de emisiones (ETS-2), centrado en los llamados sectores difusos, principalmente edificios, transporte y residuos, poniendo así un precio a las emisiones provenientes de la combustión directa de combustibles. A partir de 2027, el ETS-2 exigirá a los suministradores de combustibles fósiles que entreguen certificados de carbono equivalentes a las emisiones generadas por los consumidores de esos combustibles. Se espera que aquellos transfieran el coste de estos certificados a los consumidores mediante un aumento en los precios del combustible.
De este modo, el ETS-1 ya tiene un impacto directo sobre la industria intensiva en energía, y el ETS-2 lo tendrá de forma indirecta sobre el consumo de combustibles fósiles y sobre ciertas actividades industriales no cubiertas por el ETS-1. A medida que el precio del carbono suba, el diferencial entre gas y electricidad se acortará y la segunda ganará competitividad a costa del primero. La convergencia del ETS-1 y el ETS-2 refuerza doblemente la lógica económica de electrificar el calor industrial y protegerse de la incertidumbre con PPAs y CfDs a largo plazo, pues cada tonelada de CO₂ evitada generará ahorros diferentes en función de la evolución futura de los precios de CO₂.
- **Regulaciones de los mercados eléctricos mayorista y minorista.** Destaca el Reglamento UE 2019/943 que consagra el coste marginal como determinante del precio eléctrico y ofrece un marco global y procedimientos específicos para los mercados eléctricos. El refuerzo de la competencia resultante de esta regulación facilita la reducción de precios eléctricos, sobre todo ante aumentos de generación renovable.
- **La introducción de instrumentos de flexibilización de precios industriales:**²⁴
 - Por un lado, la Directiva UE 2019/944 fomenta los acuerdos de compraventa de energía o PPAs (“*Power Purchase Agreements*”) al obligar a que las

²³ Concretamente, el ETS-1 cubre industrias consideradas “intensivas en energía”, principalmente: refino de petróleo, acero y metales ferrosos, aluminio, cemento y cal, vidrio y cerámica, papel y cartón, productos químicos a granel, ácidos, etc.

²⁴ (European Commission, 2019) (European Commission, 2025)



empresas tengan acceso a ofertas con precio fijo ≥ 1 año y a tarifas dinámicas, facilitando a la industria intercambiar acuerdos bilaterales a largo plazo por la dependencia del precio spot.

- Por el otro, el paquete de reformas de diseño del mercado mediante, entre otros, el Reglamento 2024/1711 impulsa tanto los PPAs como los CfDs. Convierte los segundos en formato estándar de apoyo público a nueva capacidad renovable, nuclear o de repotenciación, obligando a reciclar los ingresos positivos de los CfDs a los consumidores, industriales inclusive. También exige a los Estados Miembros ampliar esquemas de garantías para PPAs para cubrir el riesgo de la contraparte y habilitar mecanismos de liquidez en los mercados forward, entre otras medidas.

3.3.2. Reglas de competencia: umbrales mínimos de fiscalidad, compensación del coste del CO₂ y reglas de apoyo del Estado

Las **reglas de competencia** aspiran a garantizar que las industrias de los Estados Miembros compitan en igualdad de condiciones, no solo entre sí sino también internacionalmente evitando la fuga de carbono, en consonancia con el Mecanismo de Ajuste de Carbono en Frontera (CBAM o “*Carbon Border Adjustment Mechanism*”). Se instrumentalizan de tres maneras diferentes: (1) umbrales de fiscalidad mínima de la electricidad, (2) reglas sobre las posibles compensaciones del precio del CO₂ para sectores expuestos a fuga de carbono y (3) reglas sobre el apoyo estatal (“*state aid rules*”) directo a los precios eléctricos.

- **Umbrales de fiscalidad mínima de la electricidad.** La Unión Europea fija precios mínimos de electricidad para consumo industrial con objeto de establecer un suelo claro por debajo del cual ningún precio subsidiado puede caer. La legislación fundamental es la **Directiva de Fiscalidad Energética** (ETD o “*Energy Taxation Directive*”, Directiva 2003/96) que establece un impuesto mínimo y contempla exenciones siempre que se circunscriban dentro de dicho umbral. La Directiva:
 - Fija un impuesto eléctrico mínimo de 0,5 €/MWh para uso industrial, y
 - Permite reducciones o exenciones a “empresas intensivas en energía”, según los criterios marcados para cumplir con esa definición. Concretamente, si demuestran “compras de energía superiores al 3% de su valor de producción”, o bien si el impuesto nacional sobre la energía supone +0,5% de su valor añadido.²⁵ Los Estados pueden reducir o exonerar el impuesto a estas empresas siempre que en promedio sigan pagando al menos 0,5 €/MWh. También pueden condicionar la rebaja a la consecución de objetivos de eficiencia energética o certificaciones ISO.

Como veremos, **las principales economías europeas como Alemania y Francia han llevado esta flexibilización al límite.** El esquema Stromsteuer alemán implica en la práctica que su industria manufacturera, entre otras, paga casi exactamente el mínimo legal de 0,5 €/MWh sin rebasarlo. Estas ayudas han sido notificadas a y aprobadas por la Comisión.

²⁵ (Consejo de la Unión Europea, 2003)



- **Compensación del coste del CO₂ en la tarifa para sectores expuestos a fuga de carbono.** La Directiva ETS 2003/87 y las Guías ETS State Aid 2020/C 317/04 permiten a los Estados Miembros proporcionar ayudas que compensen el coste para las empresas del precio del CO₂. En concreto:
 - la ayuda puede cubrir hasta el 75% de los costes atribuibles al precio del CO₂ en una lista de 16 sectores de actividad considerados “expuestos a fuga de carbono”²⁶;
 - la ayuda debe pagarse en el año N+1 y decrecer si la instalación no demuestra mejorar la eficiencia energética; y
 - cada ayuda debe notificarse a la Comisión, que las aprobará caso por caso tras un examen exhaustivo.

A diferencia de otras ayudas, las compensaciones por CO₂ tienen un matiz importante: se reducen en el tiempo a medida que el *mix* eléctrico de un país se descarboniza. El ritmo de reducción del importe de la compensación de CO₂ es simplemente función del ritmo de descarbonización del mix energético de cada país. Países con un sistema eléctrico más descarbonizado (España frente a Alemania) solo podrán desplegar compensaciones por CO₂ intrínsecamente menores, y en todos los casos en tendencia descendente a medida que avanza la descarbonización de cada economía nacional.

- **Regulación de las ayudas de Estado (“state aid rules”).** Coexisten varios marcos que se superponen unos a otros generando una legislación en capas que añade complejidad a las reglas del juego:²⁷
 - El marco base lo constituye **CEEAG 2022** (“*Climate, Environmental & Energy Aid Guidelines*”), que no tiene fecha de caducidad y autoriza ayudas de funcionamiento a empresas electro-intensivas, como reducción de recargos renovables, peajes o impuestos, cuando el coste eléctrico suponga +3% del Valor Añadido Bruto (VAB). Además:
 - La intensidad de la ayuda debe limitarse al “*funding gap*” o brecha de financiación, que se calcula como la diferencia entre el Valor Actual Neto (VAN) de un proyecto con ayuda y el VAN de un escenario contrafactual sin ayuda. La determinación de la brecha de financiación resulta crítica para asegurar un principio de mínima subsidización. La Comisión prohíbe cualquier ayuda que supere esta brecha de financiación para alcanzar viabilidad en el proyecto, con objeto de evitar una sobrecompensación que distorsione el mercado.
 - La ayuda debe ir ligada a planes de descarbonización verificables.

²⁶ En concreto, son 10 sectores completos y 6 subsectores o categorías de productos, a partir de la nomenclatura y códigos NACE. Los sectores completos son: Confección de prendas de cuero (NACE 14.11), Producción de aluminio (24.42), Otros productos químicos inorgánicos básicos (20.13), Producción de plomo, cinc y estaño (24.43), Fabricación de pasta de papel (17.11), Fabricación de papel y cartón (17.12), Fabricación de hierro, acero y ferroaleaciones (24.10), Refino de productos petrolíferos (19.20), Producción de cobre (24.44), Producción de otros metales no férricos (24.45). Y los subsectores: olietileno en formas primarias (20.16.40.15), Fundición de hierro (24.51), Mantas de fibra de vidrio (23.14.12.10), Voiles de fibra de vidrio (23.14.12.30), Hidrógeno (20.11.11.50), Compuestos inorgánicos de oxígeno de no-metales (20.11.12.90).

²⁷ (European Commission, 2024)



- La ayuda debe notificarse caso por caso a la Comisión salvo exenciones previstas en otras normativas (GBER)
- El Reglamento 651/2014, y reformado en 2023, vigente hasta el 31 de diciembre de 2026, denominado **GBER** o "**General Block Exemption Regulation**" exime a los Estados Miembros de notificar ayudas de menos de 70 M€ (inversiones en CAPEX) o 30 M€ (OPEX, como descuentos a cargo renovable), siempre que no superen el 100% del *funding gap*, tal y como establece CEEAG. Supone por tanto un "*fast track*" para aquellas ayudas que cumplan los requisitos, que no necesitan entonces pasar por CEEAG/CISAF, por entenderse que son ayudas de menores dimensiones que no suponen una distorsión significativa de la competencia en los mercados.
- El Marco Temporal de Crisis y Transición (**TCTF** o "**Temporary Crisis & Transition Framework**") se aprobó en 2023 para paliar la crisis energética provocada por la guerra de Ucrania, y se suspendió en 2025. Las ayudas ya acogidas a TCTF con anterioridad a la derogación de 2025 preservan su validez hasta su expiración (la mayoría al finalizar 2025), pero no pueden modificarse de ninguna forma. Nuevas solicitudes de ayudas deberán pasar por CEEAG y/o CISAF en función de su naturaleza y el cumplimiento de criterios específicos de cada normativa. El TCTF permitía subvenciones directas o ayudas tarifarias de hasta 250 M€ por empresa para paliar la crisis energética, sin tope de precio ni obligación de reinversión climática
- **El CISAF** o "**Clean Industrial Deal State Aid Framework**" sustituye formalmente al TCTF desde su entrada en vigor en junio 2025 hasta 2030. Es el marco "anticrisis estructural" y excluyente con respecto a CEEAG. Si una ayuda se acoge a CISAF, ya no aplica CEEAG. CISAF Introduce un módulo específico de "*electricity price relief*" dirigido exclusivamente a "usuarios intensivos en energía". Este módulo específico tiene reglas propias distintas al resto de la normativa, por ejemplo no utiliza intensidades de ayuda sobre el CAPEX sino límites sobre €/MWh y sobre el porcentaje de consumo cubierto. La subvención para electrointensivos tiene las siguientes condiciones:
 - Cubre máximo el 50% del consumo eléctrico anual
 - Se dirige exclusivamente a usuarios electrointensivos
 - Obliga a que el precio final sea superior a 50 €/MW
 - Obliga al beneficiario a reinvertir al menos 50 % de la ayuda en descarbonización
 - Obliga a que el subsidio tenga una duración máx. de 3 años
 - Estipula los tipos de ayuda admitidos: subvención, descuento regulado, garantía o crédito fiscal.



La normativa europea sobre ayudas de Estado establece un marco común con límites formales —precio mínimo de 50 €/MWh o del coste medio de generación, tope del 50% del consumo eléctrico subvencionado y obligación de reinversión en descarbonización—, pero al mismo tiempo permite acumular diferentes instrumentos (CEEAG, CISAF, GBER, ETS Guidelines) siempre que no se superen los umbrales fijados. En consecuencia, diferentes instrumentos como compensaciones por CO₂, bonificaciones directas a la factura eléctrica o ingresos redistribuidos vía PPAs y CfDs pueden sumarse entre sí, configurando paquetes de apoyo muy generosos sin necesidad de notificación individualizada si se encajan dentro del reglamento marco.

En la práctica, el sistema resulta bastante laxo: más que limitar, habilita a los Estados miembros para diseñar esquemas nacionales muy distintos de apoyo a la industria electrointensiva. Esta flexibilidad normativa genera un terreno fértil para políticas nacionales divergentes y el riesgo de una carrera a la baja en costes energéticos que podría erosionar la competencia equilibrada en el mercado interior.

3.4. Incentivos y políticas nacionales sobre precios eléctricos

Como hemos visto al comparar precios eléctricos industriales dentro de la Unión Europea, los sistemas de incentivos dirigidos de varios países como Francia y Alemania están detrás de la diferencia en la factura final con España. La hipótesis de que ciertos consumidores industriales españoles pagan más comparativamente merece explorar exactamente dónde y cómo en la factura eléctrica tiene lugar esa descompensación, partiendo de la competitividad relativa de España en generación eléctrica barata frente a ambos gracias a su abundancia de renovables. De ahí la necesidad de analizar en detalle los sistemas de incentivos de Francia, Italia y Alemania, en comparación con España, y con referencia a las “reglas del juego” diseñadas por el marco normativo europeo.

La **Tabla 4. Resumen y categorización de sistemas nacionales de apoyo a los precios eléctricos para electrificación industrial** más abajo captura los incentivos al precio eléctrico analizados por OIKOS, desarrollando una clasificación de instrumentos por categorías y detallando el mecanismo concreto de cada país. Cabe destacar que existen otros mecanismos que también influyen sobre los precios eléctricos que paga la industria pero se han dejado fuera del análisis, dado que no son incentivos específicos que promuevan una inversión en electrificación, sino ajustes o devoluciones que abaratan la factura eléctrica mediante un ingreso por el simple hecho de consumir electricidad. Estos ajustes al precio eléctrico tampoco se incluyen en la modelización desarrollada por OIKOS pero los mencionamos a continuación:

- **Mecanismos de capacidad:** diseñados para asegurar la seguridad de suministro, permiten que tanto generadores como consumidores de electricidad pueden ser remunerados por su disponibilidad a aportar capacidad o reducir demanda. Su efecto sobre el OPEX es indirecto: no reducen directamente el precio de la electricidad, si bien generan una retribución paralela que compensa la factura final y reduce el OPEX neto. Francia, Alemania e Italia disponen de mecanismo de capacidad, mientras que el servicio de interrumpibilidad español se abolió en 2020 y no ha sido reemplazado por un mecanismo equivalente.



- **Flexibilidad de la demanda:** como alternativa a los mercados de capacidad, permiten flexibilizar oferta y demanda en el sistema energético. La industria recibe pagos por reducir o desplazar su consumo en momentos de tensión del sistema eléctrico. Su efecto sobre el OPEX es indirecto y depende del consumo de electricidad, no de la decisión de invertir en electrificar procesos industriales: reducen el coste neto de la electricidad en la medida en que la planta recibe ingresos por flexibilidad, que compensan parte de su factura. En Francia, la respuesta de demanda está integrada dentro del mercado de capacidad, mientras que en Alemania existen programas específicos diferenciados. En España, actualmente no hay un esquema retribuido de este tipo en vigor.
- **Mecanismos transitorios de choque:** medidas excepcionales aplicadas durante crisis energéticas, como topes a los precios mayoristas, créditos fiscales sobre la factura o rebajas temporales de impuestos y cargos. Algunos ejemplos son el *Strompreisbremse* en Alemania (precio-freno 2023), los créditos fiscales en Italia, los topes y exenciones temporales en Francia, y el mecanismo ibérico junto con rebajas fiscales. en España. Su efecto sobre el OPEX es coyuntural y de emergencia, aliviando de forma inmediata la factura, pero sin ofrecer certidumbre estructural a largo plazo.



Tabla 4. Resumen y categorización de sistemas nacionales de apoyo a los precios eléctricos para electrificación industrial

Tipo de instrumento	Alemania	Francia	Italia	España
1. Acceso regulado a generación eléctrica a precio preferente		ARENH hasta 2025 y transición a CAPN (<i>baseload</i> nuclear regulado/contratado).		
2. Fomento de contratos de suministro estable (PPAs, CfDs y avales asociados)	Despliegue de CCfDs (<i>Klimaschutzverträge</i>).	Piloto de garantías públicas a PPAs industriales (5–8 TWh); Hoja de ruta de CCfDs (France 2030).	Plataforma MPPA (“ <i>Mercato PPA</i> ”) con GSE como garante de último recurso	FERGEI (gestionado por CESCE) para PPAs electrointensivos (uso limitado); Sin CCfDs
3. Fiscalidad eléctrica ventajosa	<i>Stromsteuer</i> al mínimo UE (~0,5 €/MWh).	Impuesto eléctrico al mínimo UE (~0,5 €/MWh).	Rebajas fiscales y “ <i>oneri di sistema</i> ” aligerados temporales (2022–23); parcial reversión.	Rebajas temporales 2021–23 (impuesto eléctrico 0,5%, IVA reducido); ya en retirada.
4. Reducción de tarifas de red y cargos del sistema	§19 StromNEV & KWKG: tope ~0,05 ct€/kWh (muy bajo) y compensación estatal del resto.	Descuento hasta el 90% de peajes para grandes consumidores.	Reducciones parciales de <i>oneri di sistema</i> para electrointensivos; menos profundas que FR/DE.	Estatuto electrointensivos: exención de cargos hasta 85% (renovables/CHP); peajes no topeados.
5. Compensación de CO ₂ indirecta	<i>Strompreiskompensation</i> : reembolso hasta 75% (16 sectores NACE).	Reembolso hasta 75% (máx. UE) a sectores expuestos.	Esquema nacional hasta ~75% para sectores expuestos.	Esquema nacional hasta 75% (máx. UE).



A continuación, a partir de la categorización de instrumentos de la tabla anterior, ofrecemos un análisis más detallado de cada una de estas figuras de apoyo público al OPEX en descarbonización industrial, así como una comparativa, cuando sea aplicable, entre diferentes modelos nacionales en base a los criterios de acceso, la intensidad de la ayuda, y otros criterios representativos.

3.4.1. Acceso regulado a generación eléctrica a precio preferente

Por acceso a precio preferente nos referimos a todos aquellos mecanismos que desbloquean el acceso industrial a electricidad a precios por debajo del mercado, normalmente gracias a la cesión de energía de un parque de generación ya amortizado o con costes regulados. En esencia, constituye una forma de subsidiar directamente el precio de generación eléctrica por debajo del mercado, asumiendo el Estado el coste de la diferencia. Su efecto sobre el OPEX es directo al reducir el precio base de la electricidad, disminuyendo el coste marginal que paga la planta por cada MWh consumido.

Solo Francia dispone de un esquema completo que subsidia directamente el acceso a energía a precio preferente, y que de hecho constituye el vector principal de abaratamiento de su factura eléctrica final. El sistema ARENH está detrás de la menor factura eléctrica final de la industria francesa que se acoge a él, frente a niveles de impuestos, peajes y cargos y otras categorías de incentivos bastante similares a los de otros países europeos. En concreto, en otros países no existe un esquema plenamente comparable al francés:

- En Alemania, la abolición del EEG-Umlage (recargo renovable) y el Stromsteuer mínimo son mecanismos fiscales y de reducción de tarifas, no de acceso a energía barata, por lo que se analizan en las secciones correspondientes.²⁸
- Italia tampoco tiene un acceso regulado permanente a *baseload*; pues las medidas de 2022-23 (créditos a factura, “oneri” temporales) fueron coyunturales y se tratan en Mecanismos transitorios de choque y Fiscalidad/peajes.
- España tampoco tiene esquema estable de *baseload* regulado. El mecanismo ibérico fue temporal (choque de precios). El Estatuto electrointensivo actúa sobre cargos/peajes, no es acceso a energía barata.

²⁸ Alemania estudió anteriormente la propuesta de la propuesta de un “precio puente de electricidad” o *Brückenstrompreis*, que ha suscitado fuerte oposición política por el problemático cumplimiento de los límites de deuda pública del Estado alemán y la posible negativa de la Comisión ante un subsidio tan agresivo. En consecuencia, la medida no ha prosperado a fecha de septiembre de 2025. De aprobarse, la medida tendría un impacto masivo al abaratar significativamente la factura energética de la industria alemana, que pasaría a 6 ct/kWh, en comparación con un precio medio en España de en torno a 14,7 ct/kWh.



Tabla 5. Comparativa nacional de apoyo a precios eléctricos: acceso regulado a generación eléctrica a precio preferente

	País	Francia
	Incentivo	ARENH ("Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique") hasta 31-12-2025 A partir de entonces el nuevo régimen nuclear regulado llamado CAPN ("Contrats d'Allocation de Production Nucleaire"),
	Detalles técnicos	ARENH: el operador nuclear vende un volumen limitado de electricidad de base a precio regulado (históricamente en torno a 42 €/MWh) a comercializadoras elegibles, que a su vez lo trasladan a clientes (incluida industria). CAPN: sustituye a ARENH con un esquema estable a largo plazo para la producción nuclear, con precio/corredor <i>cost-based</i> y mecanismos de reparto de rentas. Por un lado, CAPN fija un precio contractual a largo plazo mediante subastas europeas de bloques de 10-15 años a precio " <i>cost-plus</i> " y con un precio objetivo de aproximadamente 70 €/MWh. El objetivo es asegurar <i>baseload</i> estable y menor volatilidad para el suministro final.
Datos clave	Requisitos de acceso	Acceso indirecto vía suministradores/comercializadoras que reciben asignación; su aplicación a clientes industriales depende del contrato con el comercializador y de la elegibilidad según el diseño anual.
	Intensidades de ayuda	No aplica como "porcentaje de ayuda". El alivio efectivo es el diferencial entre el precio regulado (o el precio resultante del mecanismo) y el precio de mercado para el volumen cubierto.
	Ventana de ejecución	ARENH en vigor hasta 31-12-2025. CAPN: entrada tras ARENH (esquema permanente/estructural)
	Origen de la financiación	Fundamentalmente ingresos regulados del parque nuclear (<i>cost-based</i>) y, en su caso, reparto de rentas hacia consumidores/Estado cuando los precios superan umbrales; No es una subvención presupuestaria clásica sino energía regulada incorporada al mix minorista.

El subsidio sobre el suministro eléctrico nuclear en Francia implica una reducción estimada en aproximadamente el 40% en el coste de generación para las empresas acogidas al cupo, lo que abarata enormemente el precio final y compensa peajes y gravámenes similares a los españoles. Es decir, gracias al potente incentivo en acceso regulado a generación eléctrica a precio preferente (carga base" del modelo francés) la factura eléctrica electrointensiva es típicamente unos 2,4-2,8 ct/kWh más barata que España, incluso a pesar de la ventaja española en partir de una generación renovable altamente competitiva.



En la práctica, en años “normales” sin grandes perturbaciones en los mercados energéticos, una planta electrointensiva en Francia podría ahorrar cerca de 25 €/MWh en el componente de generación energética (es decir, el precio antes de cargos y peajes y componente fiscal) frente a un homólogo sin ARENH/CAPN; en escenarios tensos, el ahorro escala linealmente y puede superar 100 €/MW.

3.4.2. Fomento de contratos de suministro estable (PPAs, CfDs y avales asociados)

Los contratos bilaterales de compraventa de energía (PPAs) permiten fijar un precio estable a medio-largo plazo, pero en muchos casos requieren avales o garantías públicas para mitigar riesgos de contraparte. Además, algunos países avanzan en contratos por diferencia en carbono (CCfDs), donde el Estado cubre de forma temporal el diferencial de coste de producir con tecnologías limpias respecto a sus alternativas contaminantes con objeto de facilitar y traer al presente la rentabilidad de la inversión en descarbonización.

Se incluyen aquí también los avales y garantías públicos a contratos energéticos. Estos instrumentos de mejora crediticia mitigan el riesgo de la contrapartida del PPA como contrato de electricidad a largo plazo, permitiendo al consumidor industrial firmar un contrato estable de suministro energético descarbonizado a un precio competitivo. Inciden por ello en el OPEX de la electricidad industrial al reducir el riesgo crediticio asociado al PPA, y por ello abaratar el PPA o volverlo más bancable.

Todos los países estudiados cuentan con algún tipo de instrumento de mejora crediticia de este punto para facilitar la adopción de PPAs y CfDs. No obstante, se ha excluido el esquema alemán porque no se dirige específicamente a la descarbonización del calor industrial. En Alemania, los PPAs se cierran principalmente en el mercado privado, y hasta hace poco no existía un mecanismo público de aval o seguro específico para fomentar su firma.

El banco de desarrollo alemán KfW ha explorado algunos productos financieros piloto para respaldar PPAs, pero no existe a día de hoy un programa estructural y nacional de garantías como los que sí existen en Francia, Italia o España. Lo que sí existen en Alemania son productos de financiación verdes y una oferta de garantías y avales a proyectos que KfW proporciona, sin que se dirijan específicamente a PPAs industriales. Estos avales cubren hasta el 80 % del importe garantizado del PPA y se financian con recursos propios de KfW (garantía soberana).

El impacto de estos instrumentos sobre el precio de la electricidad es indirecto pero estructural, al estabilizar el precio del suministro energético a largo plazo y reducir la exposición de la industria a la volatilidad de los mercados energéticos. La tabla de la página siguiente captura la comparativa entre los cuatro esquemas nacionales en esta tipología de incentivos al precio eléctrico:



Tabla 6. Comparativa nacional de apoyo a precios eléctricos: contratos de suministro estable (PPAs, CfDs y avales asociados)

País	Alemania	Francia	Italia	España
Incentivo	Despliegue de CCfDs (<i>Klimaschutzverträge</i>).	Piloto de garantías públicas a PPAs industriales (5–8 TWh); Hoja de ruta de CCfDs (France 2030).	Plataforma MPPA (“ <i>Mercato PPA</i> ”) con GSE como garante de último recurso	FERGEI (gestionado por CESCE) para PPAs electrointensivos (uso limitado); Sin CCfDs
Datos clave	CCfDs: compensan diferencial €/MWh entre coste limpio y precio de referencia. Alemania es el primer país en poner en marcha CfDs de carbono a gran escala. En octubre de 2024, se anunció la primera tanda con un volumen de financiación de cerca de 2.800 M€ y un potencial de ahorro estimado en 17 MtCO ₂ en 15 años	Bpifrance cubre riesgo de default del comprador industrial en PPAs. France 2030 prevé licitaciones de CCfDs para procesos industriales.	GSE cubre 100% del riesgo de último recurso en PPAs de la plataforma MPPA, con límites de 45 M €/año durante el período 2025–2027.	FERGEI cubre hasta el 80% del riesgo de impago en PPAs de empresas reconocidas como electrointensivas.
Requisitos de acceso	CCfDs: sectores industriales intensivos en CO ₂ .	Empresas industriales/comercializadoras elegibles en la convocatoria piloto. CCfDs para proyectos renovables como contraparte.	Consumidores que firmen PPAs en la plataforma MPPA; criterios de consumo mínimo, solvencia y vinculación a proyectos renovables.	Empresas reconocidas como electrointensivas (≥1 GWh/año y >50% consumo horario base, según RD 1106/2020).



Intensidades de ayuda	CCfDs cubren diferencial €/MWh entre coste de tecnología limpia y precio de referencia (ETS).	Garantía parcial (hasta 80% del importe garantizado del PPA) CCfDs cubren diferencial €/MWh entre coste de tecnología limpia y precio de referencia (ETS).	GSE cubre 100% del riesgo de último recurso, aunque con límites de volumen anual avalado.	Garantía parcial (hasta 80% del importe garantizado del PPA)
Ventana de ejecución	CCfDs: 2023-2030	Piloto garantías BPI France: desde 2023, sin fecha de caducidad CCfDs activos desde 2024	MPPA no está en funcionamiento, pero su módulo normativo y de diseño está activo. Se espera su activación antes del fin de 2025.	FERGEI activo desde 2020 y reforzado en 2023, sin fecha de caducidad
Origen de la financiación	CCfDs con KTF (<i>Klima- und Transformationsfonds</i>) nutrido con ETS y régimen nacional CO2	Avales Bpifrance con recursos propios (garantía soberana) CCfDs con Estrategia France 2030, nutrida con ETS + deuda pública	MPPA y garantías de GSE financiadas con ingresos ETS	Presupuesto nacional vía CESCE



3.4.3. Fiscalidad eléctrica ventajosa

En esta categoría se incluyen impuestos específicos sobre el consumo eléctrico y el IVA aplicado a la factura. El factor de permanencia es determinante en este caso, puesto que todos los países han aplicado rebajas fiscales pero solo Alemania y Francia lo han anclado temporalmente al mínimo permitido por la normativa europea (0,5 €/MWh). España e Italia también aplicaron reducciones, pero de carácter temporal en respuesta a la crisis de precios 2021–23. Su efecto es inmediato sobre el OPEX, ya que cada punto porcentual o €/MWh menos de fiscalidad se traduce en menor coste unitario de la electricidad consumida.

España e Italia se excluyen del análisis comparativo de la tabla inferior porque en ambos casos la fiscalidad ventajosa se dio de forma coyuntural como respuesta a la crisis energética, sin que exista un régimen estructural o permanente:

- En el caso español, las rebajas fiscales aplicadas al precio de la electricidad entre 2021 y 2024 fueron exclusivamente coyunturales, en respuesta a la crisis de precios energéticos. Se redujo el Impuesto Especial sobre la Electricidad (IEE) desde el tipo general del 5,112696% hasta un mínimo del 0,5%, además de aplicarse un IVA reducido (10% y después 5%) sobre la factura eléctrica. Ambas medidas fueron concebidas como transitorias y han sido retiradas progresivamente: en 2024 el IEE volvió a niveles intermedios (2,5% y 3,8%) y desde julio de 2024 se restableció el tipo general junto con el IVA pleno del 21%.
- En Italia, las reducciones fiscales también tuvieron carácter temporal durante los años 2022 y 2023. El gobierno aprobó sucesivos Decretos “Aiuti” que preveían la reducción o supresión de las accisas eléctricas para ciertos consumidores, así como la cobertura presupuestaria de parte de los “oneri di sistema” (cargos regulados, ver sección siguiente de reducción de tarifas de red y cargos del sistema), que dejaron de cargarse en la factura eléctrica y fueron financiados transitoriamente con fondos públicos. Estas medidas tuvieron un impacto directo en la reducción del precio final de la electricidad para la industria, pero fueron derogadas o revertidas de forma parcial a partir de 2024.

Tabla 7. Comparativa nacional de apoyo a precios eléctricos: fiscalidad eléctrica ventajosa

País	Alemania	Francia
Incentivo	Reducción del impuesto eléctrico (<i>Stromsteuer</i>) al mínimo UE para el sector manufacturero (y agro/forestal).	Reducción de la TICFE/CSPE (impuesto al consumo final de electricidad) a 0,5 €/MWh para usos profesionales/empresas.
Datos clave	Paquete industrial: bajar el <i>Stromsteuer</i> a 0,05 ct/kWh (=0,5 €/MWh) para manufacturas (2024–25; con opción de extender según presupuesto) sustituyendo reembolsos previos selectivos.	En la crisis 2022 se redujo la TICFE/CSPE hasta 0,5 €/MWh (empresas) y se ha mantenido en niveles mínimos para profesionales durante 2022–24 con continuidad en el marco del “ <i>bouclier tarifaire</i> ”.
Requisitos de acceso	Aplicable a empresas manufactureras (y agro/forestal) que acrediten su	Aplicable a consumos profesionales a través del suministro; se instrumenta vía comercializadoras



	clasificación; automático vía factura/impuesto	
Intensidad de ayuda	Mínimo europeo: 0,05 ct/kWh (=0,5 €/MWh) para manufacturas. Antes: 1,537 ct/kWh	Mínimo europeo: 0,5 €/MWh (empresas/profesionales) como tipo reducido.
Ventana de ejecución	2024–2025 (con posibilidad de extensión 2026–2028 sujeta a presupuesto).	Desde 2022, mantenido en niveles mínimos al menos hasta 2024 en profesionales, con transición al nuevo marco posterior
Origen de la financiación	Renuncia recaudatoria cubierta por presupuesto federal	Renuncia recaudatoria cubierta por presupuesto nacional

A la luz de la tabla inferior, queda patente cómo solo Alemania y Francia optimizan al máximo los límites europeos fijando sus tipos impositivos en el umbral mínimo permitido por la Directiva 2003/96/CE sobre fiscalidad de la energía, fijado en 0,5 €/MWh para usos profesionales, mientras que Italia y España han revertido las rebajas temporales adoptadas durante la crisis energética, retornando a regímenes fiscales estándar sin ventajas permanentes para la industria a partir de 2024.

En Alemania, la reducción de la Stromsteuer a 0,05 ct€/kWh (=0,5 €/MWh) se aplica específicamente a los sectores manufacturero y agroforestal, cubriendo por tanto a la industria electrointensiva y a gran parte del tejido productivo que utiliza electricidad como input relevante. En Francia, la rebaja impositiva tiene un alcance todavía mayor, al englobar todos los consumos profesionales, inclusive tanto la gran industria electrointensiva como pymes industriales y servicios empresariales. Esta universalidad le confiere un efecto más transversal que el caso alemán, asegurando que cualquier consumidor eléctrico profesional pague la electricidad con una carga fiscal prácticamente nula en su componente unitario.

3.4.4. Reducción de tarifas de red y cargos del sistema

Esta categoría engloba todos aquellos descuentos, rebajas y exenciones sobre los peajes y cargos del sistema que la industria paga para financiar toda la infraestructura energética y de redes a políticas energéticas concretas (renovables, cogeneración, etc.) Estas rebajas reducen el OPEX al actuar sobre la parte regulatoria de la factura eléctrica, que en algunos países representa una fracción significativa del coste final. Italia se excluye porque, igual que se ha mencionado anteriormente para la fiscalidad, la supresión de los *oneri di sistema* (cargos regulados para financiar renovables, cogeneración, etc.) fue una medida temporal durante la crisis de precios 2022–2023, cubierta con fondos públicos. Desde 2024 los cargos han vuelto progresivamente a la factura, y no existe en el país italiano ningún régimen estructural y permanente que reduzca de forma específica los peajes o cargos para la industria. La comparativa se ilustra en la tabla de la página siguiente:



Tabla 8. Comparativa nacional de apoyo a precios eléctricos: reducción de tarifas y cargos del sistema

País	Alemania	Francia	España
Incentivo	§19 StromNEV & KWKG: tope ~0,05 ct€/kWh	Reducciones del TURPE (tarifas de uso de la red pública)	Estatuto de consumidores electrointensivos
Detalles técnicos	Tarifas ultrarreducidas para “ultraintensivos” con tope en torno a 0,05 ct€/kWh y Descuentos proporcionales para consumidores “grandes pero no ultraintensivos”	Descuentos crecientes de hasta el 90% de los peajes para consumidores electrointensivos.	Exención de cargos de hasta el 85% para electrointensivos reconocidos (renovables/CHP); peajes no topeados
Requisitos de acceso	Consumidores “ultraintensivos”: ≥7.000 horas/año y ≥10 GWh/año; Consumidores “grandes pero no ultraintensivos”: 2 500-7 000 horas/año	Umbrales máximos para: ≥7.000 horas de utilización/año; descuentos parciales desde 2.000-3.000 h/año	Solo empresas electrointensivas reconocidas por el Ministerio de Industria con: ≥1 GWh/año y >50 % horas en periodo tarifario base.
Datos clave			
Intensidades de ayuda	Para “ultraintensivos”: reducción de hasta el 90–95 % de peajes, dejando un coste residual simbólico (~0,05 ct€/kWh); para el resto, reducciones proporcionales a la convergencia con criterios de “ultraintensivo”	Descuento de hasta el 90 % en TURPE para consumidores intensivos en uso de red.	Exención de hasta el 85% en cargos del sistema para electrointensivos
Ventana de ejecución	Régimen estructural y permanente en vigor desde 2011	Régimen estructural y permanente en vigor desde 2010	Estatuto en vigor desde 2020 con carácter permanente
Origen de la financiación	Coste de las exenciones se socializa entre el resto de consumidores, con cargo al presupuesto federal en casos límites	Coste de las exenciones se socializa entre el resto de consumidores; compensado vía ingresos regulados (TURPE global).	Coste de las exenciones se socializa entre el resto de consumidores y se cubre vía cargos regulados, sin intervención del presupuesto nacional



Cabe destacar cómo, en todos los casos, estas reducciones de cargos y peajes se aplican exclusivamente a la industria electrointensiva, atendiendo a la definición establecida por cada país dentro de los límites marcados por la UE. Asimismo, en el caso francés y el alemán, el “beneficio máximo” implica pagar prácticamente un peaje nulo, y en ambos casos por encima del techo en España, que aplica a cargos del sistema y no a peajes.

Además, en Francia y Alemania la ayuda es más efectiva en su alcance y profundidad por su gradualidad: los consumos intermedios que todavía entran dentro de la normativa (2.500–7.000 h) acceden a un alivio sustancial proporcional a su convergencia con los valores máximos de carácter electrointensivo. Es decir, la factura de peajes puede reducirse entre 50% y 80% y será mayor cuanto más se acerquen a los consumos y exposición horaria de las “ultraintensivas” que representan el tope máximo de la ayuda. Lo interesante es que en España el sistema, por el contrario, es binario y por ello mucho menos efectivo. Una empresa española es o no es o no es electrointensiva según cumpla los criterios mínimos (consumo ≥ 1 GWh/año y al menos el 50% en horas tarifarias base), y solo entonces puede plantearse acceder a la ayuda. No hay un escalonamiento proporcional pues si la empresa cubre los criterios, accede directamente a la ayuda máxima del 85%.

Con todo ello, la rebaja alemana es la mayor en intensidad absoluta (95-98%), le sigue la francesa, y la española es la más débil (85%). La francesa tiene la mayor cobertura de volumen de industrias en la laxitud de los criterios de acceso; pues no limita la categoría de electrointensivo sino solo un umbral mínimo de intensidad horaria. La rebaja española cubre cargos, frente a la alemana y la francesa que cubren peajes, y no incorpora la gradualidad que potencia significativamente el impacto del incentivo.

3.4.5. Compensación de CO₂ indirecta

El comercio europeo de derechos de emisión (ETS) encarece la electricidad, ya que los generadores repercuten en el precio de mercado el coste del CO₂. La normativa europea permite a los Estados reembolsar hasta un 75% de esos “costes indirectos” a industrias denominadas “electrointensivas” y “expuestas al riesgo de fuga de carbono”, de acuerdo con la definición de la Comisión (véase el **Equivalencia de sectores electrointensivos en Europa**

El concepto de industria electrointensiva viene definido por ley, a partir de la normativa europea de ayudas de Estado y con pequeñas modificaciones dentro de los límites europeos para los diferentes Estados.

Caso de estudio 2. El concepto de industria electrointensiva en la UE



La Unión Europea no reconoce una categoría jurídica autónoma de “electrointensivo”, pero sí establece una lista de sectores y subsectores “expuestos a riesgo significativo de fuga de carbono”. Dicha lista, como se explica más adelante en este informe, se elabora conforme a dos criterios armonizados, cuya metodología de cálculo también fija y armoniza la normativa europea:

- Intensidad de costes eléctricos indirectos/Valor Añadido Bruto (VAB) – debe ser de al menos 0,2
- Intensidad comercial con terceros países – al menos 10 %

Los sectores incluidos en esta lista conforme a estos dos criterios disfrutaban de regulación específica sobre las ayudas de Estado que puedan reducir sus costes eléctricos, ya sea menores cargos, compensaciones de CO₂ indirecto, etc. Más abajo en este informe incluimos una sección específica sobre las ayudas de Estado al coste eléctrico en clave comparativa entre países.

Dentro de estos límites, cada Estado define sus consumidores electrointensivos y puede incrementar la exigencia, pero no la laxitud de los criterios. En España, la figura jurídica de “consumidor electrointensivo” queda regulada por el Real Decreto-ley 20/2018 (ampliado por el RD 1106/2020) que establece dos requisitos adicionales dentro de la lista de sectores expuestos a fuga de carbono: consumo mínimo (≥ 1 GWh/año) e intensidad eléctrica/VAB ($\geq 0,5$ %). A efectos comparativos, Italia comparte los mismos requisitos que España; Alemania incrementa la exigencia significativamente en intensidad eléctrica (como fracción del VAB debe ser ≥ 14 %); y Francia incluye requisitos de volumen anual de consumo eléctrico mínimo y exposición comercial a competencia internacional.

En la práctica, la identificación de consumidores electrointensivos en Europa presenta divergencias relevantes tanto en el instrumento jurídico como en los criterios operativos. Dos enfoques dominan el panorama. Por un lado, España y Alemania emplean listados sectoriales cerrados (tablas de equivalencia por actividad económica, codificadas en CNAE/NACE o WZ), que aportan seguridad jurídica y previsibilidad. Por otro, Francia e Italia recurren a métricas flexibles de intensidad eléctrica y a la evaluación caso por caso en función del riesgo de relocalización y otros factores estratégicos, lo que permite una adaptación más dinámica a realidades productivas heterogéneas.

En el modelo tabular, España (Estatuto del Consumidor Electrointensivo, RD 1106/2020) y Alemania (Besondere Ausgleichsregelung, hoy bajo EnFG) muestran alta convergencia en los grandes núcleos intensivos: química básica, papel y pasta, vidrio, cerámica/cemento/cal, siderurgia y metales no férreos, entre otros. La diferencia empíricamente más visible es que Alemania incorpora ciertos códigos del ámbito alimentario que no figuran en el anexo español –por ejemplo, lácteos, molinería o grasas/margarinas–, ramas con consumos significativos por frío industrial, motores y procesos térmicos. Con todo, el perímetro español cubre la mayor parte de las industrias históricamente electrointensivas, de modo que la asimetría sectorial es acotada.

El modelo flexible de Francia e Italia se articula en torno a umbrales de intensidad eléctrica sobre el valor añadido y a la exposición comercial internacional, complementado por



listados/elencos anuales (en Italia) que reconocen la condición de electrointensivo a nivel de empresa. Este diseño facilita incorporar instalaciones fuera de catálogos predefinidos cuando la evidencia de intensidad es clara, si bien exige más medición, verificación y revisiones periódicas.

En cuanto a requisitos técnicos mínimos, los cuatro países comparten un umbral de consumo elevado (≥ 1 GWh/año), con variaciones. Destaca el requisito español de perfil de carga (≥ 50 % del consumo en horas valle), inexistente en Alemania, que favorece usos con mayor modulabilidad o continuidad nocturna.

En términos de competencia regulatoria y acceso a beneficios, la evidencia sugiere que España no presenta *una desventaja* material respecto a sus pares: aunque no incluye algunos subsectores alimentarios presentes en Alemania, su arquitectura normativa abarca los sectores intensivos críticos y ofrece criterios estables y transparentes. El coste-beneficio de ampliar el anexo español a ramas alimentarias específicas probablemente sea marginal frente al grueso del consumo electrointensivo ya cubierto.

Tabla 1. Diferencias de conceptualización y regulación de industrias electrointensivas por país

País	Enfoque regulatorio	Base sectorial / criterio	Ejemplos de sectores	Requisitos técnicos distintivos	Observaciones operativas
España	Lista sectorial cerrada (RD 1106/2020)	CNAE en anexo + umbrales de intensidad (kWh/€)	Química básica, papel/ pasta, vidrio, cerámica/ cemento/ cal, siderurgia, no férreos, refino, fibras sintéticas, baterías	≥ 1 GWh/año; $\geq 50\%$ del consumo en horas valle; relación consumo/ VAB	Alta previsibilidad jurídica; algunos subsectores alimentarios no incluidos (p. ej., lácteos, molinería)
Alemania	Lista sectorial cerrada (BesAR/EnFG)	WZ/NACE (Listas 1-2) + intensidad de costes eléctricos	Además de los "clásicos", incluye alimentación: lácteos, molinería, grasas/ margarinas, mataderos	≥ 1 GWh/año; criterios de intensidad de costes; topes respecto a GVA	Cobertura sectorial ligeramente más amplia que España en alimentación; fuerte tradición de ajustes a recargos
Francia	Criterios flexibles (decreto + accise)	Intensidad eléctrica/VAB y exposición comercial (sin	Casos "clásicos" y sitios que acrediten alta intensidad (incluible	≥ 1 GWh/año (referencia) + pruebas de intensidad;	Permite incorporación caso por caso; mayor carga de



		lista NACE cerrada)	alimentación si cumple)	gestión energética	verificación/ medición
Italia	Criterios flexibles por clases (CEEAG)	Riesgo de relocalización y elencos anuales por empresa/ ATE CO	“Clásicos” y empresas intensivas fuera de catálogos rígidos (incluible alimentación)	≥1 GWh/año; asignación a clases (ASOS) con reglas ARERA/CSEA	Enfoque empresa a empresa; adaptable pero con tramitación/perit aje recurrente

3.4.6. Precios eléctricos finales y diferencias de cálculo

Se trata por tanto de un incentivo exclusivo para industrias electrointensivas, al igual que el anterior de recorte de cargos y peajes (con la salvedad del recorte francés que es más amplio que la definición estricta de electrointensiva).

Todos los países aplican este reembolso en mayor o menor medida, cuyo dimensionamiento está marcado por el grado de descarbonización de cada economía. En consecuencia, países como España con sistema energético más descarbonizado tendrán compensaciones menores que aquellos con un sistema energético más emisor como Alemania. Su efecto sobre el OPEX es por tanto **compensatorio** -la planta recibe un reembolso anual proporcional a su consumo eléctrico y exposición, reduciendo el coste neto de la electricidad utilizada- y decreciente en el tiempo, pues a medida que el sistema energético nacional se descarboniza, disminuye proporcionalmente la compensación.



Tabla 9. Comparativa nacional de apoyo a precios eléctricos: compensación de CO₂ indirecta

País	Alemania	Francia	Italia	España
Incentivo	<i>Strompreiskompensation</i> : reembolso hasta 75% (16 sectores NACE).	Reembolso hasta 75% (máx. UE) a sectores expuestos.	Esquema nacional hasta ~75% para sectores expuestos.	Esquema nacional hasta 75% (máx. UE).
Detalles técnicos	Cálculo según armonización europea (CEEAG): <i>benchmark</i> de consumo eléctrico por producto x precio de referencia del ETS x producción anual	Fórmula propia a partir de factor de emisión estándar de 0,51 tCO ₂ /MWh y publicación precio referencia ETS	Cálculo según armonización europea (CEEAG): <i>benchmark</i> de consumo eléctrico por producto x precio de referencia del ETS x producción anual	Cálculo según armonización europea (CEEAG): <i>benchmark</i> de consumo eléctrico por producto x precio de referencia del ETS x producción anual
Datos clave	Requisitos de acceso	Lista UE armonizada de sectores expuestos según CEEAG ²⁹ Obligación de auditoría energética, plan de eficiencia y uso de % de la ayuda en medidas verdes (" <i>ökologische Gegenleistungen</i> ")	Lista UE armonizada de sectores expuestos según CEEAG Obligación de auditoría energética o ISO 50001 y validación del plan de performance energética (prefecto/ASP).	Lista UE armonizada de sectores expuestos según CEEAG Obligación de auditoría energética o sistema de gestión certificado + elaboración de un plan de medidas de eficiencia con
	Intensidades de ayuda	75% de los costes indirectos elegibles (límite europeo) Legislación explícita para permitir el "top-up" adicional	75% de los costes indirectos elegibles (límite europeo) Legislación explícita para permitir el "top-up" adicional	75% de los costes indirectos elegibles (límite europeo) Legislación implícita para permitir el "top-up" adicional

²⁹ Ver la lista completa europea establecida por CEEAG en el . Por tanto, todos los países compensan exactamente a las mismas categorías CNAE y el alcance en industrias cubiertas es idéntico.



	de la ayuda si coste residual >1,5% VAB.	de la ayuda si coste residual >1,5% VAB	de la ayuda si coste residual >1,5% VAB	de la ayuda si coste residual >1,5% VAB
		Posible anticipo anual de hasta 24,45%		
Ventana de ejecución	Convocatoria anual ex post	Convocatoria anual con 4-5 semanas de plazo	Convocatoria anual con apenas 20 días hábiles de plazo	Convocatoria anual con apenas 20 días hábiles de plazo (ventana más exigente)
Origen de la financiación	KTF (<i>Klima- und Transformationsfonds</i>) nutrido con ETS y régimen nacional CO ₂ (dotación media aproximada de 3.000 M €/AÑO) ³⁰	Presupuesto nacional (dotación 2024 aprox. 1.074 M €) ³¹	<i>Fondo per la Transizione Energetica</i> , nutrido con ingresos ETS explícitamente (se desconoce la totalidad, pero se han reportado ingresos ETS por +150 M€/año)	Presupuesto nacional vía convocatoria anual (dotación 2025: aprox. 600 M €)

De la tabla superior se desprende que este incentivo es sustancialmente mayor en Alemania por tener un sistema energético mucho más intensivo en carbono. Para empresas con exposición extrema al coste eléctrico y VAB estrecho, la probabilidad de capturar un cheque más alto es máxima en Alemania. El modelo francés también demuestra gran efectividad gracias a la flexibilidad en el anticipo de la ayuda y la mayor certidumbre y homogeneidad del factor 0,51 tCO₂/MWh fijado administrativamente (frente a la incógnita de los *benchmarks* sectoriales de la Comisión), todo lo cual mejora el flujo de caja y disminuye la incertidumbre. Italia y España tienen menor dotación presupuestaria y mayores dificultades operativas (plazos de presentación más cortos y con mayor fricción administrativa). Además, en Italia y Alemania el anclaje a ingresos ETS permite un mayor blindaje presupuestario a nivel estructural.

³⁰ En torno al 85% de los ingresos del KTF proceden del ETS europeo, mientras que el 15% restante procede del sistema nacional de comercio de derechos de emisión de Alemania. En la aprobación de la ayuda ante la Comisión Europea, Alemania notificó en 2021 un volumen total de 27,5 mil M € para 2021-2030, lo que equivale en torno a 3.000 M €/año de gasto máximo en compensaciones de CO₂ indirectas.

³¹ En Francia y España, los ingresos ETS se vierten directamente en el presupuesto nacional y no se separan (“*earmarking*”) como en Alemania e Italia, de modo que no es posible determinar si se han usado ingresos ETS específicamente para estas políticas.



El análisis de impactos desarrollado por OIKOS (ver [sección específica de Estimación de Impactos](#) al final de este informe) confirma esta tesis, demostrando que para el caso particular de una bomba de calor, los incentivos al precio eléctrico específicos de la industria electrointensiva catapultan la rentabilidad de la inversión en Alemania, pero sobre todo en Francia, muy por encima de la española.

Como se aprecia en la figura inferior, en un escenario de reemplazo de caldera de gas por una bomba de calor, España parte de una tasa interna de retorno (TIR) superior a Alemania pero no a Francia. De hecho, la TIR alemana es negativa, pero al introducir el cambio en incentivos y precio eléctrico diferenciados para industria electrointensiva, España queda rezagada en rentabilidad final. En el caso alemán, por tanto, es el factor “electrointensivo” el que determina la superior rentabilidad frente a España, mientras que Francia ya parte de una ligera ventaja para industria genérica, ventaja que crece significativamente al incorporar los incentivos específicos de industria electrointensiva.

Figura 11. Perfiles de rentabilidad de la inversión en bomba de calor para industria electrointensiva vs no electrointensiva (“genérico”) en función de incentivos nacionales al precio eléctrico

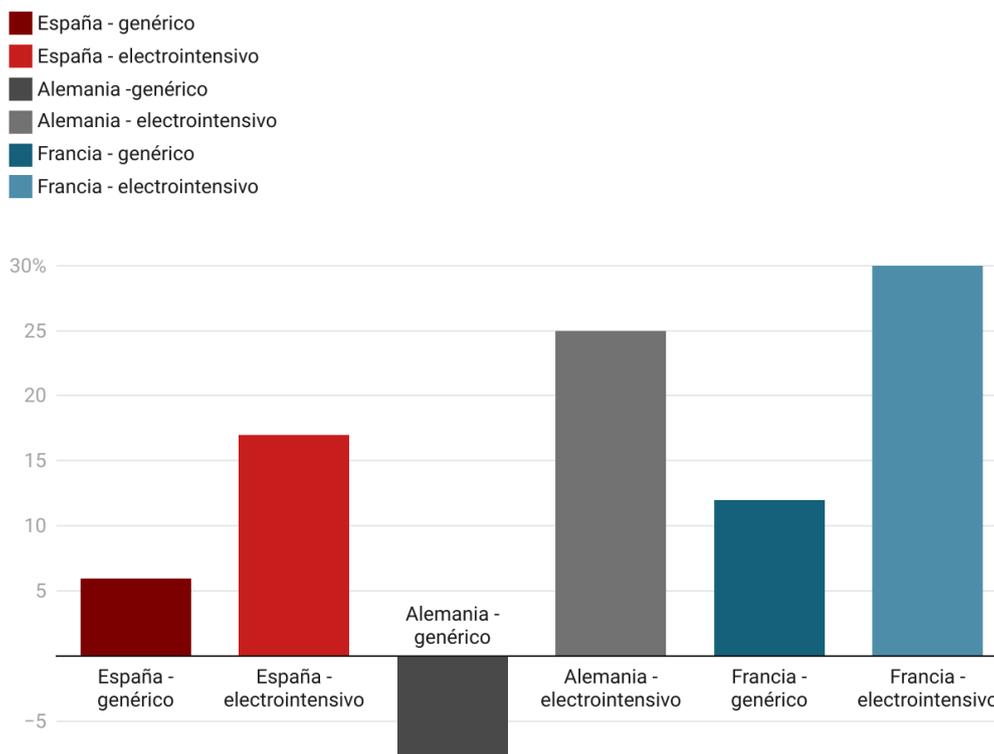


Gráfico: OIKOS • Fuente: OIKOS • Creado con Datawrapper



4. Contexto tecnológico: la provisión de calor industrial

4.1. Segmentación por demandas de calor

En su diversidad, la industria española demanda calor a un rango muy amplio de temperaturas, e incluso dentro de una misma industria los diferentes procesos industriales pueden demandar calor a temperaturas muy diferentes. A modo de ejemplo, cuando hablamos de demanda de calor industrial nos referimos desde los 20 grados centígrados de procesos de fermentación láctea en la industria alimentaria hasta los 1.700 grados de la fabricación de acero en altos hornos.

Y las tecnologías que proporcionan el calor a ese amplio espectro de temperaturas no son las mismas, ni tampoco lo es su coste, disponibilidad y madurez comercial. La temperatura que demanda el calor industrial se convierte en un factor crítico porque también determina la eficiencia energética de tecnologías como las bombas de calor, y por tanto su competitividad relativa con sus sustitutivos emisores de gases de efecto invernadero. En consecuencia, segmentar la demanda de calor por tramos de temperatura, en línea con el enfoque de otros estudios,³² constituye la piedra angular del análisis de OIKOS para comprender el contexto tecnológico de descarbonización industrial y las barreras que de ellos se desprenden, como veremos en la próxima sección.

Los diferentes rangos de temperatura del calor demandado por distintas industrias responden no solo a la diversidad de los procesos industriales y los productos fabricados, sino también a otros factores intrínsecos y específicos a cada industria como serían, por ejemplo, diferentes necesidades espaciales en las instalaciones (refrigeración necesaria, tamaño y dispersión de las instalaciones industriales, particularidades logísticas o de ubicación concreta, etc.).

De hecho, la pertinencia de la segmentación de la industria por demandas de calor a diferentes temperaturas responde a un fenómeno observable no solo en España sino también en Europa. Apenas 5 grandes sectores consumen cerca del 80% del calor industrial en toda la UE: (1) alimentación bebidas y tabaco; (2) papel y artes gráficas; (3) hierro y acero; (4) química y petroquímica; y (5) minerales no metálicos.³³

La tabla inferior captura la segmentación del calor industrial por tramos de temperatura que este informe utiliza de forma armonizada. La decisión final de segmentar por los tramos de temperatura indicados responde al consenso industrial sobre la utilidad térmica suministrada a distintos procesos industriales. Como se indica en el apartado sobre Barreras técnicas, la pérdida de eficiencia de las bombas de calor a medida que incrementamos la temperatura habría sido otro posible criterio de "corte" para segmentar por tramos de temperatura, pero no es el enfoque prioritario en la industria ni sobre el que pivotan las decisiones de planificación estratégica e inversiones energéticas de las empresas industriales.

³² (Sanchez, Moreton, & Hernandez, 2025) (Bedocchi & Casseti, 2025)

³³ (Caldani, del Barrio Castro, Macchiarelli, & Marulli, 2024)



Por todo ello, se ha optado por una segmentación de temperaturas “por proceso/utilidad térmica suministrada” antes que por “viabilidad técnica de las bombas de calor”, reconociendo asimismo la existencia de otras tecnologías descarbonizadoras con distintos comportamientos a rangos térmicos. Este enfoque permite agrupar equipos y tecnologías que comparten un mismo vector térmico (agua caliente, vapor, etc.). Además, el progreso tecnológico de las bombas de calor implica unos rangos de temperatura-eficiencia dinámicos que el enfoque escogido permite evitar para anclarlos en estándares de vapor/ térmicos de los procesos industriales. Ello asimismo facilita un enfoque más práctico, útil y accionable a la hora de diseñar apoyos de política pública que refuercen la planificación financiera de las empresas industriales.

Tabla 10. Rangos térmicos de las principales industrias españolas³⁴

Rango de temperaturas (°C)	Principales industrias	Procesos industriales típicos
Muy baja (≤ 60)	Alimentación y bebidas (bodegas, cerveceras, lácteos) Biotecnología y farma (fermentadores) Química fina (biocatálisis)	Fermentación de cerveza/ vino 20-25 °C; Lavado de equipos 40-55 °C
Baja (60 – 100)	Alimentación y bebidas (pasteurización, cocción), Papel & pasta (blanqueo y refinado), Textil (tintura) Fabricación de madera y tableros	Pasteurización 63-72 °C Tintura de lana 70-95 °C Blanqueo de pasta 70-100 °C
Media-baja (100 – 150)	Alimentación y bebidas (evaporación y concentración de zumos) Farmacéutica y cosmética (destilaciones suaves) Papel y cartón (evaporadores de licor negro) Textil (secadores, aprestos)	Esterilización en autoclave 121 °C Evaporación en película ascendente de jarabes 110-120 °C Secado de hoja de papel en cilindros 120-160 °C
Media (150 – 200)	Conservas alimentarias (esterilización/ retorta) Papel y pasta (secado de hoja con vapor) Textil (termofijado de poliéster) Química orgánica ligera (polimerización, resinas)	Secado de cilindros de papel 120-175 °C Termofijado de tejidos sintéticos 180-190 °C Fritura industrial en aceite 160-180 °C
Alta (400 – 1000)	Ladrillos y cerámica estructural (cocción) Vidrio (fusión, hornos flujos) Metales no ferrosos (aluminio, zinc)	Ladrillo túnel 900-1000 °C Fusión de aluminio 660 °C Calcinación de cal 900-100 °C

³⁴ Elaboración propia a partir de: (ASCER; CIRCE; MÒDEC; Generalitat Valenciana, 2021) (Oficemen, 2025) (FIAB; Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación, N.d.) (SPRI; Gobierno vasco; Cluster Papel, 2024) (Zier, Stenzel, Kotzur, & Stolten, A review of decarbonization options for the glass industry, 2021) (ASPAPPEL; INERCO, 2024) (Plastics Europe, 2024) (McKinsey & Company, 2023) (Fundación Primero de Mayo; ISTAS; Syndex, 2025) (E3G; EEB; Beyond Dossil Fuels; CAN; SteelWatch; WWF; T&E; EPICO KlimalInnovation, 2025) (Apparel Impact Institute, 2025)



Calcinación química		
Muy alta (> 1000)	Cemento (clínker)	Clínker 1350-1450 °C
	Hierro & acero (altos hornos)	Fusión vidrio sosa-cal 1350-1550 °C
	Vidrio (<i>melting</i>)	
	Fundición de cobre	Alto horno / hornos eléctrico-arco (EAF) 1700 °C

La segmentación por aplicaciones de calor constituye por tanto el enfoque dominante (y el del presente informe) ante cualquier estrategia de descarbonización de la industria tanto europea como española, como avalan otros estudios con similar enfoque metodológico.³⁵ A fin de cuentas, cuanto mayor es la temperatura demandada en calor industrial, mayor demanda y consumo energéticos y por tanto, más difícil de descarbonizar el proceso a coste competitivo. Aquellas industrias con mayor dependencia de un suministro calorífico a altas temperaturas son también más dependientes de los combustibles fósiles que, con una alta densidad energética, permiten proporcionar este calor a altísimas temperaturas a un coste barato que energías limpias deberán igualar en competitividad si pretenden suplantarlos.

Esto último resulta crucial para entender la descarbonización debido al desequilibrio en la concentración de la demanda energética industrial por tramos de temperatura. Apenas un 17 % de los procesos industriales de baja temperatura en todo el mundo trabajan a menos de 100 °C, mientras que el 34% trabaja a 100-400 °C y un importante 49% trabaja por encima de los 400 °C.³⁶ Es decir, la mayoría de procesos industriales se concentran en tramos medios o relativamente altos de temperatura que demandan mayor energía calorífica y tienen mayor dependencia de combustibles fósiles ante la falta de tecnologías consolidadas de electrificación.

Por ejemplo, a nivel europeo, la figura inferior desvela los altamente divergentes potenciales de descarbonización de distintas industrias en función de sus necesidades caloríficas. Por un lado, la industria química tiene un alto consumo energético que en su mayoría corresponde a temperaturas en el rango de 100 a 500 grados centígrados, lo que apunta a un alto potencial de descarbonización competitiva con tecnologías existentes (fácil reemplazo de las calderas de gas, etc.). Por el otro, la industria férrea y los minerales no metálicos demandan altas temperaturas para la mayoría de procesos, en particular cemento en el segundo grupo, por lo que implican una descarbonización más compleja que se revela inaccesible a corto plazo. En el medio, los grupos industriales alimentario y del papel y derivados implican en su mayoría demandas inferiores a 200 grados centígrados, lo que sugiere una descarbonización accesible y costo-efectiva mediante tecnologías disponibles como bombas de calor industriales, como veremos más adelante.³⁷

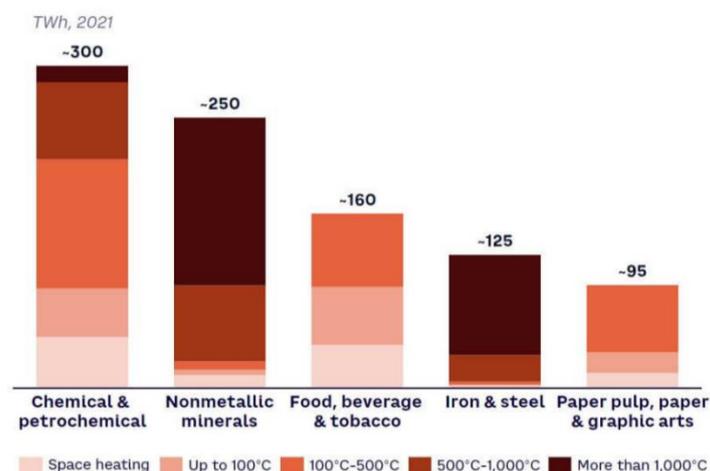
³⁵ (Caldani, del Barrio Castro, Macchiarelli, & Marulli, 2024) (Sanchez, Moreton, & Hernandez, 2025)

³⁶ (IEA, 2018)

³⁷ (Caldani, del Barrio Castro, Macchiarelli, & Marulli, 2024)



Figura 12. Usos del calor industrial por tipo de industria³⁸



Source: Arthur D. Little

4.2. Origen de la energía calorífica utilizada en la industria

En línea con lo comentado anteriormente, el llamado “calor de proceso”, consistente a grandes rasgos en la energía térmica necesaria para transformar materias primas en productos elaborados, es el elemento determinante del consumo energético de la actividad industrial, y por ende de sus emisiones. El calor de proceso representa cerca del 50% del consumo energético industrial mundial y el 90% del mismo procede todavía de gas natural, carbón, o fuel-oil, todos ellos combustibles contaminantes emisores de gases de efecto invernadero.³⁹

Esta intensa dependencia de combustibles fósiles persiste asimismo en el caso español. Si bien diferentes rangos térmicos emplean diferentes combustibles fósiles, destaca la preponderancia del gas natural, que cubre aproximadamente el 60% de la energía térmica industrial española y en sectores como la cerámica y la química pesada, más del 80%. Como ilustra la tabla inferior, la biomasa supone de media en torno al 14% y aumenta hasta el 30% en ciertos procesos de las industrias del papel y de la carne. El carbón todavía domina en sectores de alta temperatura como el cemento, aunque su peso total en la industria ha caído por debajo del 8%.⁴⁰

³⁸ (Caldani, del Barrio Castro, Macchiarelli, & Marulli, 2024)

³⁹ (IEA Bioenergy, 2021)

⁴⁰ (MITECO, 2023)



Tabla 11. Fuentes energéticas del calor de proceso en la industria española para diferentes industrias y rangos de temperatura (datos de 2023)⁴¹

Rango de temperaturas (°C)	Sectores españoles y procesos típicos	Fuente energética predominante
< 60 (muy baja T)	<ul style="list-style-type: none"> • Fermentación y maceración en bodegas y cerveceras (La Rioja, Castilla-La Mancha) 20-35 °C • Tanques de fermentación bio-fármacos (Madrid, Cataluña) 37 °C • Limpieza CIP con agua tibia en lácteas (Galicia) 50-55 °C 	<ul style="list-style-type: none"> • Gas natural (≈ 50 %) • Biomasa residual (≈ 30 %) • Electricidad directa / bomba de calor (≈ 15 %) • Solar térmico baja T (≈ 5 %)
60 – 100 (baja T)	<ul style="list-style-type: none"> • Pasteurizado y limpieza CIP en lácteas (Asturias, Galicia) 80 °C • Lavado de aceituna y escaldado vegetal (Andalucía, Murcia) 60-90 °C 	<ul style="list-style-type: none"> • Gas natural (55 %) • Biomasa residual (25 %) • Electricidad directa (15 %) • Fuel ligero (5 %)
100 – 150 (baja-media T)	<ul style="list-style-type: none"> • Secado de papel y cartón (Huelva, Pontevedra) 120-150 °C • Esterilización de conservas (Galicia) 121-130 °C • Tintura textil (Cataluña) ≈ 130 °C 	<ul style="list-style-type: none"> • Gas natural (30 %) • Biomasa (34 %) • Fuel-oil/diésel (10 %) • Electricidad (vapor eléctrico) (6 %)⁴²
150 – 200 (media T)	<ul style="list-style-type: none"> • Secado de hoja en cilindros de papel (Navarra) 160-175 °C • Termofijado de poliéster (Cataluña) 180-190 °C • Fritura continua en snacks (Navarra) 170-180 °C 	<ul style="list-style-type: none"> • Gas natural (75 %) • Fuel-oil (8 %) • Biomasa (5 %) • Electricidad directa (2 %) • Hidrógeno piloto (< 1 %)
200 – 400 (media T)	<ul style="list-style-type: none"> • Destilación y reformado (Repsol-Tarragona) 250-350 °C • Pre-secado de pastas cerámicas (Castellón) 250-300 °C • Reactores de química fina (Barcelona) ≈ 250 °C 	<ul style="list-style-type: none"> • Gas natural (70 %) • Coque/carbón metalúrgico (12 %) • Fuel-oil (10 %) • Electricidad (EAF acero) (8 %) • Hidrógeno piloto (< 1 %)
400 – 1000 (alta T)	<ul style="list-style-type: none"> • Hornos de vidrio (Vidrala en Álava, Saint-Gobain en Asturias) ≈ 900 °C • Hornos de recalentado siderúrgico (Sidenor en Bizkaia, Acerinox en Cádiz) ≈ 1050 °C • Craqueo a vapor (Química Tarragona) ≈ 800 °C 	<ul style="list-style-type: none"> • Petcoke / coque (50 %) • Gas natural (25 %) • Carbón térmico (10 %)
> 1000 (muy alta T)	<ul style="list-style-type: none"> • Clinker de cemento (Cemex, Holcim) ≈ 1450 °C • Baldosa cerámica (Castellón) ≈ 1150 °C 	<ul style="list-style-type: none"> • Petcoke / coque (50 %) • Gas natural (25 %) • Carbón térmico (10 %)

⁴¹ Elaboración propia a partir de datos de (MITECO II, 2023) (INE, 2023) (ASCER; CIRCE; MÒDEC; Generalitat Valenciana, 2021) (Oficemen, 2025) (FIAB; Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación, N.d.) (SPRI; Gobierno vasco; Cluster Papel, 2024) (Zier, Stenzel, Kotzur, & Stolten, 2021) (ASPAPPEL; INERCO, 2024) (Plastics Europe, 2024) (McKinsey & Company, 2023) (Apparel Impact Institute, 2025)

⁴² Se han combinado dos tramos diferenciados en la metodología elegida, el de 100-150 y el de 150-200 °C, dado que la disponibilidad de datos de las fuentes originales (MITECO e INE) no permite desglosarlos separadamente.



	<ul style="list-style-type: none"> Alto horno (Gijón) ≈ 1550 °C 	<ul style="list-style-type: none"> RDF / biomasa alternativos (10 %) Electricidad (inducción, plasma) (5 %)
Media sector industrial	<ul style="list-style-type: none"> Promedio ponderado de todos los rangos 	<ul style="list-style-type: none"> Gas natural (60 %) Biomasa (14 %) Electricidad directa (8 %) Carbón/Coque/Petcoke (8 %) Petróleo ligero & Fuel-oil (6 %) Residuos y lodos (4 %) Otros (solar térmica, geotermia, H₂, biometano) (< 1 %)

De la tabla superior se desprenden tres grandes hallazgos que corroboran las hipótesis hasta la fecha:

1. La mayor penetración eléctrica en los tramos de baja temperatura, donde como demostraremos en el apartado siguiente, ya existen tecnologías viables de sustitución del gas por alternativas no emisoras.
2. Es a partir de 100 °C donde el gas continúa siendo la columna vertebral del suministro energético mientras que la electrificación apenas avanza, con la biomasa cubriendo nichos muy concretos (procesos del papel, etc.).
3. Finalmente, los segmentos de alta temperatura a partir de 400 °C se apoyan en gas prioritariamente, pero también especialmente en combustibles sólidos (coque, etc.) y la electricidad se restringe a procesos muy específicos (EAF).

4.3. Tecnologías de descarbonización del calor industrial

Las tecnologías de descarbonización industrial dependen, naturalmente, de los rangos de temperatura de la demanda de calor de diferentes sectores y procesos industriales. La lógica de estas tecnologías es la de reemplazar la quema de combustibles fósiles emisores de gases de efecto invernadero por alternativas no emisoras, siendo la electrificación directa la vía más eficiente en la mayoría de casos. De ahí que, como veremos más adelante, las investigaciones de OIKOS modelizan el reemplazo de una caldera de gas por una caldera eléctrica y una de biomasa para simular la descarbonización del calor industrial.

Como ya hemos adelantado, diferentes rangos de temperatura presentan diferentes grados de madurez para las tecnologías de descarbonización, que encajan mejor en unos sectores que en otros, como se resume en la tabla inferior:



Tabla 12. Tecnologías de descarbonización industrial por rangos de temperatura y su viabilidad⁴³

T (°C)	Tecnologías disponibles o en mercado 2024-2030	Estimación de viabilidad y grado de adopción de la tecnología
Muy-baja ≤ 60	Bombas de calor industriales agua-agua / CO ₂	Comercial – adoptadas en múltiples industrias agro/farma
	Recuperación y reutilización de calor residual (agua de proceso, condensados)	Madura y comercializada
	Solar térmico baja T (captadores planos / tubos de vacío)	Madura y comercial
Baja 60 – 100	Bombas de calor CO ₂ , NH ₃ y R-1234ze hasta 100 °C	Madura y comercial
	Calderas eléctricas de agua caliente y vapor LP	Madura y comercial
	Compresión mecánica de vapor (MVR, por sus siglas en inglés).	Comercial incipiente, adopción significativa en papel
	Solar térmico baja-media T	Comercial limitado, aplicaciones en algunas plantas agroalimentarias)
	Almacenamiento térmico sensible en agua	Madura y comercial
Media-baja 100 – 150	Bombas de calor de alta temperatura (HTHP) en cascada (CO ₂ -propano, NH ₃)	Pilotos comerciales, primeras instalaciones en Europa
	Compresores de vapor MVR / vapor alta temperatura	Comercial incipiente, aplicaciones en papel y textil
	Calderas eléctricas de electrodos (vapor 4-6 bar)	Madura y comercial
	Solar de concentración compacta (CPC, LFR)	En piloto/ demostración
	TES con aceites / PCM (> 120 °C)	En piloto/ demostración, todavía pocos casos a escala industrial
Media 150 – 200	Bombas de calor de alta temperatura de 2. ^a generación (NH ₃ , agua como refrigerante)	En piloto, con primeras comercializaciones
	Calderas eléctricas con resistencias o electrodos (vapor 8-12 bar)	Madura y comercial
	Calentadores eléctricos de aceite térmico	Madura y comercial
	Tecnologías de energía solar de concentración (parabólico/trough)	Comercial limitado, adopción muy limitada en industria manufacturera
	TES en sales orgánicas / silicatos	En piloto experimental
Media-alta 200 – 400	Calderas eléctricas de alta temperatura (vapor 13-40 bar)	Madura y comercial (sobre todo en países nórdicos)
	Calentadores eléctricos tubulares e inducción	Madura y comercial
	Quemadores e-fuels / hidrógeno verde	En piloto, con primeras pruebas comerciales
	Almacenamiento térmico en sales fundidas / roca	En piloto avanzado

⁴³ Elaboración propia a partir de: (IEA HPT, 2023) (Pantaleo, Trevisan, Mateucci, & Cabeza, 2024) (US Department of Energy, 2023) (Oncina Mico, 2024) (Patel, 2021) (Zier, Stenzel, Kotzur, & Stolten, 2021) (Zier, Stenzel, Kotzur, & Stolten, 2021) (McKinsey & Company, 2023)



	CSP torre de media temperatura	Adopción comercial limitada con proyectos en España y Oriente Medio
Alta 400 – 1000	Hornos eléctricos de resistencia cerámica, inducción o microondas	Comercial en nichos industriales por su aplicación específica (cerámica, vidrio, metalurgia ligera)
	Hornos híbridos electricidad combinada con gas, hidrogeno verde o e-combustibles	En piloto, adopción en las primeras plantas en acero y vidrio
	Plasma eléctrica y calentadores por arco	En piloto/ demostración para procesos metalúrgicos
	CSP torre > 560 °C + TES sales fundidas	En piloto avanzado, con adopción en las primeras plantas
	Calcinación eléctrica directa	En piloto, con proyectos experimentales en cal y cemento
Muy-alta > 1000	Hornos de arco eléctrico (EAF)	Madura y comercial (tecnología estándar en acero reciclado ⁹)
	Plasma, inducción indirecta, hornos flash	En piloto/ demostración (proyectos localizados en acero y vidrio)
	Combustión oxi-hidrógeno o amoníaco	En piloto, con fuerte demanda de I+D
	Solar de concentración de torre > 1000 °C (receiver-reactor)	Pilotos con fuerte inversión I+D+i
	Electrólisis del hierro / DRI-H ₂	Piloto avanzado con primeras pruebas comerciales

A continuación, se analiza en detalle cada una de estas tecnologías descarbonizadoras para cada rango de calor:

- Calor de muy baja temperatura ($\leq 60^\circ\text{C}$):** Las necesidades térmicas para limpieza CIP, fermentación o precalentamientos se cubren hoy con bombas de calor industriales agua-agua (COPs entre 4-7) y, cuando hay vapor residual, con compresión mecánica de vapor (MVR, ver abajo). La barrera económica es baja: el Coste nivelado del calor (LCOH del inglés *Levelised Cost of Heat*)⁴⁴ con electricidad a 60 €/MWh ya bate al gas porque el COP elevado multiplica por cuatro la energía útil. Los captadores solares planos térmicos, que captan energía solar térmica y comienzan a emplearse en agua caliente residencial, permiten añadir redundancia estacional. Aunque su adopción es puntual y ocupan bastante espacio, pueden lograr generar energía por debajo de 35 €/KWh térmico en climas soleados del sur peninsular.⁴⁵
- Calor de baja temperatura (60 – 100 °C):** En este tramo dominan las bombas de calor con CO₂ o NH₃ capaces de entregar vapor a 95-100 °C: ya existe un gran número de unidades instaladas en Europa. Y sin embargo, es a partir de este segmento que comienza a aparecer tecnologías de gran importancia, sobre todo si se combinan con bombas de calor para una mayor eficiencia, como son los sistemas de (re)compresión mecánica de vapor (MVR en inglés).

⁴⁴ El LCOH es particularmente útil para comparar tecnologías muy distintas bajo un único indicador económico dado que constituye una media de todos los costes que supondrá generar cada MWh de calor de una tecnología a lo largo de toda su vida útil, integrando tanto el CAPEX inicial como el OPEX y el coste del combustible. El LCOH por tanto suma todos los gastos futuros y los trae al valor presente, aportando un valor en €/MWh térmico generado.

⁴⁵ (Rodríguez Rodrigo, Díaz Martín, Baranda Fernández, Román Gallego, & Mayo del Río, 2024)



- Aunque no es una fuente de calor primaria, sí permite recuperar y reutilizar vapor para generar calor, redundando en una mayor eficiencia del calor de proceso. Las tecnologías MVR pueden aplicarse sobre vapor residual de otros procesos industriales, si bien el vapor debe estar a temperaturas superiores a 70 °C. Por eso, tiene sentido acoplar las tecnologías MVR con bombas de calor que precalientan el vapor por encima de 70 °C. El resultado de la combinación de ambas tecnologías es un incremento notable de la eficiencia energética, con valores COP de 5 a 9 que serían imposibles empleando exclusivamente bombas de calor.⁴⁶ Este tipo de integración se ha testado con éxito en sectores como papel o alimentación y bebidas, pues proyectos de bombas de calor + MRV ya muestran recortes del 40 % en combustible y *paybacks* de tres años (primer caso británico en 2024).⁴⁷
- **Calor de temperatura media-baja (100 – 150 °C):** Los 150 grados suponen una barrera técnica fundamental porque marcan la primera gran frontera para la eficiencia viable comercialmente de las bombas de calor, manteniendo COPs de todavía 2,5 y hasta 3,5. A estos precios (en torno a 600 €/kW térmico), las bombas de calor pueden competir con calderas eléctricas cuando el factor de uso supera 4.000 h/año.
 - Al igual que para el calor medio-bajo de 150-60 °C, la combinación con compresión de vapor mecánica permite mayores eficiencias a un coste asumible, aunque para este rango de temperatura dicha combinación todavía se encuentra mayoritariamente en fase de testeo con algunos pilotos prometedores que llegan inclusive a 180 °C. Por su parte, la tecnología solar de concentración compacta (CPC, LFR) ofrece calor de respaldo a 140-160 °C, pero continúa en fase de piloto. Su CAPEX superior a los 400 €/kW térmico lo circunscribe a regiones muy soleadas.
- **Calor de media temperatura (150 – 200 °C):** Mas allá de los 150 °C, el salto térmico desploma el COP de las bombas de calor por debajo de 2,5, lo que impacta negativamente en su viabilidad económica y disponibilidad comercial. Pese a ello, ya se anuncian en algunos catálogos especializados bombas que suministran vapor de 12 bar a 200 °C con potencias de 1,5 MW térmicos y vida útil superior a 20 años.⁴⁸
 - Para demandas intermitentes, la caldera de electrodos es la opción hegemónica. La simplicidad de su tecnología posibilita un CAPEX bajo (300-600 €/kW-térmico, entre 3 y 5 veces más barato que una bomba de calor de alta temperatura), lo que no obstante no llega a compensar un OPEX problemáticamente elevado debido a un rendimiento relativamente bajo (COP = 1), de ahí que se entiendan como una opción puente o de respaldo cuando las bombas de calor caen a COPs inferiores a 2; y frente a un horno de hidrógeno que dispararía el CAPEX. Las calderas de electrodos ya se utilizan en sectores como papel y cartón (picos de vapor en secadores de cilindros), farmacéutica y cosmética (líneas de destilación o limpieza que requieren vapor unas pocas horas al día), o química ligera (calentamiento ocasional de tanques y tuberías).⁴⁹

⁴⁶ (IEA HPT, 2023)

⁴⁷ (Renewable Thermal Collaborative, 2024)

⁴⁸ (Heaten, 2025)

⁴⁹ (Energy Efficiency and Conservation Authority, 2019)



- **Calor de temperatura media-alta (200 – 400 °C):** En este segmento las bombas de calor dejan de ser competitivas y, en general, ocupan su lugar las calderas eléctricas de electrodos, que en el segmento anterior se utilizaban para picos de temperatura y como opción de respaldo. De forma secundaria, y solo si existe sol abundante y disponibilidad de terreno, la tecnología solar de concentración lineal (*parabolic-trough / Fresnel*) puede encajar en fábricas con carga continua, terreno libre y consumo estable de día (algunas refinerías o el sector fertilizantes en el sur de España). Los modelos de calderas de electrodos para este segmento son similares a los del anterior rango térmico de 150-200 grados, por lo que de nuevo se caracterizan por un bajo OPEX. Como la potencia se contrata como “carga flexible”, muchas plantas solo la encienden cuando el pool eléctrico baja o la red pide servicio de ajuste, lo que permite un LCOE atractivo allí donde hay excedentes renovables nocturnos o contratos PPA a bajo coste. En climas soleados se están implantando campos solares de concentración lineal (mediante cilindro parabólico o Fresnel), una alternativa relevante en España arrojando LCOH (“*Levelised Cost of Heat*” o coste nivelado del calor) de incluso 45-60 €/MWh térmico, si bien tienen una importante limitación en los 4-5 m²/kW térmico que generan.
- **Calor de alta temperatura (400 – 1000 °C):** A partir de 400 grados, las alternativas basadas en electricidad se encarecen significativamente. Para procesos como fusión de vidrio o recalentado de acero, la ruta eléctrica existe desde hace décadas (hornos de resistencia, inducción) pero con sobrecostes de 20-40 %, teniendo en cuenta que el CAPEX de un horno de gas a estas temperaturas ronda los 360-600 €/kW térmico. Tanto el CAPEX como el OPEX superior a las alternativas basadas en combustibles fósiles erigen una barrera económica para las soluciones electrificadas en este tramo térmico:

 - Los hornos de resistencia cerámica, habituales en metales no ferrosos, vidrio y cerámica, alcanzan madurez comercial notable y una eficiencia superior al 90% en la conversión de electricidad en calor útil. Con un CAPEX típico de 500-900 €/kW térmico, su OPEX depende del precio eléctrico, pero con contratos PPA < 40 €/MWh el LCOH puede rondar los 60-70 €/MWh térmico. En consecuencia, los hornos de resistencia cerámica se adoptan donde la calidad del calor justifica el sobrecoste: procesos de alto valor añadido (aleaciones especiales, fusión de aluminio y zinc, vidrio premium, cerámica técnica) que demandan un calor limpio y controlado, dado que sus sustitutivos basados en combustibles fósiles no permiten lograr ese calor uniforme, regulable con precisión y uniforme en su radiación. Además, los hornos de resistencia cerámica permiten generar atmósferas limpias, redundan en un menor mantenimiento y mayor seguridad, así como una huella ambiental y ruido reducidos.
 - Los hornos de inducción, muy comunes en sectores como aluminio y acero especial, alcanzan rendimientos eléctricos comparables (85-95%) y rampas (velocidad de cambio de temperatura del horno, en °C /minuto) de minutos; son tecnología “catálogo” para hasta 30 t/h de metal. En este caso, la limitación económica se materializa en un elevado CAPEX (> 1000 €/kW térmico en muchos casos), por encima tanto de los hornos de resistencia cerámica como de los hornos de combustible fósil. Tienen una importante limitación técnica en que solo funcionan con metales conductores. Ofrecen un mínimo desecho metálico, por lo que desplazan a los hornos de gas en forjas



que buscan menos cascarilla (óxido residual al calentar el metal que luego debe eliminarse) y mejor control metalúrgico. Destaca su uso en procesos como la fusión en fundiciones de hierro nodular, aceros inoxidables, o la recarga de chatarra de aluminio.

- Frente a ambas tecnologías electrificadas, los hornos basados en combustibles fósiles prevalecen en laminación de acero, secaderos cerámicos masivos y procesos estándar de vidrio al tener un CAPEX notablemente inferior, una disponibilidad de potencia térmica casi ilimitada y un combustible barato cuando los grandes grupos industriales negocian el gas por debajo de los 30 €/MWh. Pese a que la eficiencia raramente supera el 75% al acercarse a los 1000 grados, siguen siendo la opción preferente para productos de bajo margen (baldosa cerámica, acero al carbono *commoditizado*), al menos mientras la electricidad industrial permanezca relativamente más cara que el gas.
 - Finalmente, en este segmento están emergiendo configuraciones híbridas donde se utiliza el gas o incluso hidrógeno para la base de carga, junto con resistencias cerámicas o inducción para picos, afinado y flexibilidad, optimizando así CAPEX y disminuyendo CO₂ “a la carta” mientras se espera una mayor caída del precio eléctrico. Muchos de estos proyectos continúan en fase piloto.
- **Calor de muy alta temperatura (> 1000 °C):** La alternativa eléctrica esencial a las tecnologías basadas en combustibles fósiles en este tramo térmico es el horno eléctrico de arco (EAF, por sus siglas en inglés), principalmente en la industria del acero. Esta tecnología tiene una adopción comercial masiva (+32% producción mundial de acero), pero necesita chatarra de suficiente calidad, además de picos de potencia de 50-80 MW con una sólida conexión eléctrica. Si la chatarra está disponible y la electricidad cotiza por debajo de 45 €/MWh para abaratar su desventaja en potencia cara, constituye una tecnología viable con un CAPEX de menos de 4.000 €/kW térmico.⁵⁰ Por su parte, los hornos híbridos de gas y resistencias cerámicas gozan de las ventajas e inconvenientes ya indicados en el apartado anterior, utilizándose en procesos de vidrio, cerámica y metales no ferrosos que quieren reducir su CO₂ sin parar la planta. Los hornos híbridos presentan un CAPEX de 500-1000 €/kW térmico, incremental sobre el horno existente. Tanto en hornos de arco como híbridos, la factura eléctrica es la barrera esencial, junto con la disponibilidad de chatarra para hornos de arco. El resto de tecnologías suponen todavía pilotos en diferentes estadios de viabilidad:
 - Los calentadores de plasma se están probando en cemento, craqueo químico y acero precalentado, logrando una alta densidad de potencia con hornos más compactos. Algunos pilotos a escala han tenido relativo éxito en plantas cementeras y se proyecta un OPEX futuro a 50-200 €/MWh térmico bajo la premisa de energía renovable barata.⁵¹
 - Los hornos solares del tipo receiver de torre (CSP en inglés) con receptor de partículas sólidas concentran la radiación solar sobre un receptor que luego cede calor al proceso industrial, eminentemente clínker de cemento, calcinación o generación de vapor sobrecrítico. Resultan particularmente idóneos para cemento y química básica que demandan más de 1 200 grados

⁵⁰ (Mehta, 2025)

⁵¹ (Quevedo & Romano, 2023) (Fooladgar, y otros, 2024) (Heidelberg Materials, 2025)



en la mayoría de procesos. Con un coste estimado de menos de 30 €/MWh térmico si se dan las condiciones ambientales y solares adecuadas, presentan pilotos avanzados: de hecho, en Madrid CEMEX completó exitosamente la primera clinkerización del mundo enteramente solar en 2022⁵².

- Los sistemas de electrolisis de óxidos fundidos se apoyan en reactores electroquímicos que evitan liberar CO₂ e hidrógeno, con aplicación práctica sobre la producción primaria de hierro (“green steel”). Se prevén plantas solo a partir de 2027-2030 ante un CAPEX todavía alto (más de 2 500 €/kw térmico) y gran demanda eléctrica continua.
- La combustión de 100 % hidrógeno se está testando sobre recalentado de acero, hornos túnel de ladrillos y hornos de vidrio. Sin embargo, se entiende eminentemente como una tecnología puente donde la infraestructura de gas existente pueda reconvertirse a bajo coste y el hidrógeno verde se produzca a precios competitivos.

En línea con este análisis de las tecnologías electrificadas disponibles para cada rango térmico, la tabla inferior captura los principales parámetros de coste, explotación y eficiencia de las diferentes alternativas tecnológicas para energía calorífica industrial, comparando soluciones electrificadas con otras basadas en combustibles fósiles. Se han cruzado las proyecciones del IDAE para equipos convencionales con informes sectoriales y catálogos de fabricantes. Cabe señalar que el OPEX utilizado no incluye combustible, mientras que el rendimiento se basa en eficiencia térmica al diseño, utilizando COP nominal para bombas de calor.

Tabla 13. Parámetros económicos y técnicos de las diferentes tecnologías de provisión de calor industrial⁵³

Tecnología	Rendimiento máximo	CAPEX 2023 (€/kW)	CAPEX 2050 (€/kW)	OPEX fijo 2023 (€/MWh)	Vida útil (años)
Tecnologías basadas en petróleo					
Caldera de vapor	97 %	65	50	1,20	25
Caldera agua caliente	95 %	50	42	1,16	25
Horno	70 %	380	324	1,16	30
Tecnologías basadas en gas natural					
Caldera de vapor	95 %	62	52	1,16	25
Caldera agua caliente	92 %	50	42	1,16	25
Horno (gas)	70 %	380	324	1,14	30

⁵² (CEMEX, 2022)

⁵³ Elaboración propia a partir de datos de (ACOGEN, 2024) (AutoSolar, 2024) (IDAE, 2021) (CIAT, 2024)



Cogeneración motor gas (CHP)	50 %	1 550	930	10	15
Tecnologías basadas en biometano					
Caldera de vapor	95 %	62	52	1,16	25
Tecnologías híbridas basadas en electricidad					
Calefacción por microondas	90 %	830	749	10	30
Calef. eléctrica IR	96 %	570	363	10	30
Horno eléctrico (resist./arco)	85 %	550	350	10	30
E-boiler agua caliente	99 %	140	93	0,58	25
E-boiler vapor	99 %	165	96	0,58	25
Bomba de calor < 80 °C (COP 4.5)	COP 4.5	850	730	0,55	20
Bomba de calor 80-150 °C (COP 4)	COP 4	1 250	1 000	0,55	20
Bomba de calor "booster" vapor (COP 2.1)	COP 2.1	1 900	1 080	0,58	20

De este análisis de eficiencia calorífica y coste económico de las diferentes tecnologías de calor industrial, se desprenden varias conclusiones, concordantes con los hallazgos hasta ahora en cuanto a segmentos con mayor y menor potencial de electrificación según su temperatura y su dependencia de combustibles fósiles:

- Las tecnologías de electrificación ganan competitividad sobre sus alternativas emisoras para segmentos de baja temperatura (< 100 °C), como demostraremos más adelante con un análisis de viabilidad detallado. Pese a un CAPEX muy superior, la amortización de los activos se beneficia de una alta eficiencia para las bombas de calor.
- El mantenimiento de un e-boiler (OPEX fijo) es casi la mitad que su sustitutivo emisor una caldera de gas, pese al mayor coste de adquisición de la caldera de gas (CAPEX).
- La inversión inicial (CAPEX) de las tecnologías eléctricas disminuye más rápido y las proyecciones apuntan a una aceleración de esta tendencia. Esto permite aproximar las tecnologías electrificadas como bombas de calor y e-boilers al gas en CAPEX absoluto.
- Tecnologías de alta especialización para los segmentos de alta temperatura, como los hornos eléctricos y la calefacción por microondas, continúan siendo alternativas caras frente a sus sustitutos, hornos de gas o de fueloil. Para competir con hornos



de gas, estas tecnologías eléctricas probablemente necesiten tarifas eléctricas específicas más competitivas (pagos por interrumpibilidad, aprovechamiento de precios valle), sobre todo por encima de 400 °C. En particular, la tecnología de microondas o infrarrojo constituye un nicho caro de alta especialización e insustituible en algunos procesos industriales por sus particularidades (para procesos donde el calor debe entrar “de dentro afuera”, como secado rápido de cerámica).

- El biometano tiene la ventaja de requerir la infraestructura del gas sin apenas modificaciones, de ahí su bajo CAPEX. No obstante, es un recurso energético escaso y su producción es cara (70-90 €/MWh), por lo que apenas alcanza a cubrir la demanda de calor de toda la industria. Podría ser viable como alternativa no emisora para altas temperaturas donde los e-boilers gastarían un pico de potencia demasiado caro, de ahí que pueda tener sentido mantenerlo como respaldo flexible.
- La larga vida útil de las tecnologías electrificadas (superior a la de las tecnologías basadas en petróleo o gas en aproximadamente 5 años) permite financiar la alta inversión inicial. Ello permite hacer bancable el reemplazo de calderas de gas por bombas de calor y e-boilers a pesar de la alta inversión inicial. Asegurar un precio competitivo de la electricidad mediante, por ejemplo, acuerdos de compraventa de energía (PPAs en inglés) facilitará el mayor atractivo de estas tecnologías electrificadas.

4.4. Disponibilidad de las tecnologías para una descarbonización inmediata

Como se detalla en la sección de propuestas, OIKOS apuesta por **priorizar la descarbonización posible hoy y en un futuro inmediato**. Por eso centramos nuestro análisis en las soluciones técnica y económicamente viables (o susceptibles de serlo en un horizonte temporal cercano), que como se ha expuesto consisten en tecnologías con cierta madurez (y que por tanto presentan un riesgo asumible para la inversión industrial) y un posicionamiento económico atractivo frente a las soluciones actuales.

Se trata de un enfoque en la “**fruta madura que no acaba de caer**”, como explicamos más adelante en la sección de propuestas. Es importante matizar que las decisiones de inversión en equipos industriales tienen una significación dilatada en el tiempo: dado que la vida útil de los equipos tiene plazos extensos (a menudo superiores a 10 años). Por ello, lo que definimos como “oportunidad inmediata” en la práctica se dilata en un periodo largo en el contexto de políticas climáticas. Por eso es crucial posibilitar las inversiones descarbonizadoras que sean evitables a corto plazo, para evitar efectos de *lock-in* de consumo de combustibles fósiles que además, ante el aumento esperado de los precios del gas por el ETS-2, reforzarán la competitividad relativa de la electrificación.⁵⁴

Con esta lógica, el horizonte de políticas climáticas en 2025-2030 implicaría centrarse prioritariamente en los segmentos de calor de baja y media temperatura (< 500 °C), mientras que la alta temperatura se abordaría en la década siguiente. En concreto, los criterios de priorización de diferentes segmentos de calor industrial para esta descarbonización costo-efectiva serían:

⁵⁴ (Bedocchi & Cassetti, 2025)



- **Disponibilidad comercial inmediata.** Bombas de calor, calderas de electrodos, compresión mecánica de vapor y almacenamiento térmico se encuentran en catálogo y cuentan con referencias operativas en fábricas europeas.
- **Proposición económica atractiva.** Con la señal ascendente del CO₂, estos equipos pueden igualar o mejorar el coste del vapor fósil sin necesidad de suposiciones agresivas. No obstante, el atractivo de la inversión también depende de muchos otros factores como la estructura de precios de electricidad en el mercado y segmento correspondiente, disponibilidad de calor residual, estructura de costes fijos, etc.
- **Escalabilidad.** Los procesos que consumen calor < 500 °C se repiten en centenares de plantas de alimentación, bebidas, papel y química ligera, por lo que las lecciones aprendidas se difunden rápidamente. Se trata tanto de replicabilidad de las soluciones como de su potencial para escalar y extenderse a toda la industria o incluso a sectores afines y adyacentes a la actividad industrial concreta.

4.5. El marco europeo de incentivos a tecnologías de electrificación

En línea con la sección anterior donde analizamos precios energéticos, conviene señalar que los sistemas de incentivos desplegados tanto a nivel europeo como por diferentes países no solo inciden en el precio de la electricidad que alimenta procesos industriales, sino también sobre las tecnologías necesarias para descarbonizar esos procesos y que en muchos casos implican una alta inversión inicial para la planta industrial.

Es decir, si en secciones anteriores hemos analizado las ayudas al OPEX (en tanto que este es función esencial del precio de la electricidad industrial), en este apartado y el siguiente nos centraremos en las ayudas al CAPEX, que depende fundamentalmente de la adquisición de nuevas tecnologías de electrificación que sustituyan el consumo de gas y que se deben integrar y acoplar con procesos industriales existentes que normalmente han sido diseñados para combustibles fósiles, y no para electricidad.

Primero, este apartado revisa el marco normativo europeo de apoyo a tecnologías de electrificación, mucho más sencillo que la regulación del apoyo a precios eléctricos. Segundo, el apartado siguiente se centra en la comparativa de sistemas de incentivos nacionales desplegados por cada país en el fomento de diferentes tecnologías de electrificación industrial mediante diferentes instrumentos financieros y de política pública.

De este modo, la tabla inferior resume las principales fuentes de apoyo público europeo a la descarbonización industrial. Existen asimismo otros mecanismos que quedan fuera de nuestro análisis centrado en electrificación industrial, como son:

- el Banco Europeo de Hidrógeno que financia subastas para hidrógeno renovable;
- el Fondo de Modernización que apoya la modernización del sistema energético, incluyendo descarbonización industrial, en los 13 Estados Miembros con la renta más baja (entre los que no se encuentra España).



También quedan fuera de este análisis las normas europeas de ayudas de Estado en materia de competencia, dado que ya se incluyeron en el análisis del contexto energético y los precios eléctricos industriales, pero cabe señalar que también regulan la capacidad de los Estados Miembros de subvencionar el CAPEX de las tecnologías de electrificación. La interacción de los perímetros regulatorios marcados por CEEAG, GBER y CISAF permite generar exenciones para apoyar la industria limpia en sus inversiones de sustitución de calor fósil por electricidad siempre que cumplan requisitos de reducción de emisiones, etc. tal y como se indica en la sección correspondiente más arriba.

Tabla 14. Sistemas de incentivos a tecnologías de electrificación industrial en la UE

CONCEPTO	INSTRUMENTO	MEDIDAS
Fondo de financiación para subvenciones directas al CAPEX y subastas para descarbonización industrial	Fondo de Innovación	Decisión Delegada 2019/856
Garantías y capital catalítico	Invest EU – Ventana de Infraestructura Sostenible – financiación del FEI gestionado por el BEI	Reglamento (UE) 2021/523 que establece Invest EU Documentos EIF/EIB
Marco habilitante excepcional para proyectos estratégicos transfronterizos	IPCEI (“ <i>Important Projects of Common European Interest</i> ”)	Comunicación 2021/C 528/02 relativa a los criterios de análisis de compatibilidad de ayudas de Estado para IPCEI

A la luz de la tabla superior, conviene puntualizar que mientras que el Fondo de Innovación y el sistema de garantías catalíticas del BEI suponen un apoyo financiero directo, el tercer mecanismo es simplemente un marco habilitante que permite flexibilizar reglas de ayudas de Estado para proyectos que involucren a varios Estados a la vez y demuestren un gran interés estratégico a nivel paneuropeo, sin dirigirse específicamente a la descarbonización.

Primero, el **Fondo de Innovación** (IF, de “*Innovation Fund*”) constituye la principal vía de subvención directa europea para proyectos industriales de descarbonización. El IF se nutre con la recaudación fiscal del ETS-1, concretamente 450 millones de derechos de emisión entre 2021 y 2030 (estimados en un 8% de la subasta total del período), lo que equivale a una dotación potencial de 27-40 mil millones de € a lo largo de la década asumiendo precios del CO₂ en el rango de 60-90 €/tCO_{2e}.⁵⁵

El IF financia el despliegue y comercialización de tecnologías bajas en carbono e integra **dos mecanismos complementarios: subvenciones directas al CAPEX y desde 2023, subastas de tipo “*auction-as-a-service*”**. Las subastas funcionan de tal manera que se subasta una prima por unidad de descarbonización producida. Las empresas presentan ofertas en €/MWh de calor descarbonizado o €/tCO_{2e} evitado par que la inversión sea rentable, y la Comisión las

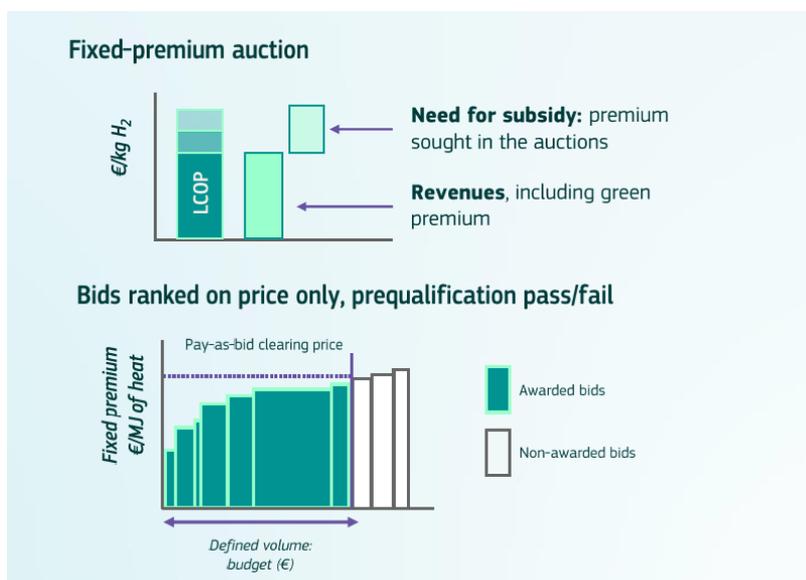
⁵⁵ (European Commission, 2025)



adjudica por orden desde la más barata a la más cara hasta agotar presupuesto, estructurando un incentivo así para la descarbonización industrial más competitiva en costes.

Cada ganador de la subasta recibe una prima fija financiada con cargo al IF durante un período y por unidad producida (calor electrificado o CO₂ evitado). La ayuda combina un pago fijo por tCO₂ evitada y un suplemento variable que cubre anualmente la brecha entre el coste de la electricidad y el del gas sobre la producción verificada. Es decir, la industria ganadora de la subasta logra obtener un ingreso futuro predecible en la electrificación de sus procesos, mejorando así la bancabilidad de la inversión, pero con límites temporales claros hasta que la rentabilidad vuelva innecesario el subsidio. La figura inferior captura este funcionamiento basado en la necesidad de subsidio que determina el precio de casación:

Figura 13. Funcionamiento de las subastas de subsidios a tecnologías de electrificación del Fondo de Innovación⁵⁶



Hasta ahora, los recursos del IF han financiado subastas de hidrógeno industrial a través del paraguas del Banco Europeo de Hidrógeno, pero no se han lanzado todavía subastas para electrificación industrial, si bien en septiembre del 2025 se anunció el procedimiento y requisitos para la primera subasta. Además, estas subastas de primas de descarbonización financiadas por el IF permiten que los Estados miembros pueden aportar fondos adicionales a los del IF.

Finalmente, cabe destacar algunas diferencias de criterio entre estos dos mecanismos del IF, las subvenciones directas al CAPEX y el sistema de subastas. En las subastas no se pide una innovación radical, dado que se financia la brecha de coste operacional (no solo CAPEX sino también OPEX) y en las adjudicaciones de ayuda se priorizan los proyectos que pidan menos prima para un mismo impacto descarbonizador.

Las subvenciones directas al CAPEX, por el contrario, no financian sustituciones sin innovación, es decir, el cambio de equipo fósil a eléctrico cuando la tecnología ya es madura

⁵⁶ (European Commission, 2025)



y estándar (“*like-for-like replacement*”), sino que la innovación debe demostrar ser “*First-Of-A-Kind*” o FOAK. Para ello, el proyecto debe demostrar cuatro criterios:⁵⁷

- Reducción significativa de las emisiones de gases de efecto invernadero ($\geq 70\%$ respecto al contrafactual fósil). Es criterio común para subvenciones y subastas.
- Madurez del proyecto, con tres niveles de preparación:
 - Técnica: según indicadores de TRL (“*Technology Readiness Level*”). En concreto se exige de los proyectos susceptibles de financiación del IF una madurez tecnológica de al menos un 6 para subvenciones y un 8-9 para subastas, dentro de una escala de 1 a 9 donde 1 es el menor grado de madurez. Los proyectos deben por tanto comportar prototipos ya testados a escala preindustrial.
 - Financiera: compromiso de fondos propios y acceso a deuda preliminar.
 - Operacional: permisos solicitados, ingeniería básica completada.
- Necesidad de apoyo (“coste adicional”). El promotor debe demostrar un VAN (Valor Actualizado Neto) negativa o tasa de retorno por debajo del umbral de inversión de referencia en ausencia de la ayuda, evidenciando el gap de coste de producción en €/MWh o €/tCO₂ evitada.
- Potencial de replicación y escalabilidad: capacidad de desplegarse en otros sectores o países, con un *scoring* típico de hasta 20-25% sobre la puntuación final, tras demostración de cartas de interés de socios industriales, evidencia de mercado objetivo, etc.

Por su parte, el **programa InvestEU**, un fondo de garantía dotado con 26,2 millones de € del presupuesto europeo 2021-2027 mediante un fondo de provisiones, respalda al **Grupo del BEI** para desplegar préstamos blandos, líneas de crédito o avales. InvestEU tiene cuatro ventanas temáticas, una de las cuales es de “Infraestructura Sostenible”, con aproximadamente 9 900 millones de € que se reparten entre el BEI y el Fondo Europeo de Innovación (EIF o *European Investment Fund*) gestionado por el BEI y especializado en equity, innovación social y pymes. Concretamente:⁵⁸

- El EIB otorga préstamos directos a grandes proyectos, así como garantías a bancos e intermediarios financieros para mitigar el riesgo de la contrapartida y así desbloquear financiación en mejores condiciones, incluyendo asimismo operaciones de *risk-sharing* con bancos.
- El EIF, en su calidad de especialista en garantías y *equity* para pymes y *midcaps*, gestiona la mayoría de productos de mejora crediticia y capital

Gracias a la garantía pública de InvestEU, el BEI como *implementing partner* puede asumir más riesgo y desplegar, ya sea por cuenta propia o a través del FEI, un amplio elenco de instrumentos financieros para incentivar la electrificación industrial. En la multiplicación de financiación desde InvestEU al sector financiero pasando por el BEI, se esperan ratios de apalancamiento de x13-14, movilizando unos 372 mil millones de €. ⁵⁹

La ventanilla de “Infraestructura Sostenible” de InvestEU cubre proyectos que cumplan con criterios del Pacto Verde Europeo, donde la electrificación industrial es simplemente uno de los muchos conceptos susceptibles de apoyo y compite con temas tan variados como

⁵⁷ (European Commission, 2025)

⁵⁸ (European Investment Bank, 2025) (European Investment Fund, 2024)

⁵⁹ (European Investment Bank, 2025)



economía circular, desalinización, redes 5G o puertos y aeropuertos verdes. En la actualidad no existen cifras desglosadas del apoyo específico a diferentes actividades, de modo que el monto específico de ayuda desplegada para electrificación industrial es desconocido.

Finalmente, la figura de los **IPCEIs** (*"Important Projects of Common European Interest"*) conforma un **marco habilitante excepcional para financiar proyectos estratégicos** transfronterizos que pueden, en ciertas casuísticas, constituir otro instrumento financiero para apoyar la adopción de tecnologías de descarbonización industrial. Los IPCEIs permiten a los Estados Miembros conceder ayudas de Estado muy superiores a lo autorizado con la normativa existente, inclusive proyectos de descarbonización o electrificación industrial. Un proyecto debe demostrar lo siguiente para ser IPCEI:⁶⁰

- Contribución al interés común europeo: carácter de estratégico en, por ejemplo, reforzar cadenas de valor críticas, seguridad energética, etc. La capacidad de mitigación o reducción de emisiones se considera entre estas métricas.
- Cooperación transfronteriza con participación de al menos dos Estados miembros
- Importancia cuantitativa y cualitativa, en volumen de inversión o efectos sobre el desarrollo tecnológico e industrial europeo. Se utilizan asimismo métricas de €/tCO₂e evitada.
- Innovación y valor añadido, generando externalidades positivas (*"spillovers"*). Algunas métricas cuantitativas para demostrarlo incluyen el TRL, el % de mejora de eficiencia energética o el coste esperado en €/MWh frente al benchmark del EU ETS.
- Efectos de arrastre y difusión, en conocimiento compartido, etc.

La flexibilización de las ayudas de Estado bajo los IPCEIs permite cubrir hasta el 100% del *"funding gap"*, entendido como el coste adicional frente a la alternativa tradicional, cuando la normativa habitual de CEEAG/ GBER limita al 30-40% del CAPEX. La ayuda puede materializarse mediante diversos instrumentos, ya sea subvención directa, préstamo reembolsable, garantías o fiscalidad favorable.⁶¹

A fecha de septiembre de 2025, se han aprobado 3 IPCEIs con participación española, todos ellos en hidrógeno verde: IPCEI Hy2Tech para el desarrollo de electrolizadores innovadores, IPCEIHy2Use para el desarrollo de grandes electrolizadores en núcleos industriales e IPCEI Hy2Move para la movilidad con pilas de hidrógeno. Además, no se han constatado ningún IPCEI de toda la lista a nivel europeo que esté enfocado en descarbonización o electrificación industrial.

⁶⁰ (European Commission, 2025)

⁶¹ (European Commission, 2025)



4.6. Incentivos y políticas nacionales de apoyo a tecnologías de electrificación

La tabla de la página siguiente captura una comparativa de los sistemas de incentivos al CAPEX para adoptar tecnologías de electrificación entre España y diferentes países europeos.

Cabe destacar la ausencia en los 4 países analizados de sistemas de seguros públicos que aseguren el rendimiento térmico, la recuperación de calor residual o el impago relacionado con una operación o inversión de descarbonización industrial. De ahí la fila en blanco en la tabla superior.

A continuación, a partir de la categorización de instrumentos de la tabla anterior, ofrecemos un análisis más detallado de cada una de estas figuras de apoyo público al CAPEX en descarbonización industrial, así como una comparativa, cuando sea aplicable, entre diferentes modelos nacionales en base a los criterios de acceso, la intensidad de la ayuda, y otros criterios representativos.



Tabla 15. Resumen y categorización de sistemas nacionales de apoyo al CAPEX para electrificación industrial

Tipo de instrumento	Alemania	Francia	Italia	España
1. Subvención directa al CAPEX	Rograma federal de financiación para energía y eficiencia en la Industria (EEW, <i>Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft</i>)	<i>Fonds Chaleur</i> <i>Fonds Décarbonisation France 2030</i>	<i>Conto Termico</i> ⁶²	PERTE/ EVESPRI
2. Contratos por diferencias en carbono (CfDs)	Klimaschutzverträge / Carbon CfDs	<i>Contrats carbone / Appels à projets France 2030 (CCUS, électrification lourde)</i>		
3. Subvención indirecta/ mecanismo público de cobertura	H2Global			
4. Incentivos fiscales			Piano Transizione 5.0	Amortización fiscal
5. Financiación pública directa (fondos estatales de <i>blended finance</i>)	Líneas de crédito blando específicas KfW 295/297	<i>Prêt Vert</i> de ADEME/Bpifrance	<i>Contratti di Sviluppo</i> <i>Fondo per la Transizione Industriale (Invitalia).</i>	PERTE Descarbonización Industrial en su línea de préstamos reembolsables y subvención combinada.
6. Planificación estratégica con apoyo financiero y regulatorio	Ley federal de planificación térmica (<i>Wärmeplanungsgesetz</i>) + programa BEW (redes de calor eficientes).	Estrategia nacional CCUS Estrategia France 2030		

⁶² Solo cubre bombas de calor



7. Mercados de certificados y obligaciones

CEE (*Certificats d'Économies d'Énergie*)

Certificados blancos (*Titoli di Efficienza Energetica / Certificati Bianchi*)

CAEs (Certificados de Ahorro Energético)



4.6.1. Subvenciones directas al CAPEX

Los 4 países analizados (España frente a Alemania, Francia e Italia) comparten todos sistemas de subvención directa al CAPEX que son agnósticos tecnológicamente, con la notable excepción del *Conto Termico* italiano que se dirige exclusivamente a bombas de calor. La tabla de la página siguiente captura datos clave de cada sistema, considerando que además ninguno de ellos incluye exenciones o excepciones para industria electrointensiva. Los conceptos financiados son siempre sustitución de equipos fósiles por eléctricos, fomento del autoconsumo renovable y recuperación de calor residual, salvo que se especifique de otro modo.

De dicha tabla podemos extraer algunas conclusiones:

- Alemania aporta un apoyo más estable y granular para calor de proceso. Alemania es también el único país que utiliza financiación ETS, tanto en las subvenciones directas al CAPEX como en otras figuras de apoyo al CAPEX, tal y como veremos en las páginas siguientes.
- Francia se focaliza en calor renovable y calor residual industrial. El *Fonds Chaleur* ofrece un apoyo más flexible y accesible para pequeños proyectos y PYMEs.
- Italia es el único país que restringe la ayuda a bombas de calor exclusivamente. También demuestra más flexibilidad en proyectos pequeños y medianos con tarifas estandarizadas.
- España ofrece un esquema no competitivo y mixto de subvención y préstamo con topes de intensidad por tipología de proyecto y tamaño empresarial. Destaca por un enfoque más explícito en el autoconsumo y los “proyectos tractores”⁶³ y por requisitos más exigentes de reducción de emisiones.

⁶³ En el lenguaje del PERTE de Descarbonización Industrial en España, un “proyecto tractor” se caracteriza por un efecto de arrastre sobre la cadena de valor o el ecosistema industrial, y por ello suele suponer un volumen relevante de inversión y de reducción significativa de emisiones. El PERTE I1 pide concretamente demostrar una reducción ≥ 3.000 tCO₂e/año o $\geq 30\%$ de reducción en la planta, como veremos más abajo.



Tabla 16. Comparativa nacional de apoyo al CAPEX: subvenciones directas al CAPEX

País	Alemania -	Francia	Italia	España
Incentivo	EEW	<i>Fonds Chaleur</i> <i>Fonds Décarbonation France 2030</i>	<i>Conto Termico</i>	PERTE ⁶⁴
Detalles técnicos	Principal programa federal de apoyo a la eficiencia energética industrial, incluyendo H2 renovable	<i>Fonds Chaleur</i> – gestionado por ADEME para financiar calor renovable y recuperación de calor residual industrial <i>Fonds Décarbonation</i> - fondo de financiación de descarbonización profunda a gran escala y mediante innovaciones	Programa de incentivos a la producción de calor renovable y eficiencia energética (incluyendo aprovechamiento de calor residual)	Instrumento estratégico orientado a grandes proyectos de autoconsumo y descarbonización industrial (incluyendo H2, CCUS, biomasa y eficiencia energética)
Datos clave				
Requisitos de acceso	Demostrar reducción de emisiones	Elegibilidad por tecnología para cada línea dedicada	Valores COP mínimos y cálculo del incentivo por coeficientes y límites específicos por tecnología	Reducción mínima de GEI del proyecto tractor (≥ 3.000 tCO ₂ e/año o $\geq 30\%$ en planta),
Intensidades de ayuda	Módulo 2: hasta 60% costes subvencionables, y tope habitual en 20 M€ Módulo 4: 25/35/35% para grande/ mediana/ pequeña empresa y bonus de	30-60% CAPEX Cálculo ad hoc para grandes proyectos	Fórmula adaptada a cada tecnología, normalmente 40-65% gasto elegible	Distingue por tipo de proyecto y tamaño: p.e. para eficiencia pequeñas empresas = 50%, medianas = 40% y grandes = 30%

64



descarbonización de 5-10 pp. para electrificación				
Ventana de ejecución	Ejecución típica en 6 meses	Desembolso según hitos con firma de convenio	1 cuota si la ayuda ≤ 5.000 €, 2-5 cuotas en caso contrario	Procedimiento no competitivo, hasta agotar fondos. Préstamos a 10 años.
Origen de la financiación	KTF (<i>Klima- und Transformationsfonds</i>) nutrido con ETS y régimen nacional CO2	Presupuesto nacional via ADEME	Presupuesto nacional	Plan de Recuperación con fondos NextGen EU



4.6.2. Contratos por diferencias (CfDs) en descarbonización

Los contratos por diferencia funcionan como contratos de largo plazo (10-15 años habitualmente) donde el Estado cubre (o cobra) la diferencia entre un precio de referencia acordado previamente y el precio de mercado, asegurando la viabilidad económica de la inversión industrial en descarbonización y protegiendo a la industria frente a la volatilidad de precios. El funcionamiento habitual implica que si el valor de referencia, normalmente el precio del carbono marcado por el ETS Europeo, cae por debajo del coste de descarbonizar, el Estado paga a la empresa la diferencia; y viceversa. Ni España⁶⁵ ni Italia cuentan con este tipo de incentivo (solo contratos por diferencia para renovables eléctricas en subasta), por ello no figuran en la tabla inferior:

Tabla 17. Comparativa nacional de apoyo al CAPEX: Contratos por diferencias (CfDs)

País	Alemania -	Francia
Incentivo	<i>Klimaschutzverträge / Carbon CfDs</i>	<i>Contrats carbone / Appels à projets France 2030 (CCUS, électrification lourde)</i>
Detalles técnicos	Se compensa la diferencia entre el precio del CO2 (ETS) y el coste real de descarbonizar	Foco en procesos muy intensivos en emisiones
Datos clave		
Requisitos de acceso	Reducciones de emisiones superiores a benchmarks ETS y costes adicionales respecto a tecnología fósil Selección competitiva por licitación (€/tCO ₂ evitada).	Grandes proyectos (>20 M€ CAPEX) ligados a estrategia France 2030; tecnologías elegibles: CCUS, hidrógeno, electrificación. Selección por convocatoria.
Intensidades de ayuda	Potencialmente cientos de millones por contrato, dado que Estado cubre brecha entre coste real de descarbonizar y valor de referencia (ETS)	
Ventana de ejecución	Lanzamiento en 2023 con fecha de caducidad en 2030	
Origen de la financiación	KTF (<i>Klima- und Transformationsfonds</i>) nutrido con ETS y régimen nacional CO2	Estrategia France 2030, financiada por el presupuesto nacional y fondos europeos de recuperación

De la tabla superior se observa que en Alemania este instrumento de CfDs cuenta con plazos más largos de ejecución (hasta 15 años) y financiación con recursos ETS y de mercados de CO2. Francia también ha puesto en marcha un sistema similar, con plazos ligeramente inferiores (10 años) y ligados especialmente a hidrogeno y electrificación intensiva.

⁶⁵ A fecha de publicación de este informe, según fuentes consultadas existen proyectos internos en el MITECO para explorar un esquema semejante en España.



4.6.3. Incentivos fiscales

Bajo incentivos fiscales se engloba una caja de herramientas diversa que incluye desde deducciones y exenciones de figuras impositivas como IVA e impuestos sobre la renta (IRPF e IS) a ventajas de amortización fiscal de activos industriales como tecnologías de electrificación del calor industrial.

Cabe destacar que tanto Alemania como Francia se han excluido del análisis porque sus incentivos fiscales no se dirigen específicamente a la descarbonización o electrificación del calor industrial:

- Alemania no contempla un crédito o incentivo fiscal específico para electrificación, y solo existen medidas genéricas de amortización acelerada para toda la industria y sin foco específico en tecnologías de descarbonización del calor industrial (*Wachstumschancengesetz* y *Sonderabschreibung §7g* para PYMEs).
- En Francia, el concepto bonificable bajo el C3IV (*Crédit d'impôt industrie verte*) no es el propio calor de proceso industrial y su descarbonización, sino la producción de las tecnologías de descarbonización. Es decir, se trata de créditos fiscales para las industrias productoras de un amplio elenco de tecnologías y productos necesarios para la transición energética, desde bombas de calor a baterías y paneles solares.

En consecuencia, la tabla inferior captura los incentivos fiscales dirigidos inequívocamente a apoyar la adquisición de tecnologías de descarbonización del calor de proceso industrial:

Tabla 18. Comparativa nacional de apoyo al CAPEX: incentivos fiscales

País	Italia	España
Incentivo	<i>Piano Transizione 5.0</i>	Libertad de amortización para instalaciones de autoconsumo renovable y uso térmico renovable que sustituya fósil
Detalles técnicos	Crédito fiscal sobre el Impuesto de Sociedades ligado a ahorros energéticos	Amortización fiscal acelerada que en la práctica supone deducción en Impuesto de Sociedades
Datos clave		
Requisitos de acceso	Ahorro energético mínimo de $\geq 3\%$ a nivel de toda la planta, o $\geq 5\%$ en el proceso específico donde se invierte, y que se certifica por entidades acreditadas en 3 momentos: ex ante y ex post de la inversión	La instalación debe ser (1a) autoconsumo o (1b) uso térmico renovable y (2) entrar en funcionamiento en 2024, además de (3) mantener la plantilla media de trabajadores durante los 24 meses siguientes. Inversión limitada a 500.000€
Intensidades de ayuda	En función de (1) volumen de la inversión (tramos de menos de	N/A (ahorro fiscal inmediato)



	2,5 a 10-50 M €) y (2) % de ahorro conseguido	
Ventana de ejecución	Bienio 2024-2025	Inversiones realizadas en 2024
Origen de la financiación	Presupuestos nacionales	Presupuestos nacionales

De la tabla inferior se desprende que **ningún incentivo fiscal**, ni en España ni en Italia, **está ligado a una meta cuantificable de reducción de emisiones**. El sistema italiano, más generoso y accesible para grandes proyectos, se liga a la consecución de ahorros energéticos (siguiendo el axioma de eficiencia primero que también prima en la descarbonización de otros sectores como los edificios). El sistema español, con impacto limitado en proyectos de gran calado, solo exige que la inversión sea en energía renovable, sin requerir tampoco una meta de reducción de emisiones. Y como se ha comentado anteriormente, el modelo francés se vincula a la naturaleza del producto fabricado (tecnologías de transición energética), y el alemán es tecnológicamente agnóstico y generalista a toda la industria. Finalmente, ninguno de los cuatro modelos contempla exenciones particulares para industrias electrointensivas.

4.6.4. Financiación pública directa y fondos estatales de *blended finance*

Por mecanismos de financiación pública directa y fondos estatales de *blended finance* entendemos instrumentos financieros por los que el Estado canaliza capital público - eminentemente en forma de préstamos blandos, coinversión y garantías- para financiar inversiones industriales en descarbonización. A diferencia de los incentivos fiscales o las subvenciones puras al CAPEX vistos anteriormente, estos esquemas tienen la ventaja de permitir movilizar volúmenes de inversión más elevados al apalancar (co)financiación privada y repartir riesgos entre sector público y empresas.

Suelen estructurarse como modelos mixtos (subvención a fondo perdido + préstamo reembolsable) gestionados por bancos de desarrollo nacionales –por ejemplo KfW en Alemania, Bpifrance en Francia, Invitalia en Italia– y se financian con fondos climáticos nacionales o europeos. En la práctica, buscan mejorar la accesibilidad al capital, abaratar el coste medio de financiación y asegurar que la industria pueda acometer proyectos de electrificación y reducción de emisiones de gran escala.



Tabla 19. Comparativa nacional de apoyo al CAPEX: Financiación pública directa y fondos estatales de blended finance

País	Alemania -	Francia	Italia	España	
Incentivo	Líneas de crédito blando específicas KfW 295/297	<i>Prêt Vert de ADEME/Bpifrance</i>	<i>Contratti di Sviluppo Fondo per la Transizione Industriale (Invitalia).</i>	PERTE Descarbonización Industrial en su línea de préstamos reembolsables y subvención combinada.	
Detalles técnicos	Préstamos blandos; parte de la deuda puede ser bonificada (<i>tilgungszuschuss</i>) si se cumplen objetivos de ahorro energético, y combinables con subvención EEW bajo estructura <i>blended</i>	Préstamos blandos “verdes” de máximo 1-5 M€ combinables con subvenciones directas (<i>Fonds Chaleur / Fonds Décarbonisation</i>) bajo estructuras <i>blended</i>	Ambos programas contemplan un modelo mixto de subvención directa + préstamo blando (estructura <i>blended</i>)	Estructura <i>blended</i> que combina subvención a fondo perdido + préstamo blando (a 10 años, con hasta 3 de carencia).	
Datos clave	Requisitos de acceso	Certificaciones de ahorro energético o de emisiones mediante consultores acreditados, habitualmente proyectos de >500.000 € CAPEX.	A partir de 50.000–75.000 € de inversión y demostrar un plan de transición energética validado	Empresas industriales con proyectos >20 M€ (<i>Contratti di Sviluppo</i>) o >3 M€ (<i>Fondo Transizione</i>); demostrar valor estratégico	Reducción mínima de GEI del proyecto tractor (≥ 3.000 tCO ₂ e/año o $\geq 30\%$ en planta),
Intensidades de ayuda	Habitualmente 10-30% CAPEX elegible, hasta 60% si se combina con subvenciones	Normalmente 25-60% del importe de la inversión según préstamo y combinación con subvenciones de <i>Fonds Chaleur</i> etc.	<i>Contratti di Sviluppo</i> : hasta 50-60% con subvención de hasta 25% + préstamo blando para el resto <i>Fondo Transizione</i> : hasta 65% del gasto elegible	Financiación total $\leq 80\%$ donde la subvención está capada en función del tamaño empresarial (pequeña/mediana/ grande a 50–65/ 40–55/ 30–45%) y el resto lo cubre el préstamo	
Ventana de ejecución	“Ventanilla abierta” 2020–2030,	Línea permanente	<i>Contratti di Sviluppo</i> en continuidad desde 2011	PERTE DI vigente 2023-2026	



			Fondo <i>Transizione</i> abierto desde 2023 hasta agotar recursos nacionales	Préstamos a 10 años con 3 años de carencia
Dotación presupuestaria del programa	No publicado	No publicado	Convocatoria 2025: 134 millones de euros	Línea 1: 1.000 millones de euros en ayudas (subvenciones + préstamos) Inversión pública total prevista bajo programas PERTE: 3.170 millones de euros;
Origen de la financiación	KTF (<i>Klima-und-Transformationsfonds</i>) nutrido con ETS y régimen nacional CO2	Presupuesto nacional + fondos France 2030 (con apoyo UE).	Presupuesto nacional	Plan de Recuperación con fondos NextGen EU

Cabe destacar cómo el modelo español, el más exigente en el acceso, es el único que fija criterios específicos de reducción de emisiones cuantificables, pues en Francia el requisito es solo cualitativo en lo que a demostrar un plan de transición se refiere. El acceso en Alemania es bastante amplio y equilibrado entre pymes y grandes empresas, mientras que el modelo italiano está muy enfocado a grandes grupos industriales con valor estratégico para la competitividad nacional. Además, el modelo italiano destaca por ser el más completo en la oferta de *blending*, si bien todos los casos convergen en una ayuda total máxima estimada en 50-60% del CAPEX, con la excepción de España que puede alcanzar el 80% en la suma de subvención y préstamo. En todos los casos son modelos de *blending* que combinan financiación blanda con subvenciones a fondo perdido, en algunos casos dentro del mismo programa (Italia y España) y en otros permitiendo la combinación con otros programas de subvenciones (Alemania y Francia).



4.6.5. Planificación estratégica con apoyo financiero y regulatorio

Bajo esta categoría de “planificación estratégica con apoyo financiero y regulatorio” incluimos los instrumentos globales de planificación estatal que establecen un marco regulatorio y acciones de financiación que, de una forma u otra, inciden en el CAPEX de las tecnologías de descarbonización industrial. Al establecer estrategias nacionales de descarbonización o promoción de diferentes tecnologías (por ejemplo, la estrategia de captura y almacenamiento de carbono francesa), el Estado ya marca una hoja de ruta regulatoria y acompaña las medidas de mecanismos de apoyo financiero para asegurar el cumplimiento. La fijación de metas nacionales permite asimismo otorgar previsibilidad y dirección a la inversión privada.

La tabla inferior captura este tipo de instrumentos de planificación con apoyo financiero y regulatorio. Se ha excluido España e Italia por carecer de un marco regulatorio y financiero específico para descarbonización del calor de proceso industrial y sustitución de calderas fósiles por opciones descarbonizadas (electrificación o biomasa):

- En el caso de España, el PNIEC se excluye porque, aunque sí es un plan estratégico con apoyo financiero y regulatorio, no regula ni financia un instrumento concreto, dado que los apoyos financieros se canalizan a través de instrumentos derivados como serían los PERTES. De este modo, no marca intensidades de ayuda ni perímetros de elegibilidad, por lo que queda descartado.
- En el caso de Italia, el Plan Nacional de Recuperación y Resiliencia (PNRR) contempla una línea de *teleriscaldamento efficiente* (M2C3-I3.1) que impulsa la expansión de nuevas redes de calor/frío urbano y la modernización/expansión de las existentes, siempre que sean “eficientes”. Como instrumento de política energética urbana, el *teleriscaldamento efficiente* financia CAPEX en infraestructura de la red de calor y centrales de calor asociadas a la red, y por tanto no se enfoca en tecnologías de descarbonización del calor de proceso dentro de una planta industrial. El único vínculo con industria es cuando una planta cede calor residual a la red, lo cual no entraría en nuestro análisis y por tanto este instrumento queda excluido.

Tabla 20. Comparativa nacional de apoyo al CAPEX: Planificación estratégica con apoyo financiero y regulatorio

País	Alemania	Francia
Instrumento	Ley federal de planificación térmica (<i>Wärmeplanungsgesetz</i>) + programa BEW (redes de calor eficientes).	Estrategia nacional CCUS Estrategia France 2030
Datos clave	Obligación a los municipios de elaborar planes de calor, con financiación vía BEW (Módulos 1-3 cubren CAPEX de suministro renovable, redes o bombas de calor)	Estrategia de Captura, uso y Almacenamiento de CO2 (CCUS) con objetivo de 4-8,5 MtCO ₂ /año capturadas en 2030 Estrategia France 2030 con plan de inversión de 54.000 M€
Detalles técnicos		



Requisitos de acceso	En Módulo 3 son elegibles tecnologías como bombas de calor y calderas de biomasa	Estrategia France 2030 solo para sectores bajo régimen ETS y “proyectos muy grandes” con altas emisiones bajo reglas de ayudas de Estado y procedimientos competitivos
Intensidades de ayuda	Módulo 3 hasta 40% (tope en 100 M€)	La Estrategia CCUS no da ayudas concretas, solo fija metas regulatorias Estrategia France 2030 dentro de límites de ayudas de Estado UE (hasta 30% costes adicionales y máx. 200 M€/proyecto)
Ventana de ejecución	Planes de calor para municipios en 2026/ 2028 según tamaño Módulos BEW entre 12 y 48 meses Todos los programas estarán operativos hasta 2030	Estrategia CCUS a 2050 Estrategia France a 2030
Origen de la financiación	KTF (<i>Klima-und-Transformationsfonds</i>) nutrido con ETS y régimen nacional CO2	Presupuestos nacionales

De la tabla superior se desprende que, en cuanto a los instrumentos de planificación estratégica con apoyo regulatorio y financiera, el modelo alemán, si bien no es específico para usos industriales de la energía, sí está abierto a industrias que quieran integrarse en redes de calor con renovables o recuperación a nivel municipal. Por su parte, el esquema francés concentra recursos en proyectos industriales gigantes (ETS, >50 M€ inversión), con un enfoque competitivo y selectivo.

4.6.6. Mercados de certificados y obligaciones

Los mercados de certificados y obligaciones existentes actualmente constituyen en todos los casos certificaciones de ahorro energético sin que exista todavía un sistema formal de certificaciones de reducción de emisiones. En concreto, los mercados de certificados de ahorro energético son sistemas regulatorios en los que el Estado fija a determinados agentes energéticos (normalmente comercializadoras o distribuidores) una cuota mínima de ahorros de energía final que deben alcanzar en un período determinado. Estos sujetos obligados pueden cumplir la obligación de dos maneras: (i) financiando directamente proyectos de eficiencia o descarbonización en clientes finales (industria, transporte, edificios), o (ii) comprando certificados en un mercado secundario a quienes hayan ejecutado tales proyectos. Cada certificado equivale a una unidad estandarizada de ahorro de energía (p. ej., 1 kWh final).

Los proyectos de eficiencia energética pueden financiarse al emitir (tras un proceso de verificación) certificados que cotizan en ese mercado secundario y se pueden vender en el



mismo. Estos esquemas, por tanto, inciden en el CAPEX industrial de forma indirecta: al incentivar directamente la migración a una tecnología más eficiente energéticamente, permiten generar un ingreso adicional por cada unidad de energía ahorrada, que suele equivaler al 10–30 % del CAPEX dependiendo de la tecnología, la vida útil reconocida y el precio de mercado del certificado.

En la práctica, esto puede mejorar sensiblemente la tasa interna de retorno (TIR) de proyectos de electrificación y eficiencia, aunque raramente los hace viables por sí solos: se conciben como un complemento a subvenciones directas o préstamos bonificados. Los esquemas nacionales se resumen en la tabla inferior, considerando que Alemania carece de ellos:



Tabla 21. Comparativa nacional de apoyo al CAPEX: Mercados de certificados y obligaciones

País	Francia	Italia	España
Incentivo	CEE (<i>Certificats d'Économies d'Énergie</i>)	Certificados blancos (<i>Titoli di Efficienza Energetica / Certificati Bianchi</i>)	CAEs (Certificados de Ahorro Energético)
Detalles técnicos	Cómputo acumulado y actualizado que monetiza todo el ahorro de la vida útil del equipo de una sola vez	Cómputo multianual con emisión de certificados cada año durante la vida útil	Cómputo anual simplificado – cada CAE se emite un año y refleja solo el ahorro de ese año concreto, sin anticipación ni acumulación
Requisitos de acceso	Ahorros de energía final verificables vía fichas estándar o proyecto específico; obligados: vendedores de energía	Ahorros verificados por GSE; obligados: distribuidores de electricidad/gas >50k clientes; participantes voluntarios admitidos	Ahorros de energía final (estandarizados – Orden TED/845/2023– o singulares); obligados: comercializadoras de electricidad y gas y otros definidos por RD 36/2023
Datos clave	Intensidades de ayuda	Cobertura ≈15–35 % del CAPEX (depende del nº de TEE/año y del precio efectivo + contribución tarifaria. Precio medio en 2025: 21,4 €/MWh.	Cobertura ≈10–20 % del CAPEX. Referencia 2024: ~136 €/MWh de ahorro certificado recibido por beneficiarios (media). Precio medio en 204: 136 €/MWh
	Ventana de ejecución	Periodos plurianuales de obligación (actual 2022–2025).	Ciclos plurianuales con ajustes regulatorios; esquema activo con medidas de estabilización desde 2017
Origen de la financiación	Obligados distribuidores y comercializadores de energía a entregar volumen de CEE	Obligados distribuidores y comercializadores de energía de + 50.000 clientes a entregar TEE anuales	Obligados distribuidores y comercializadores de energía y operadores de productos petrolíferos a entregar CAEs



Mercado puro con coste desregulado y repercusión implícita en facturas finales	Mercado intervenido con repercusión explícita (<i>contributo tariffario</i>) vía tarifa	o, en su defecto, pagar al Fondo Nacional de Eficiencia Energética
		Mercado regulado joven con repercusión indirecta y opción de "salida" vía pago al fondo estatal

Aunque el mecanismo es bastante similar en los tres países, la diferencia del cómputo del ahorro entre los tres determina una previsibilidad de ingresos y atractivo financiero diferente:

- Los CEE franceses suponen un modelo más maduro, técnico y con unidad "*cumac*" que anticipa de golpe el valor de toda la vida útil. Por lo tanto el ingreso por ahorro energético es inmediato y concentrado. Aunque supone un incentivo muy fuerte a la inversión upfront en CAPEX de descarbonización, corre el riesgo de erosionar el incentivo de mantener el rendimiento del ahorro dado que se cobra todo al principio.
- Los certificados blancos italianos implican un reconocimiento multianual, donde cada año se acreditan los títulos mientras dure la medida. El ingreso por ahorro energético se reparte en emisiones sucesivas pero sí se anticipa.
- Los CAEs de España suponen un esquema más sencillo y anualizado, donde cada año se computa un ahorro y se genera un CAE, sin acumulación. El ingreso por ahorro energético no se anticipa ni se acumula y solo corresponde al año en curso para el que se emite el CAE. Al año siguiente es necesario volver a certificar el ahorro generado y emitir un nuevo CAE para capturar el valor económico del ahorro energético. Al igual que el modelo italiano, supone un incentivo a la permanencia al obligar a demostrar la generación de ahorros energéticos año tras año aunque pierde atractivo para un CAPEX intensivo al facilitar en menor medida el flujo de caja de la inversión en eficiencia energética.



5. Barreras a la descarbonización de calor industrial < 500 °C

El contexto industrial, energético y tecnológico marca las principales barreras para la descarbonización del calor industrial. Dado que más allá de 500 grados de temperatura los procesos industriales son difícilmente electrificables y las tecnologías disponibles no gozan de viabilidad técnica y/o económica inmediatamente o en los próximos 10 años, **este análisis de barreras considera prioritariamente el calor de proceso por debajo de 500 grados de centígrados** y asume la electrificación como vía prioritaria (excluyendo, por ejemplo, el biometano). Es en el calor por debajo de 500 grados donde, como decíamos, converge la “fruta madura” consistente en soluciones de electrificación del calor industrial en razón de su disponibilidad comercial inmediata, su proposición económica atractiva y su potencial de escalabilidad. La tabla inferior resume las principales barreras identificadas en este marco:

Tabla 22. Recapitulación de barreras para la descarbonización de calor industrial con foco en < 500 °C

CATEGORIA	BARRERA
Barreras técnicas	Límites de temperatura para bombas de calor
	Potencia pico de los e-boilers
Barreras económicas	Desequilibrio de los precios gas-electricidad
	Insuficiente rentabilidad en media temperatura
Barreras regulatorias	Salto en potencia contratada por electrificación
	Capacidad y acceso a red limitadas
	Costes y obras de refuerzo
	Penalización de la estructura de peajes y cargos
Barreras financieras	Acceso a la financiación y riesgo de integración
Barreras blandas	Escasez de capital humano y competencias en electrificación
	Sesgos culturales, aversión al riesgo y cortoplacismo



5.1. Barreras técnicas

5.1.1. Límites de temperatura para bombas de calor

La disponibilidad de tecnologías electrificadas es función del rango de temperatura para cada demanda de calor. En la práctica, la barrera técnica determinante incluyendo prototipos es el umbral de 400 grados para bombas de calor: las unidades comerciales se detienen en el umbral de 150 °C, y para 200-400 °C existen prototipos, algunos ya testados en el mercado y con viabilidad comercial-económica, pero que pierden eficiencia energética y fiabilidad. En general, más allá de 90 °C las bombas de calor son, en su mayoría, disminuyen su rendimiento en kWh calor/kWh eléctrico casi a la mitad solo al pasar de 70 a 140 °C. La tabla inferior resume el consenso industrial actual sobre esta caída paulatina de la eficiencia de las bombas de calor a medida que se incrementan los rangos de temperatura de suministro:

Tabla 23. La relación inversa entre temperaturas de suministro y eficiencia de las bombas de calor⁶⁶

Temp. de suministro (°C)	Procesos industriales habituales	COP medido (rango)	Viabilidad económica / comercial (2024-25)
40 – 60	Lavado de botellas, climatización de naves.	5 – 7	Comercial maduro: equipos de serie, decenas instalados en España, con payback inferior a 5 años.
60 – 90	Pasteurizado de leche y cerveza, agua caliente de proceso.	4 – 5	Comercial en expansión: varios fabricantes (CO ₂ , NH ₃ , HFO)
90 – 120	Secado de papel, circuitos de pintura	3 – 4	Primeras instalaciones industriales; financiación europea y PERTE
120 – 150	Tintura textil, evaporadores múltiple-efecto, secado aerosol.	2,5 – 3,0	Pilotos pre-comerciales: pocas unidades a medida, plazos 12-15 meses
150 – 180	Reactores y lavadores químicos, secado cerámico especial.	2,0 – 2,5	Demostración temprana: primer secador industrial en Austria (2024)
180 – 200	Destilación ligera de refino, stripping de solventes.	1,4 – 2,0	Prototipos de laboratorio; aún sin oferta comercial regular

Esta barrera tiene su relevancia en que, como indicamos anteriormente, apenas un 17% de los procesos industriales de baja temperatura trabajan a menos de 100 °C, mientras que el 34% trabaja a 100-400 °C y un importante 49% trabaja a más de 400 °C.⁶⁷ En consecuencia, la

⁶⁶ Elaboración propia a partir de (IEA HPT, 2023)

⁶⁷ (IEA, 2018)



mayoría de procesos de calor intermedio, como secado de papel o reactores, tienen mucho más difícil adoptar bombas de calor en la actualidad.⁶⁸

5.2. Barreras económicas

Las barreras económicas serán el foco principal del informe OIKOS y se basan en el análisis previo sobre precios energéticos y ayudas disponibles tanto para abaratar el coste energético como para abaratar el CAPEX, en tanto en cuanto incentivan la adopción de una tecnología concreta abaratando la inversión en ella. Es decir, cabe distinguir dos conceptualizaciones de barreras económicas, en línea con los apartados anteriores:

- **Barreras vinculadas al precio del insumo energético.** Es decir, los obstáculos derivados del coste de reemplazar el gas por electricidad como fuente de energía. El diferencial de precio entre gas y electricidad constituye barrera esencial, no solo para la industria, sino para todos los sectores que aspiran a descarbonizarse electrificando su suministro energético. En esencia se vinculan con costes del **OPEX**.
- **Barreras vinculadas al precio de las tecnologías de electrificación.** El paso de gas a electricidad como insumo energético implica reemplazar unas tecnologías por otras. Son barreras por tanto vinculadas principalmente al **CAPEX**, a la inversión inicial de sustitución de la caldera de gas existente por otra tecnología de provisión de calor basada en electricidad: bomba de calor, e-boiler, etc. En concreto, esta barrera se materializa concretamente en el impacto negativo del elevado CAPEX de las tecnologías de electrificación que erosiona la rentabilidad de la electrificación del calor industrial a media temperatura.

5.2.1. Desequilibrio de precios entre gas y electricidad

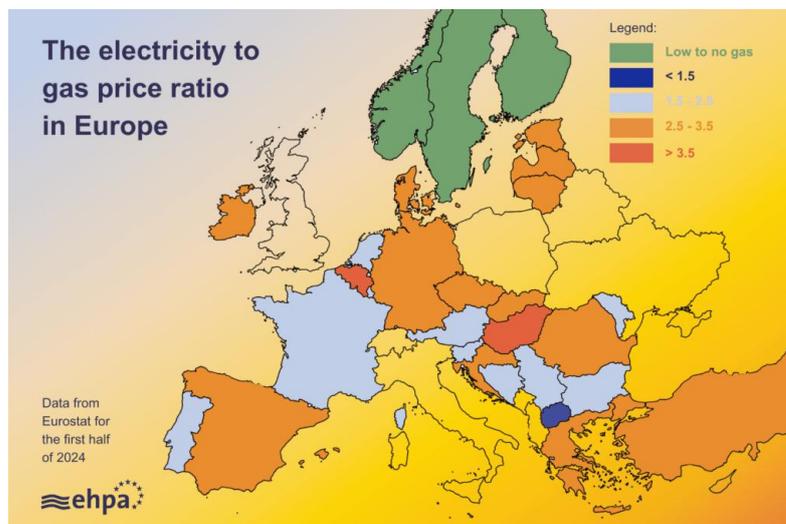
El **desequilibrio de precios relativos entre gas y electricidad** supone una barrera crítica no solo para la descarbonización industrial sino para la electrificación de nuestra economía que demanda la transición energética en sentido amplio.⁶⁹ Aunque existen escenarios donde la electrificación es económicamente más atractiva, el incentivo económico es insuficiente en muchos casos. Naturalmente, un precio del gas superior al de la electricidad es un vector notable de electrificación. La figura inferior de la Asociación Europea de Bombas de Calor (EHPA, *European Heat Pump Association*) utiliza datos de Eurostat de la primera mitad de 2024 para mostrar el diferencial gas-electricidad en Europa. Los países con menor índice (color verde) tienen un electricidad más competitiva respecto al gas y viceversa.

⁶⁸ (Jouhara, et al., 2024)

⁶⁹ Para obtener un análisis complementario del desequilibrio de precios gas-electricidad como barrera a la electrificación, considerar el informe de OIKOS sobre descarbonización de edificios, disponible aquí.



Figura 14. Mapa del diferencial de precios gas-electricidad en Europa⁷⁰



Algunos ejemplos de políticas en para el equilibrio en este sentido incluyen el Reino Unido, con una propuestas bajo examen de requilibrio fiscal que aumentaría el precio del gas entre un 30 y 50% o de exenciones de ciertos costes fijos del sistema para las bombas de calor,⁷¹ o de Países Bajos, que despliega un gravamen incremental cada año sobre el gas.

Desde 2019, la reforma de impuestos energéticos ("*belastingen*") ha desplazado la carga desde la electricidad hacia el gas. En 2025, los tipos efectivos son 0,6996 €/m³ para gas y 0,1228 €/kWh para electricidad (incl. IVA), ambos ligeramente inferiores a 2024. Con precios finales medios en 2025 de aproximadamente 0,30–0,32 €/kWh para electricidad y 1,28–1,37 €/m³ gas, el coste de calor útil es de cerca de 0,107 €/kWh-útil con bomba de calor (asumiendo un COP cercano a 3) y cerca de 0,146 €/kWh-útil con caldera de gas (asumiendo eficiencia del 90%). Por tanto, en Países Bajos el gas es en torno a 1,36–1,39× más caro por unidad de calor útil. La brecha por calor útil se ha reducido respecto a finales de la década pasada y hoy favorece la electrificación⁷² Este camino se alinea con las recomendaciones del comité de expertos del Libro Blanco sobre la Reforma Tributaria⁷³, que sugería la supresión del IVPEE y la rebaja permanente hasta el mínimo exigido por legislación europea para el IEE, dado que ambos son figuras tributarias sin equivalente en ninguno de los países de nuestro entorno.

⁷⁰ (EHPA, 2024)

⁷¹ (Government of the UK, 2023)

⁷² (Energie Nederland, 2023)

⁷³ El Libro Blanco sobre la Reforma Tributaria de 2022 puede consultarse aquí:

https://www.ief.es/docs/investigacion/comiteexpertos/LibroBlancoReformaTributaria_2022.pdf



Figura 15. Evolución del diferencial de precio entre gas y electricidad en Países Bajos

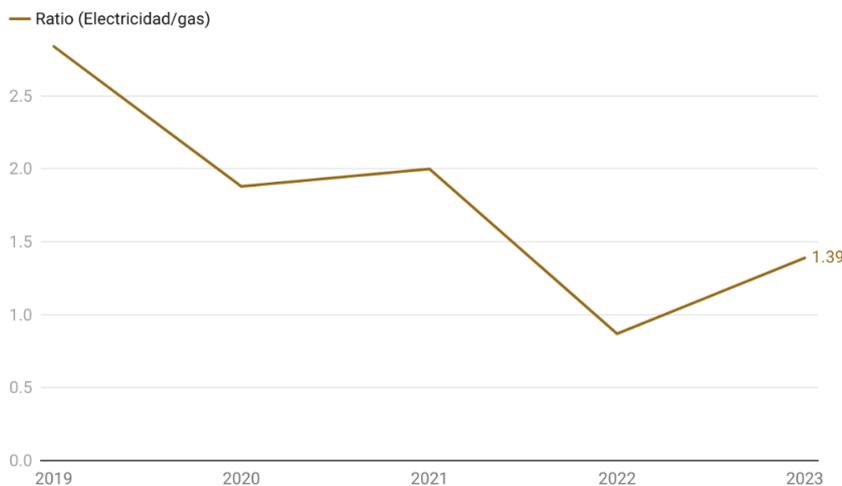


Chart: OIKOS • Created with Datawrapper

Otros *think tanks*, se han ocupado del tema recientemente y han desarrollado propuestas para lograr este reequilibrio. Bruegel, por ejemplo, propone acelerar la transferencia de carga fiscal de la electricidad a los combustibles fósiles, en cumplimiento de la Directiva europea de Fiscalidad de la Energía.⁷⁴ Por su parte, RAP (Regulatory Assistance Project) propone asimismo trasladar gravámenes de la electricidad al gas y reforzar la señal de carbono en la fiscalidad de los combustibles fósiles, con medidas concretas como reformar las tarifas de red para la industria (pasando de fijos contratados a peajes más temporales y coste-reflectivos que optimicen la flexibilidad y el desplazamiento de demandas).⁷⁵ OIKOS suscribe estas y similares propuestas, en tanto que permitan lograr un reequilibrio fiscal entre gas y electricidad a fin de reforzar competitividad de las tecnologías electrificadoras.

Existe también un esfuerzo de abordar el desequilibrio gas-electricidad a escala comunitaria, en la revisión de la Directiva de Fiscalidad de la Energía dentro del *Fit for 55*. El expediente avanza con lentitud y en junio de 2025 la Presidencia elevó un informe de progreso sin acuerdo definitivo⁷⁶ con tensiones visibles entre bloques de estados miembros. Por un lado, varios Estados con fuerte dependencia del turismo y del *shipping* presionan para suavizar el giro fiscal, mientras que países con mixes eléctricos más descarbonizados y sectores electrointensivos europeos abogan por acelerar el reequilibrio para abaratar la electricidad y

⁷⁴ Bruegel (24 de abril de 2025): *Who should be charged? Principles for fair allocation of electricity system costs*. Disponible en: <https://www.bruegel.org/policy-brief/who-should-be-charged-principles-fair-allocation-electricity-system-costs>

⁷⁵ RAP (21 de octubre de 2024): *Network charges: Paving the way for industrial electrification and competitiveness*. Disponible en: <https://www.raponline.org/blog/network-charges-paving-the-way-for-industrial-electrification-and-competitiveness/>

RAP (12 de junio de 2022): *Levelling the playing field. Aligning heating energy taxes and levies in Europe with climate goals*. Disponible en: <https://www.raponline.org/knowledge-center/aligning-heating-energy-taxes-levies-europe-climate-goals/>

⁷⁶ Consejo de la Unión Europea. (2025, 12 de junio). *Revision of the Energy Taxation Directive — Progress report (ST 7819/25)*. <https://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-7819-2025-INIT/en/pdf>



dar tracción a la electrificación, en sintonía con el Plan de Electrificación que la Comisión está preparando⁷⁷.

5.2.2. El elevado CAPEX de tecnologías electrificadas en las bandas de calor medio

El **elevado CAPEX** que caracteriza muchas tecnologías electrificadas desmotiva la inversión en reemplazar las alternativas basadas en combustibles fósiles. Dentro de los rangos de temperatura por debajo de 400 grados, cabe destacar que es el CAPEX de la bomba de calor el que aumenta a mayor temperatura, no así para la caldera de gas o las calderas eléctricas de electrodos dado que la tecnología no requiere adiciones técnicas sustanciales con saltos térmicos. La consecuencia es que el CAPEX se convierte en barrera eminentemente donde la bomba de calor tiene viabilidad potencial para reemplazar a las calderas de gas, en los tramos medios de 100-200 grados. En concreto:

- Para < 60 °C, el CAPEX típico de una bomba de calor (sin incluir combinación con compresión mecánica de vapor (MVR)) en ciertos casos, oscila en general entre 2-4 veces el de una caldera de gas industrial frente a 150 € / kW térmico para una caldera de gas). En estos casos, se requiere un alto grado de utilización para que el ahorro en consumo de gas haga rentable la inversión gracias al elevado COP de la bomba de calor que reemplaza el gas.
- Para 60-100 °C, el CAPEX de bombas de calor de CO₂/NH₃ (con vapor 95-100 °C) es significativamente superior al de una caldera de gas. Para turnos de trabajo de 24 horas (propios de industrias como lácteas y cerveceras), las bombas comienzan a adquirir paridad en costes con calderas de gas ante precios del CO₂ superiores a 60 €/tCO₂. La viabilidad de la energía solar térmica es función de demandas de superficie cifradas en 3-4 m²/kW y sol relativamente constante, todo lo cual obstaculiza su viabilidad.
- Para 100-150 °C, las bombas de calor de alta temperatura, combinadas con MVR, demuestran un CAPEX típico de 600-2.000 €/kW térmico (aunque varía considerablemente en función de las exigencias caloríficas de diferentes procesos), lo que implica un múltiplo de 3-7x de su sustitutivo de gas como norma general. En cualquier caso, la diversidad de rangos converge en la conclusión: resulta difícil para bombas de calor a estas temperaturas alcanzar costes aceptables para competir con el gas, a no ser que se disponga de calor residual de alta temperatura.
- Para 150-200 °C, el CAPEX de la bomba de calor se dispara (más de 800 €/kW térmico), de tal manera que las bombas de calor de alta temperatura se convierten en una opción viable solo cuando los equipos trabajan casi todo el año, como ocurre en el secado de papel y cartón, la prensa continua de madera o el refinado de aceites vegetales.
 - No obstante, la realidad es que muchas empresas continúan recurriendo al gas como carga base, sobre todo ante la ausencia de contratos eléctricos competitivos.
 - Las calderas de electrodos se consolidan para carga intermitente, al presentar CAPEX similar y en algunos casos inferior al gas. El problema de las calderas

⁷⁷ Comisión Europea. (2025). Electrification — Energy. (incluye la consulta pública “Have your say on the EU’s Electrification Action Plan...”, 28/08/2025). https://energy.ec.europa.eu/topics/eus-energy-system/electrification_en



de electrodos es su elevado OPEX, por eso cuando la energía es cara y la utilización baja, se utilizan para picos y respaldo flexible.

- Para 200-400 °C, el CAPEX deja de ser el problema: las bombas de calor hasta la fecha no superan esta barrera técnica y son las calderas de electrodos las únicas con opciones a sustituir las calderas de gas. Por eso en este segmento el OPEX, y específicamente el desequilibrio de precios entre gas y electricidad, es el condicionante fundamental.

5.3. Barreras regulatorias y de infraestructura: la red eléctrica

Las barreras regulatorias se incluyen junto con las de infraestructura porque refieren a obstáculos similares que son de naturaleza esencialmente regulatoria pero afectan a la infraestructura eléctrica necesaria para electrificar el calor industrial. Se trata de una barrera análoga a la que presentan los sectores de la edificación o el transporte, que también dependen de la electrificación de su suministro energético, al requerir en todos los casos un ingente esfuerzo de planificación de las redes de distribución para satisfacer el notable aumento de la demanda eléctrica.

En concreto, los problemas de conexión a la red eléctrica se materializan en cuatro obstáculos específicos a la conexión a la red de las plantas industriales:

- El salto en potencia contratada al pasar a tecnologías electrificadas
- La capacidad y acceso a la red limitadas, y los consiguientes retrasos y congestión
- Los costes y obras de refuerzo
- La penalización de la estructura de peajes

5.3.1. El salto en potencia contratada

El salto de potencia eléctrica necesaria en planta es significativo al sustituir la caldera de gas por opciones electrificadas: por ejemplo, para electrificar la generación de 10t/h de vapor a 200 °C, un e-boiler necesita 7-8 MW eléctricos de forma inmediata. Ello implica un aumento muy considerable de potencia contratada, y por ende un gran aumento del término de potencia (kW contratado) que hoy determina buena parte de la factura industrial. Dado que el término de potencia se contrata y se paga por contratar kilovatios, aunque no se consuma uno solo. Se convierte entonces en un coste fijo que la planta industrial paga por el mero hecho de conectarse a la red en media-alta tensión y con independencia del uso.

En la práctica, el salto en potencia contratada se traduce en un coste fijo inmediato donde cada MW extra implica unos 28-30.000 €/año solo en potencia P1.⁷⁸ La tabla inferior resume un ejemplo hipotético de lo que ocurriría en coste fijo adicional solo al contratar la potencia P1 para una bomba de calor y un e-boiler frente a la caldera de gas existente. Es destacable como el sobrecoste fijo afecta especialmente a los e-boilers por necesitar una potencia contratada muy superior frente a las bombas de calor, que funcionan con potencias más

⁷⁸ La Potencia P1 se refiere al contrato de potencia eléctrica en el periodo P1, que es el primero de los 6 periodos horarios en los que se cobran los peajes y cargos. El P1 es el periodo de horas punta, incluyendo las horas laborales de 10 a 14h y de 18 a 22h que es cuando las fábricas suelen estar activas, siendo también la tarifa mas cara. Las tarifas 4 a 6, a la inversa, son las mas baratas e incluyen noches o fines de semana. En 2025, la potencia punta P1 ha sido de 28,79 €/kW-año.



bajas gracias a su mayor eficiencia (COP) y por ello se destinan a generar una energía más estable y constante frente a los picos de potencia para los que se utilizan los e-boilers.

Tabla 24. Sobrecoste fijo por el salto de potencia contratada

Tecnología para 5 MW térmicos	Potencia eléctrica necesaria	Coste fijo anual solo con potencia P1	Sobrecoste fijo inmediato sobre la caldera de gas
Caldera de gas existente	<0,1 MW	29 000 €	0
Bomba de calor (COP 3)	1,5-2 MW	44-58 000 €	+ 50-100 %
E-boiler (1 kW eléctrico = 1 kW térmico)	5 MW	144 000 €	+ 400 %

Es decir, que un e-boiler de 5 MW suma aproximadamente 144.000 k€/año de costes fijos antes de ahorrar un solo euro en combustible. En consecuencia, la estructura de la tarifa (6.1 TD en este ejemplo), al traducirse en un coste fijo inmediato, erosiona los ahorros y retrasa la amortización. De ahí que la planificación financiera de las empresas industriales se muestre altamente reticente a invertir en electrificación, sobre todo cuando implica la transferencia de costes variables a fijos.

Además, si una planta supera la potencia contratada, se activa otro cargo que supone, en la práctica, otra “penalización” por exceso de potencia, a precios que hacen muy arriesgada la estrategia de contratar menos potencia para tratar de ahorrar coste fijos.

Se trata de una barrera esencial que la patronal AELEC (Asociación De Empresas de Energía Eléctrica) atribuye a parte de los aproximadamente 60.000 M€ de inversión industrial que estima quedaron bloqueados en 2024 por problemas de acceso y potencia.⁷⁹

⁷⁹ (Guinaldo, 2025)



5.3.2. Capacidad y acceso a la red (congestión y retrasos)

Por toda Europa (Países Bajos, norte de Italia, Rhein-Ruhr en Alemania, Cataluña) existe evidencia empírica de clústeres industriales con saturación de red, sufriendo esperas para conectarse a la red con contratos de más de 5 MW que se extienden más allá de los 7 años. Específicamente en España, la evidencia empírica y anecdótica apunta a que la red de alta tensión mantiene un margen adecuado, mientras que la media-baja tensión y las subestaciones donde se conectan la mayoría de fábricas están saturadas. Solo en 2024, las distribuidoras denegaron 49% de los 67 GW de potencia solicitados en conjunto para España, lo que se tradujo específicamente para la industria en aproximadamente 10,7 GW de potencia industrial desprovistos de acceso a la red.

Esta barrera está fuertemente territorializada en las redes de distribución eléctrica (clústeres catalanes, corredores Madrid-Guadalajara, áreas portuarias, etc.) y en subestaciones y líneas de 20-132 kV. Históricamente ha adolecido también de un problema de transparencia, dado que no existía ninguna noción precisa de la capacidad firme en cada punto geográfico. Desde junio de 2025, la CNMC obliga a las distribuidoras a publicar mapas normalizados de capacidad firme a partir de criterios homogéneos de cálculo y comunicación de la capacidad disponible, con las primeras cartografías previstas para septiembre de 2025.⁸⁰

En la práctica, en aquellos puntos donde las distribuidoras eléctricas identifican una ausencia de MVA firmes,⁸¹ la solicitud de conexión a la red se deniega automáticamente y pasa a lista de espera. La planta industrial que busca conectarse puede entonces, o bien esperar a esa conexión, lo que suele aplazarse 24-36 meses como mínimo; o bien emprender directamente la obra de conexión, lo que la regulación llama “contribuciones profundas” y constituyen obras y costes de refuerzo, tratados en el siguiente epígrafe como subbarrera diferenciada. Independientemente de si la planta que busca conectarse decide esperar o acometer la obra independientemente, la evidencia empírica apunta a que el retraso habitual oscila entre 3 y 5 años.

El cuello de botella es regulatorio, si bien las medidas más recientes del Ministerio comienzan a desbloquearlo. El límite anual de inversión retribuable en redes (0,065 % del PIB para transporte y 0,13 % para distribución) —que topa la inversión “con derecho a retribución”— continúa vigente en la normativa, pero el MITECO ha lanzado una nueva planificación 2025-2030 que eleva en torno a un 62 % esos topes agregados y moviliza 13.590 M€ en transporte (REE) y 7.700 M€ adicionales en distribución, con el objetivo de habilitar hasta cerca de 27 GW de nueva demanda (grandes consumidores, centros de datos, hidrógeno, etc.). Esto permitiría autorizar más inversión retribuable cada año, anticipar refuerzos donde faltan MVA firmes y desbloquear conexiones industriales, si bien es necesario señalar que el aumento de la remuneración es una decisión que debe ser considerada cuidadosamente desde una perspectiva de coste-beneficio, ya que, dada la amplia base del sistema eléctrico, el impacto

⁸⁰ (CNMC, 2025)

⁸¹ MVA son Mega Voltio-Amperios, unidad de potencia aparente. Cuando se habla de “MVA firmes”, se está señalando la capacidad de conexión a la red garantizada, entendida como la capacidad que el operador del sistema, Red Eléctrica de España (REE), asegura que está disponible de forma estable y continua para un punto concreto de conexión. Por ejemplo, una planta industrial que solicite conexión de 50 MVA y a la que REE otorga 30 MVA firmes, solo tendría derecho de consumir hasta 30 MVA garantizados de forma contractual y continua; mientras que los 20 MVA restantes estarían condicionados a disponibilidad.



del aumento de la remuneración en términos de del coste total para la sociedad puede ser muy considerable, y por tanto ser necesitarían amplios beneficios económicos en términos de inversiones adicionales generadas para compensarlo.

Otro aspecto regulatorio es el procedimiento de gestión de las solicitudes de conexión por estricto orden de llegada, que tiene un efecto colateral de congestión importante. Cuando una petición recibe un visto bueno preliminar, la potencia firme solicitada queda automáticamente bloqueada en el modelo de la subestación y la distribuidora queda obligada por regulación a reservar esos MVA durante meses mientras el promotor reúne licencias, financiación y contratos con proveedores. Ello genera un incentivo perverso dado que, al ver que el reparto funciona como “ventanilla única y cronológica”, muchos promotores presentan varias solicitudes en diferentes nudos al mismo tiempo para tratar de quedar cubiertos ante los retrasos y dificultades de conexión. El problema es que todas esas solicitudes, si consiguen visto bueno preliminar, se contabilizan y por tanto bloquean MVA firmes aunque otra solicitud en otro punto haya prosperado.

En la práctica, esto se traduce en una lista de espera inflada con MW que quizá nunca se materialicen, la llamada “capacidad ficticia”. Esta capacidad ficticia nunca ha llegado a cuantificarse, pues la CNMC tan solo informó que en 2024: según datos agregados remitidos por las distribuidoras, se denegaron más de un 60 % de las peticiones y casi 40 GW de demanda industrial quedaron aparcados por falta de hueco en la red, es decir en torno al 40% de la potencia actualmente contratada en toda España. En este sentido, se espera que la regulación reciente de la CNMC exigiendo el detalle de caducidades y causas de renovación de los permisos, así como la estandarización de criterios en propuestas y denegaciones permita luchar contra esta bloqueo de capacidad ficticia.⁸²

En Reino Unido, el paquete de medidas denominado *Connections Reform* o TMO4+ constituye un ejemplo exitoso para solucionar este embotellamiento por capacidad ficticia. Si antes el modelo era “*first come, first served*”, ahora el nuevo paradigma es “*first ready, first needed, first connected*”. Es decir, los proyectos deben demostrar un nivel mínimo de preparación y de alineamiento estratégico para avanzar en la cola. Se introduce asimismo un sistema de puertas o etapas, donde la *Gate 1* ofrece conexión indicativa sin compromiso firme, pero la *Gate 2* asigna, para los programas que demuestren cumplir los criterios de preparación y alineamiento, una fecha concreta de conexión con ubicación firme y garantías de prioridad en la cola de solicitudes. Se impide así que un proyecto arbitrario bloquee la red por haberla solicitado primero y sin demostrar un alineamiento real con la política energética nacional.

Por tanto, es conveniente modificar los criterios de acceso a la red de modo que se apoye sobre hitos vinculantes y una caducidad más estricta y consecuente de los permisos para poner orden sobre la inflación que causa la capacidad ficticia, mientras se promueven fórmulas de acceso más flexibles.

Un ejemplo reciente de mejoras en la flexibilidad en el acceso es el de los Países Bajos. Ante la saturación de la red en un país densamente poblado y con fuerte concentración espacial de consumos, el operador del transporte TenneT ha optado por exprimir la infraestructura existente mediante contratos de acceso flexibles —los llamados *tijdsduurbonden transportrechten* (TDTR)— y tarifas de transporte diferenciadas por horas. Estos TDTR dan derecho a utilizar la capacidad contratada, como mínimo, el 85 % de las horas del año,

⁸² (CNMC, 2025)



reservándose el gestor la posibilidad de limitar el uso en el 15 % restante (anunciándolo con antelación) para aliviar las puntas. Paralelamente, el regulador neerlandés (ACM) ha introducido «tarifas de transporte tiempo-dependientes» que encarecen el uso en horas punta y abaratan su empleo en horas valle, de modo que los grandes consumidores —incluidas baterías y ciertas industrias— pagan menos si desplazan su operación fuera de las puntas o aportan flexibilidad⁸³. El impacto práctico ha sido relevante: TenneT ha puesto a disposición más de 9 GW de capacidad «fuera de punta» mediante estos contratos flexibles, un volumen equivalente a algo más del 40 % de la demanda punta nacional. Esto ha permitido desbloquear conexiones para nuevos proyectos intensivos en consumo utilizando la red existente⁸⁴.

La comparación española con estos ejemplos es relevante: a septiembre de 2025, las medidas recientes del MITECO (Real Decreto-Ley 7/2025) avanzan en esta dirección actuando solo sobre la restricción financiera del techo regulatorio, pero obvian fórmulas para paliar la falta de flexibilidad en las fórmulas de acceso. Este enfoque puede llevar a expandir la capacidad de conexión, pero a un coste para el sistema eléctrico superior al estrictamente necesario. En contraste, Regímenes como el británico y neerlandés han desplegado (además de una mayor inversión en redes) reformas de procedimiento con menor impacto sobre el gasto.

5.3.3. Costes y obras de refuerzo:

Por costes de obra nos referimos específicamente a los costes para la planta industrial de acometer por su propia cuenta la conexión a la red cuando su solicitud es denegada. En línea con lo comentado anteriormente, esta barrera es en realidad la consecuencia, incluso el único remedio en muchos casos, de la congestión en la capacidad y acceso a la red ante la ausencia de MVA firmes en un punto concreto. Específicamente, hablamos de un sobrecoste de varios millones de euros que no cubre ninguna ayuda pública en España y que puede llegar a representar una porción significativa del CAPEX asociado a la tecnología electrificada.

Incluso se han dado casos donde pese a la existencia de capacidad firme, se incurren en costes y obras de refuerzo. Existen expedientes donde la distribuidora acepta la conexión “condicionada a refuerzos”, lo que en la práctica se traduce en la necesidad de la planta industrial de financiar parte de la obra de conexión (abrir una bahía o celda adicional, tender un alimentador, etc.), generando retrasos y un impacto económico negativo.

Por ello, conviene tratar esta sub-barrera por separado de la congestión general en la red dado que implica una gestión distinta: obliga a presupuestar, diseñar y licitar una obra eléctrica íntegra, decidir quién paga cada parte y coordinar los permisos. Naturalmente, al tratarse de un coste fijo para la planificación financiera de la planta industrial, su impacto económico variará sustancialmente en función del tamaño del proyecto.

También conviene distinguir su diferente impacto en función de las diferentes tecnologías de electrificación. En industrias de baja temperatura que suelen funcionar con bombas de calor,

⁸³ GOPACS. (s. f.). Flexproducten: hoe werkt een TDTR? (Tijdsduurgebonden transportrecht), 2025, Staatscourant (Boletín Oficial NL). (2024, 19 de julio). *Tijdgebonden transporttarieven hoogspanningsnetten* (publicación oficial del code-besluit).

⁸⁴ Reuters. (2025, 7 de abril). Dutch power grid operator allocates 9 GW via off-peak contracts. Thomson Reuters.



como alimentación o farmacéutica ligera a temperaturas de hasta 100-150 °C, los costes de refuerzo pesan menos pues la demanda eléctrica normalmente se ajusta al transformador y alimentador existentes y el refuerzo típico consiste en abrir una celda o un tramo pequeño de línea de media tensión con costes bajos a plazos de 6-18 meses. Pero para la generación de vapor a 180-240 °C con e-boilers de 5-20 MW, casi siempre se exige una nueva posición en subestación y en algunas ocasiones, acompañada de una subida de tensión de 30 a 66 o 132 kV, incrementando considerablemente el peso de la obra de refuerzo en el presupuesto total del proyecto.



5.4. Barreras financieras

El alto coste de adquisición de tecnologías de electrificación constituye una barrera relevante en la transición energética en todos los sectores, ya sea en transporte (vehículo eléctrico), edificación (bombas y redes de calor para climatización) o en industria. Y, sin embargo, la disponibilidad de financiación a bajo coste marca la facilidad con la que adoptar estas tecnologías electrificadas, siempre que exista un *business case* claro de mayor rentabilidad de la inversión.

Esta barrera cobra relevancia en un país como España, caracterizado por un tejido industrial atomizado con predominio de microempresas y pymes con escaso balance para proyectos de varios millones. En 2025, las pymes representaban más del 95% del tejido empresarial español y contribuían al 66% del empleo y el 62% del Valor Añadido Bruto, cifras superiores a la de otros países europeos. En el sector industrial específicamente, las pymes (menos de 250 empleados) representaban cerca del 99% de todas las empresas, concentrando casi el 60% del empleo industrial. La brecha con Europa es también cualitativa: las pymes españolas son más pequeñas, facturan menos (-33 %) y sólo una fracción supera los 10 M € de facturación anual.⁸⁵

En este contexto, la gran industria pesada así como las “*upper midcaps*” pueden optimizar un mayor músculo financiero para obtener mejor acceso a líneas sindicadas, bonos verdes, préstamos EIB/ICO y garantías. Estas industrias suelen tener mayores facilidades para financiar proyectos de 10–100 M € y asumir riesgos de integración y parada. Hablamos de industrias caracterizadas por mercados concentrados y grandes grupos empresariales, en muchos casos internacionalizados, como acero, cemento, química básica, papel grande o refino de productos químicos. Por el contrario, otros sectores industriales muestran un tejido más fragmentado en pymes y microempresas. Ello implica una mayor dependencia de crédito bancario con colateral y flujos de caja y los tickets de 0,5–5 M € que tensionan la capacidad de deuda. Hablamos de alimentación, textil, cuero, cerámica o talleres artesanales.

Naturalmente, se trata de aproximaciones dado que la misma temperatura o proceso industrial puede enfrentar barreras de financiación muy diferentes según el tamaño de la planta, la estructura de márgenes, la infraestructura disponible en planta, o la disponibilidad de conexión a la red y probabilidad de salto en potencia, entre otros muchos factores.

De forma simplificada, las entidades financieras consideran tres parámetros fundamentales en la concesión de financiación para proyectos de electrificación industrial: (1) el CAPEX, que determina la necesidad de financiación, (2) el OPEX, clave para evaluar cash-flow y donde el precio de la electricidad será el factor determinante, y (3) el riesgo de integración, un riesgo tecnológico que mide la probabilidad de que los ahorros proyectados y la continuidad productiva se materializan al integrar una nueva tecnología de electrificación en procesos industriales existentes diseñados para combustible fósil. Otros aspectos esenciales conciernen la volatilidad e incertidumbre de precios del gas y la electricidad y el diferencial entre ambos, la exposición al precio del CO₂ (EU ETS) y la existencia de contratos de cobertura como PPAs para mitigar la volatilidad de precios.

⁸⁵ (CEPYME, 2025)



El riesgo de integración es crítico porque el retorno de un proyecto depende de la eficiencia real lograda por la integración de la nueva tecnología que captura ahorros energéticos. Una percepción elevada de riesgo de integración puede aumentar considerablemente el coste del capital para la planta industrial en busca de financiación. Aquellas tecnologías de limitada viabilidad técnica y comercial probada encontrarán trabas importantes para levantar financiación. La asimetría de información ante la elevada sofisticación técnica de procesos industriales que las entidades financieras no conocen al detalle puede asimismo complicar la financiación y encarecerla.

Por ello, aquellas tecnologías de electrificación con un CAPEX más elevado y complejidad de integración con los procesos industriales existentes suelen implicar una financiación más cara, difícil de acceder y sofisticada que demanda balances más sólidos. Por ejemplo, las calderas eléctricas suelen tener un riesgo bajo-medio dado que su reemplazo respecto a calderas de gas e integración con procesos industriales existentes son relativamente sencillos. Su riesgo principal radica en el refuerzo de red al subir la potencia contratada y el OPEX eléctrico.

Las bombas de calor industriales muestran un riesgo medio-alto al ser muy sensibles a la calidad de la fuente térmica para mantener el COP que impulsa su rentabilidad. La integración de bombas de calor con procesos industriales exige ingeniería de detalle y puede requerir largas paradas. Naturalmente, la caída del COP de las bombas de calor a medida que aumenta la temperatura (y con ello, el ahorro energético y la rentabilidad) merma su *“bankability”* o bancabilidad. Los contratos EPC (*“Engineering, Procurement and Construction”*) en modelo *“llave en mano”*, donde el contratista asume la responsabilidad de la ingeniería, el suministro de materiales y la ejecución y montaje y entrega la instalación terminada y operativa, permiten mitigar parte de este riesgo de integración para proyectos con bombas de calor.

Tecnologías de alta temperatura como hornos eléctricos normalmente muestran un riesgo muy alto dado que transforman la ruta de proceso al completo y no solo el vector energético, y con ello entran en juego nuevas variables como una curva de aprendizaje completa, los contratos de insumo (chatarra férrea, etc.) o la nueva potencia eléctrica. Por eso, tecnologías de alta temperatura implican casi siempre proyectos muy intensivos en CAPEX con paradas largas, solo al alcance de grandes grupos industriales con fuerte músculo financiero o bien financiación estructurada (*“project finance”*) y combinada (*“blended finance”*) con apoyo público, a menudo incluyendo avales que mitiguen el riesgo de crédito.

De ahí la recomendación, fruto de numerosos estudios,⁸⁶ de desplegar avales y garantías de crédito como instrumentos esenciales para mitigar el riesgo de la contrapartida y desbloquear financiación en proyectos de electrificación industrial, especialmente para tecnologías de limitada viabilidad técnica y comercial y sobre todo en alta temperatura.

⁸⁶ (Caldani, del Barrio Castro, Macchiarelli, & Marulli, 2024) (Sanchez, Moreton, & Hernandez, 2025)



5.5. Barreras blandas

Aunque influyen de forma secundaria y más cualitativa, las barreras blandas no dejan de merecer cierta atención. Destacan en concreto dos tipos: las barreras asociadas a la cualificación y el capital humano, y las barreras culturales asociadas a la aversión al riesgo y la reticencia a adoptar tecnologías innovadoras.

- **Escasez de capital humano y competencias:** muchas de las tecnologías de electrificación, debido a su carácter incipiente, carecen de equipos profesionales adecuadamente cualificados para su instalación, manejo y supervisión. Este es el caso, por ejemplo, de las bombas de calor, y en particular aquellas de mayor temperatura, dado que implican un reto operativo mayor por la integración de intercambiadores y gestión del COP, con curvas de aprendizaje más pronunciadas que para las calderas de electrodos.⁸⁷ Asimismo, la formación específica en estas tecnologías es insuficiente y actúa de cuello de botella para su despliegue masivo. Así por ejemplo, la transición a bombas de calor demanda competencia en el manejo de una serie de fluidos que puede requerir formación muy específica en la manipulación de sustancias inflamables, lo que apenas queda cubierto con los programas de certificación existentes hoy en día.⁸⁸
- **Barreras culturales de aversión al riesgo y sesgo empresarial cortoplacista.** La inercia empresarial de mantener las calderas de gas por ser la infraestructura existente dificulta la asunción de riesgos. Además, la naturaleza de muchas de estas soluciones en tanto que prototipos genera miedo a implementar los proyectos por primera vez, ante la incertidumbre tanto operativa como financiera. Ello se traduce en la exigencia de muchos directores de fábrica de pay backs inferiores a 3-5 años antes de aprobar un “first-of-its-kind” o FOAK (tecnología adoptada por primera vez), incluso si el LCOH proyectado es competitivo.⁸⁹ La combinación genera un “ciclo de espera”: sin casos de éxito, el personal no adquiere experiencia; sin experiencia, los proyectos no prosperan. Así lo documenta la EHPA, indicando que aun con un claro caso de competitividad en coste total de propiedad (TCO o *Total Cost of Ownership* en inglés), las bombas de calor se enfrentan a una reticencia empresarial ante el elevado coste inicial y la exigencia de retornos a corto plazo, ignorando los ahorros a largo plazo que generan.⁹⁰

⁸⁷ (EHPA, 2024)

⁸⁸ (LCPDelta, 2024)

⁸⁹ (EHPA, 2024)

⁹⁰ (EHPA, 2024)



6. Estimación de rentabilidad de inversiones en España vs otros países

El análisis de OIKOS pretende estimar la rentabilidad de diferentes proyectos de descarbonización por electrificación en función de la tecnología utilizada para descarbonizar el calor de proceso industrial. Al mismo tiempo, se pretende ofrecer una comparativa con países similares (Francia, Italia y Alemania), dentro del contexto regulatorio de la Unión Europea. Esto permite estimar la competitividad de diferentes inversiones industriales en descarbonización en clave europea, para luego poder extraer conclusiones de política pública acerca de la conveniencia de incentivos y su materialidad.

Para ello, el análisis de OIKOS pasa por una modelización económico-financiera. En ella, partimos primero de determinadas hipótesis de costes de inversión (CAPEX), operativos (OPEX) y costes de insumos energéticos (precios de electricidad y gas subsumidos en OPEX), así como una selección de incentivos públicos existentes. A partir de estas hipótesis de costes, estimamos la rentabilidad de las inversiones en diferentes tecnologías de descarbonización aplicando los incentivos apropiados en cada país. Es una metodología consistente con el análisis y planificación financieros realizados por las propias empresas cuando toman sus decisiones de inversión.

El enfoque metodológico parte de una serie de hipótesis:

- **Distinción entre industria electrointensiva y no electrointensiva**, lo cual resulta particularmente crítico para el cálculo del precio eléctrico. Habida cuenta de la gran divergencia en los precios finales eléctricos para una y otra, es imprescindible distinguir entre ambas:
 - o Para industria electrointensiva: se utiliza la definición aplicable en cada país a partir de la lista de industrias “con exposición significativa a fuga de carbono” marcada por la UE, y se toman las hipótesis de precios eléctricos industriales aportadas por AEGE en sus publicaciones mensuales que comparan los precios en España, Francia, Alemania e Italia.
 - o Para una industria tipo no electrointensiva, denominada “industria genérica”, se ha tomado como referencia de precio eléctrico industrial el valor del Código IE de las bandas de consumo de Eurostat. La banda IE engloba una media de consumo anual de 2 000-69 999 MWh y corresponde a sectores considerados “gran industria” que no entran en la categoría de electrointensivos.
- **Exclusión en la consideración de los incentivos de instrumentos de deuda e incentivos fiscales**, por considerar que en ambos casos dificultan la comparabilidad del análisis de impactos dado que introducen una complejidad de casuísticas muy diferentes, y cuya aplicabilidad a las empresas industriales está condicionada por sus circunstancias fiscales o de estructura de capital.
- **Armonización de parámetros básicos de las inversiones**: La casuística de las inversiones en procesos industriales es muy heterogénea. Para realizar estos análisis hemos tenido que armonizar ciertas hipótesis y supuestos de partida:
 - o Tecnologías analizadas. Nos centramos en bombas de calor para procesos térmicos de baja temperatura, calderas eléctricas y hornos eléctricos. Esto no abarca todo el abanico de tecnologías de descarbonización. En particular,



excluimos la biomasa por su fuerte componente local (limitaciones de suministro y logística del combustible que restringen su viabilidad a ámbitos locales o regionales) que dificulta enormemente la comparación entre países.

- Parámetros operativos. Homogeneizamos variables como la temperatura de operación, el factor de utilización y el perfil horario de funcionamiento.
- Parámetros económicos. Unificamos supuestos sobre estructura de capital, fiscalidad y precios de energía.

En consecuencia, **las conclusiones del análisis —y, por extensión, del informe— deben entenderse como aproximaciones generales**. Es previsible que casos específicos se desvíen de estos resultados. Ello no resta validez a las recomendaciones, que se formulan desde la neutralidad tecnológica y están diseñadas para dar cabida a un amplio rango de situaciones concretas.

- En este sentido, los **incentivos e instrumentos** incluidos finalmente en el modelo se resumen en la tabla de la página siguiente:



Tabla 25. Incentivos incluidos en la modelización de OIKOS a partir del análisis del informe

Tipología	Países				
	Alemania	Francia	Italia	España	
Incentivos a los precios eléctricos <i>** (implícitos en el cálculo de curva de precios eléctricos)</i>	1. Acceso a precio eléctrico preferente		ARENH + CAPN		
	3. Fiscalidad eléctrica ventajosa	<i>Stromsteuer</i> al mínimo UE (0,5 €/MWh).	Impuesto eléctrico al mínimo UE (0,5 €/MWh).		
	4. Reducción de tarifas de red y cargos del sistema	§19 StromNEV & KWKG y compensación estatal del resto.	Descuento hasta el 90% de peajes para grandes consumidores.	Estatuto electrointensivos: exención de cargos hasta 85%.	
	5. Compensación de CO2 indirecto	<i>Strompreiskompensation</i> : reembolso hasta 75% (16 sectores NACE).	Reembolso hasta 75% (máx. UE) a sectores expuestos.	Cobertura hasta 75% para sectores expuestos.	Esquema nacional hasta 75% (máx. UE)
	1.Subvención directa al CAPEX	EEW	<i>Fonds Chaleur</i>	<i>Conto Termico</i> ⁹¹	PERTE
Incentivos al CAPEX	2. Contratos por Diferencias en carbono (CCfDs)	Klimaschutzverträge / Carbon CfDs	<i>Contrats carbone / (CCUS)</i>		
	6. Mercados de certificados y obligaciones		CEE (<i>Certificats d'Économies d'Énergie</i>)	Certificados blancos	CAEs (Certificados de Ahorro Energético)

⁹¹ Solo cubre bombas de calor



6.1. Resultados para la industria electrointensiva

Los resultados de la modelización de impactos desarrollada por OIKOS, confirman cómo el alcance e y profundidad de los incentivos de Francia y Alemania resulta en unos retornos superiores (TIR) para los proyectos de electrificación industrial en industrias electrointensivas, que se han modelizado de forma independiente para tres tecnologías de descarbonización: bombas de calor, calderas eléctricas y hornos eléctricos.

6.1.1. Resultados para un proyecto de bomba de calor en industria electrointensiva

El gráfico inferior ilustra la modelización de OIKOS sobre la rentabilidad de un proyecto de bomba de calor para industria electrointensiva, primero sin incentivos -es decir, el precio eléctrico con incentivos a la factura eléctrica incluidos- y luego a medida que se añaden capas de incentivos al CAPEX.

Figura 16. Comparación de impactos sobre la TIR en diferentes países para un proyecto de bomba de calor en industria electrointensiva

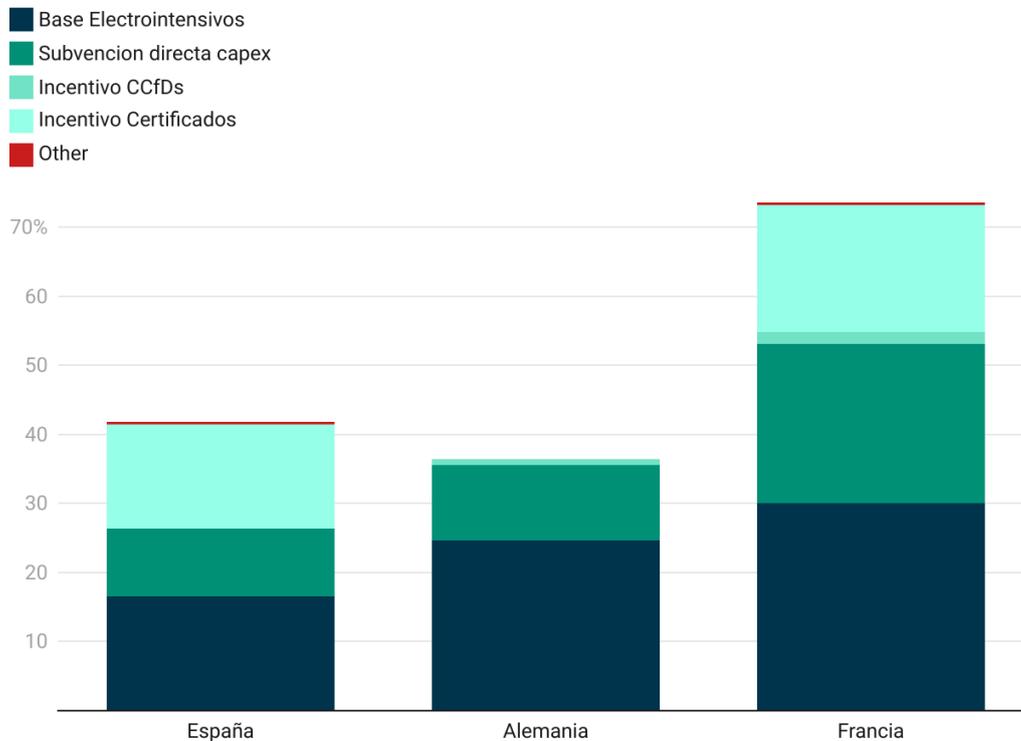


Chart: OIKOS • Source: OIKOS • Created with Datawrapper



Del gráfico se desprenden hallazgos coherentes con el análisis anterior del informe:

- Francia parte de una ventaja significativa por un precio eléctrico muy competitivo, impulsado por lo que en el informe denominamos “incentivos al precio eléctrico” como principal componente del OPEX industrial. Como la mayoría de industrias electrointensivas se acogen al sistema ARENH, disfrutaron de un acceso diferencial a energía nuclear a precio regulado. Dos instrumentos que consolidan la ventaja francesa son las subvenciones directas al CAPEX (vía *Fonds Chaleur*) y los certificados de ahorro energético (CEE), ambos más generosos que en los demás países de la comparativa. Como se verá, esta diferencia no es tan grande como en otras tecnologías (calderas y hornos): la mayor eficiencia eléctrica de las bombas de calor permite que Alemania y España alcancen ahorros relevantes; además, al tratarse de inversiones de mayor cuantía que otras tecnologías menos costosas, el retorno de la inversión en Francia resulta más moderado en el caso de las bombas de calor.
- Alemania parte de un precio eléctrico más competitivo que el español (principalmente por las compensaciones indirectas de CO₂) y ofrece una subvención CAPEX ligeramente mayor, pero la ausencia de un sistema de certificados de ahorro energético la penaliza, situando la rentabilidad por debajo de la española.
- España parte de un precio eléctrico pre-incentivos superior, explicado — además del ARENH francés y la compensación de CO₂ alemana— por menores incentivos fiscales y las reducciones de peajes y cargos en Francia y Alemania, especialmente relevantes en Alemania. Con los incentivos actuales, España podría acercarse a la rentabilidad de proyectos de electrificación en industria electrointensiva en Alemania, si bien seguiría lejos de la rentabilidad francesa. España tiene en los CAE su principal palanca para impulsar la rentabilidad de proyectos industriales electrointensivos.

6.1.2. Resultados para un proyecto de caldera eléctrica en industria electrointensiva

En el caso de una caldera eléctrica, las rentabilidades son sensiblemente menores que en una bomba de calor.

No incluimos Francia en el gráfico por tratarse de un caso singular de rentabilidades extraordinariamente altas. Ello se debe a que el ahorro por costes de carbono es tan elevado que puede superar el coste de la caldera en un solo año. Esto es posible gracias al gran diferencial entre la intensidad de carbono del gas y la del sistema eléctrico francés (una relación de casi 20:1), consecuencia de un mix eléctrico altamente descarbonizado impulsado por la generación nuclear.



Dicha situación no se observa en Alemania (apenas hay diferencia entre la intensidad de carbono del gas y la del mix eléctrico, debido al mantenimiento de centrales térmicas de carbón en operación) ni en España (relación de aprox. 1:4 entre la intensidad de carbono de la electricidad y la del gas). La alta rentabilidad francesa descansa, además, en la premisa de que las empresas internalizan en sus decisiones el coste del carbono aplicable al gas con el ETS-2 a partir de 2027; pero es posible que todavía no todas lo estén considerando plenamente.

En la comparación entre España y Alemania, en ambos casos la electrificación es rentable. Alemania parte con ventaja gracias a precios eléctricos inferiores para la industria electrointensiva, lo que permite una rentabilidad mayor. Un proyecto en España es capaz de recortar esa diferencia mediante incentivos, si bien los mecanismos alemanes también refuerzan la rentabilidad en ese país, manteniendo su ventaja.

Figura 17. Comparación de impactos sobre la TIR en diferentes países para un proyecto de caldera eléctrica en industria electrointensiva

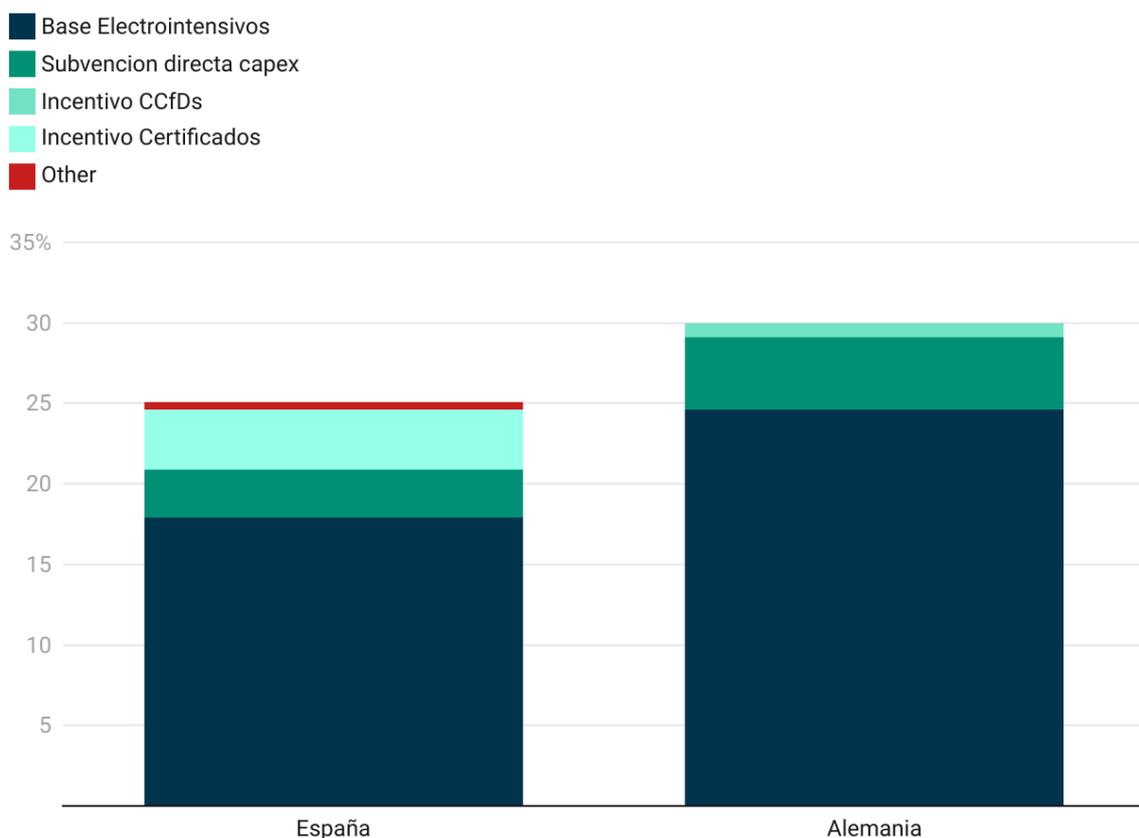


Gráfico: OIKOS • Fuente: OIKOS • Creado con Datawrapper



6.1.3. Resultados para un proyecto de horno eléctrico en industria electrointensiva

En el caso de un horno eléctrico aplicado a industria electrointensiva, la figura inferior resume asimismo la modelización de OIKOS del incremento de la rentabilidad, partiendo de los incentivos al precio eléctrico subsumidos en el concepto «base electrointensivos» y añadiendo capas sucesivas de incentivos. De nuevo, no incluimos Francia por ser un caso singular de rentabilidades extraordinariamente altas, por los mismos motivos que en el apartado anterior. El ahorro por costes de carbono es tan elevado que puede superar el coste del horno en un solo año.

Figura 18. Comparación de impactos sobre la TIR en diferentes países para un proyecto de horno eléctrico en industria electrointensiva

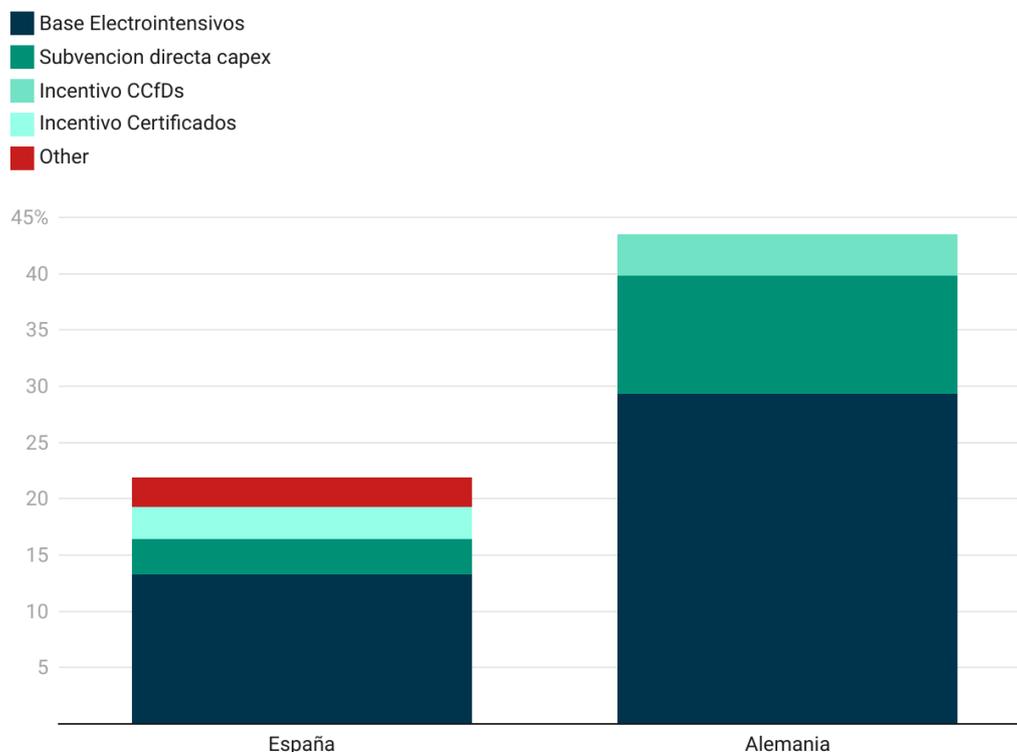


Gráfico: OIKOS • Fuente: OIKOS • Creado con Datawrapper

El caso particular de Francia obedece al gran diferencial entre la intensidad de carbono del gas y la del sistema eléctrico francés (relación de casi 20:1), consecuencia de un mix eléctrico altamente descarbonizado; algo que no se observa en Alemania (apenas existe diferencia entre la intensidad de carbono del gas y la del mix eléctrico, debido al mantenimiento de centrales térmicas de carbón operativas) ni en España (relación de aprox. 1:4 entre la intensidad de carbono de la electricidad y la del gas). La alta rentabilidad francesa descansa, además, en la premisa de que las empresas internalizan en sus decisiones el coste del carbono aplicable al gas



industrial con ETS-2 a partir de 2027, extremo que es posible que aún no esté plenamente incorporado.

En la comparación entre España y Alemania, en ambos casos la electrificación es rentable. Alemania parte con ventaja gracias a precios eléctricos inferiores para la industria electrointensiva, lo que permite una rentabilidad sensiblemente mayor. Los incentivos disponibles en España no bastan para cerrar por completo esa brecha; por el contrario, los propios incentivos alemanes refuerzan su posición, de modo que un proyecto equivalente en Alemania puede alcanzar una rentabilidad en torno al doble que en España.

6.2. Resultados para la industria no electrointensiva

En el caso de la industria genérica, que se equipara a no electrointensiva, la batería de incentivos es mucho menos ambiciosa en lo que a precio eléctrico se refiere, si bien se mantienen los incentivos al CAPEX. Dado que estas industrias tienen menores demandas energéticas, el peso del OPEX es por lo general menor mientras que son las subvenciones al CAPEX los principales vectores de rentabilidad del proyecto.

Asimismo, el caso alemán es ilustrativo en la medida en que la mayoría de sus incentivos al precio eléctrico inciden solo sobre la industria electrointensiva, de ahí la diferencia sustancial en precio eléctrico final entre su industria electrointensiva y genérica. Esto explica que, como veremos más abajo, la industria genérica alemana paga por lo general precios eléctricos mucho mayores a la española y aquí reside una ventaja importante de la industria española frente a sus competidores europeos.

6.2.1. Resultados para un proyecto de bomba de calor en industria no electrointensiva

La figura de la página siguiente captura la rentabilidad de un proyecto de bomba de calor para industria genérica donde, siguiendo la metodología del resto de gráficos anteriores, la rentabilidad “base industrial genérica” ya recoge los incentivos al precio eléctrico, sobre la que se van añadiendo las variaciones de rentabilidad de diferentes categorías de incentivos.



Figura 19. Comparación de impactos sobre la TIR en diferentes países para un proyecto de bomba de calor en industria genérica (no electrointensiva)

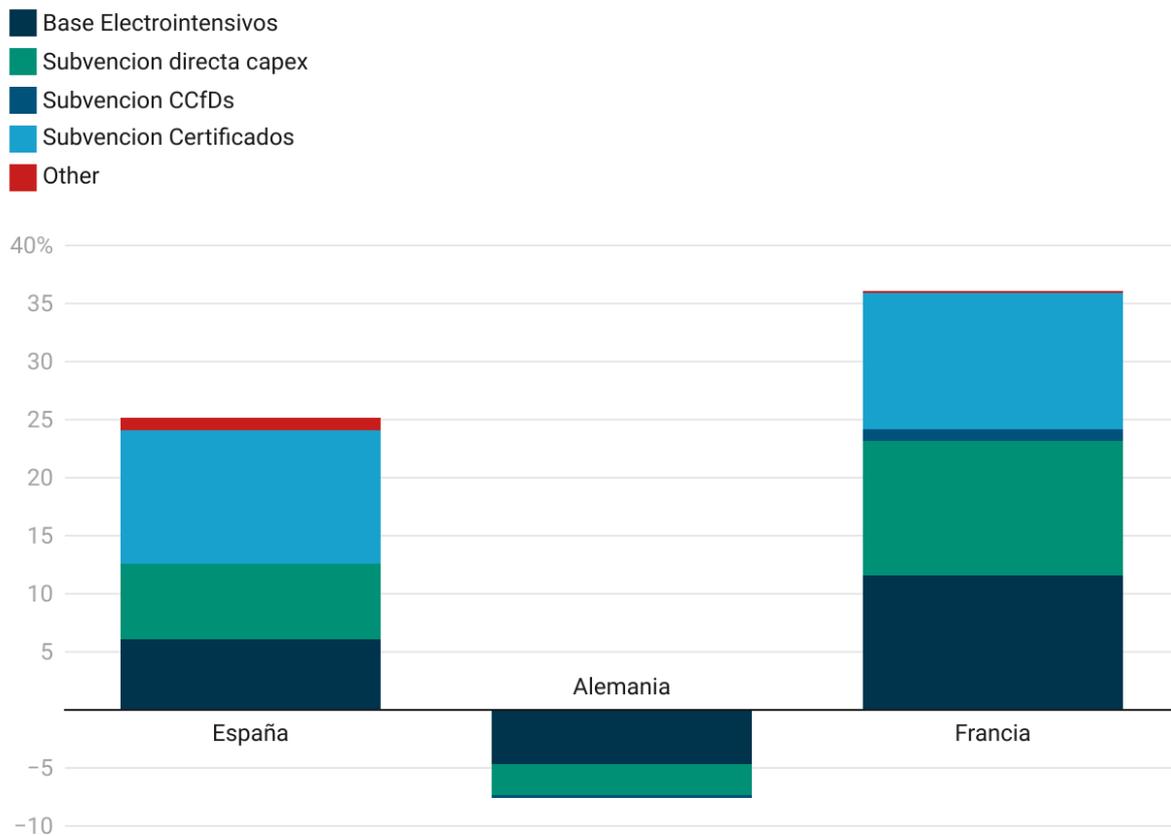


Chart: OIKOS • Source: OIKOS • Created with Datawrapper

La figura superior recoge la rentabilidad de un proyecto de bomba de calor para industria genérica donde, siguiendo la metodología de los gráficos anteriores, la rentabilidad “base industrial genérica” ya incorpora los incentivos al precio eléctrico, sobre la que se van añadiendo las variaciones de rentabilidad de distintas categorías de incentivos. Cabe destacar que Alemania no resulta rentable, principalmente por el elevado coste de la electricidad para usuarios no electrointensivos. Es la consecuencia lógica de la política alemana de bonificar determinados cargos eléctricos a la industria electrointensiva, cargos que acaban trasladándose al resto de consumidores.

También se observa que estas inversiones son rentables tanto en España como en Francia, si bien Francia mantiene una ventaja de alrededor de 10 puntos porcentuales de rentabilidad sobre España. De esa ventaja, algo más de la mitad es atribuible a precios eléctricos más bajos y el resto a un sistema de incentivos al CAPEX más generoso. No obstante, la ventaja francesa frente a España es menor que en los casos electrointensivos.



Este análisis es relevante por los siguientes motivos:

- Con incentivos, España puede ofrecer una rentabilidad atractiva en términos absolutos: TIR cercana al 25 %, equivalente a un plazo de amortización de 3–4 años, consistente con las expectativas de muchas empresas industriales.
- El país líder (Francia) también requiere incentivos para alcanzar una rentabilidad atractiva en usuarios industriales; es decir, no goza aquí de una ventaja estructural (a diferencia de los electrointensivos).
- España presenta una ventaja marcada de rentabilidad frente a otros países de gran peso industrial; Alemania es el caso más significativo, y la ventaja se extendería a Italia (no incluido en el gráfico, pero modelado por OIKOS). Esta ventaja es estructural, es decir, no depende de incentivos.
- La desventaja de España frente a Francia es moderada, por lo que puede llegar a cerrarse mediante políticas de incentivos adicionales.

6.2.2. Resultados para proyectos de caldera eléctrica o de horno eléctrico en industria no electrointensiva

En estas tecnologías (caldera u horno eléctricos) aplicadas a usuarios no electrointensivos, la modelización de OIKOS muestra rentabilidades negativas en todos los países analizados (Alemania, Francia, España e Italia). La razón principal es que el coste del calor producido con electricidad a tarifas no electrointensivas resulta superior al del calor de gas para el mismo tipo de usuario. En consecuencia, una inversión de electrificación genera un sobrecoste operativo que no queda compensado por los ahorros de CO₂, incluso en países con baja intensidad de carbono en su mix eléctrico, como Francia. Esta situación ocurre con independencia del CAPEX de los equipos eléctricos. Este resultado constituye un desincentivo económico a la electrificación que no corrigen los incentivos existentes, orientados sobre todo a CAPEX y no al OPEX.

La diferencia respecto a rentabilidad positiva de electrificación de usuarios no electrointensivos mediante las bombas de calor mostrada anteriormente se explica por las diferencias en eficiencia: con un COP de aproximadamente 3,5 frente a una caldera de gas con eficiencia cercana a 0,90, la bomba de calor requiere casi 4 veces menos energía final para entregar el mismo calor útil; por tanto, puede (al margen del coste del carbono) soportar un precio de la electricidad de hasta 4 veces el precio del gas (por unidad de energía) y seguir siendo competitiva. De ahí que, para usuarios sin precios eléctricos preferenciales (no electrointensivos), la vía actualmente viable para la electrificación sea la bomba de calor en baja/mediana temperatura, lo que como se



ha expuesto desde el punto de vista técnico limita el potencial de electrificación a procesos de bajas y medias temperaturas.

Para revertir esta situación sería necesario introducir incentivos al OPEX (p. ej., bonificaciones al precio de la electricidad para usuarios no electrointensivos), reducir peajes y cargos aplicables a estos usuarios, y/o ampliar la definición y el catálogo de sectores electrointensivos, de modo que más industrias puedan acceder a tarifas eléctricas competitivas y a un marco de apoyo que haga atractiva la sustitución del gas por electricidad.



7. Propuestas de OIKOS para la descarbonización del calor industrial

El análisis del contexto energético y tecnológico de las secciones anteriores, así como la comparativa de incentivos de cada país y el marco europeo y la modelización de impactos de tales paquetes de incentivos, arroja un panorama complejo para la industria española. El análisis complementario de barreras de la sección anterior permite atisbar algunas de las principales obstáculos, algunos específicos a tecnologías o tramos de temperatura, otros estructurales y transversales a la electrificación de la economía que vertebra la transición energética.

Además, en línea con la línea de OIKOS en la descarbonización de otros sectores de la economía como el transporte y los edificios, OIKOS propone un enfoque estratégico de priorización de políticas de apoyo a la descarbonización industrial que pretende equilibrar:

- **Viabilidad tecnológica y económica:** con un enfoque en las soluciones tecnológicas que son desplegables a escala comercial en un horizonte temporal próximo, y que pueden competir económicamente con las alternativas basadas en combustibles fósiles. Como se ha explicado, en la actualidad esto se circunscribe principalmente a los procesos térmicos industriales con temperaturas bajas y medias, por debajo de 500 grados. Es lo que denominamos “la fruta madura”.
- **Potencial de competitividad de la industria española:** identificando aquellas actividades industriales en las que España tiene potencial de competir con sus homólogas europeas. Es “la fruta madura que está en las ramas más bajas que la de otros árboles”
- **Eficiencia en el uso de incentivos:** con incentivos enfocados a las áreas donde la industria española pueda mejor capturar la ventaja competitiva de la descarbonización con respecto a la competencia europea e internacional, y priorizando los tipos de incentivo que minimizan su coste social y fiscal (en términos de euros por tonelada de CO2 evitada y por su efectividad en aumentar el atractivo de las inversiones). Es, siguiendo la metáfora, “la minimización del coste en la cosecha de la fruta madura”.

7.1. El enfoque: priorización de la “fruta madura” en bajas y medias temperaturas

Como se ha expuesto anteriormente, no todo el calor de proceso industrial es descarbonizable inmediatamente ni de la misma manera. Las tecnologías de descarbonización están disponibles y son viables inmediatamente solo para los tramos de menores temperatura, siempre por debajo de aproximadamente los 500 grados centígrados de demanda de calor de proceso, de ahí la necesidad de una segmentación del calor de proceso industrial por rangos de temperatura. Como sabemos, es apreciable un patrón donde a mayor temperatura del calor de proceso industrial, mayor dificultad para descarbonizar el proceso, tanto en la



complejidad técnica como en la caída de rentabilidad de las tecnologías de descarbonización frente al uso de combustibles fósiles.

En línea con ello, OIKOS propone enfocarse en la “**fruta madura que no acaba de caer**”. Llamamos “fruta madura” a la electrificación a bajas y medias temperaturas (hasta 500 grados), donde existen soluciones viables económicamente y de comercialización actual, con grados de adopción y madurez distintos pero accesibles en los próximos 5-10 años. Es posible que algunas de estas soluciones (en particular en los tramos más bajos de temperatura) pueden ser rentables sin incentivos adicionales. Sin embargo, dado el escaso desarrollo relativo del sector de descarbonización industrial, consideramos que en estos casos persisten muchas otras barreras que hacen que la fruta “no termine de caer”, por lo que se justifica su acceso a incentivos hasta que las rentabilidades sean lo suficientemente atractivas para que la inversión supere esas barreras y se dinamice el sector.

Este enfoque tiene el valor estratégico añadido de centrarse en procesos y tipologías de industria que concentran el grueso del tejido industrial español: agroalimentario, papel y pulpa, textil, química ligera, etc.

No por ello OIKOS olvida la descarbonización de los sectores y procesos de difícil descarbonización (“*hard-to-abate*”) que trabajan a altas temperaturas. En estos casos se justifican incentivos estratégicos con un fuerte componente de inversión en I+D+i para facilitar la transición de prototipos y pilotos a soluciones reales y comercializables, pero consideramos que se trata de casos que pertenecen a la esfera de la política de I+D+i más que a la política industrial.

7.2. Propuestas concretas de OIKOS

Dentro del enfoque presentado anteriormente, OIKOS propone dos líneas directrices que el *policy maker* español podría considerar a la hora de equilibrar competitividad, descarbonización y eficiencia fiscal en la formulación de políticas industriales:

7.2.1. Específicamente para la industria electrointensiva, promover la armonización europea de las políticas de ayudas de estado

Mientras otros países abaratan significativamente la factura eléctrica final para su industria electrointensiva, la industria electrointensiva española paga precios mucho mayores. El marco europeo es flexible en este sentido y otros países (no así España) lo han optimizado al máximo; por ejemplo empujando al mínimo permitido la fiscalidad de la electricidad para grandes consumidores industriales. No entramos en un análisis en este informe sobre los posibles saldos netos (fiscales, económicos y sociales) de apoyar a los sectores electrointensivos. Pero sí consideramos procedente que exista un debate político a nivel europeo sobre el nivel de “barra libre” aceptable y la existencia de dinámicas “*beggar thy neighbour*” de competencia entre estados miembros.

Por ello, el *policy maker* español debería tratar de promover ese debate en Bruselas para revertir este desequilibrio y “mover la aguja” hacia una mayor convergencia de incentivos



públicos a la descarbonización industrial. Históricamente, el marco de ayudas de Estado a la energía responde más bien a una sucesión de marcos nacionales autorizados bajo criterios de mínimos comunes que a un impulso de armonización europea.

Desde las EEAG de 2014 hasta las actuales CEEAG y el nuevo marco CISAF, los Estados miembros han gozado de gran flexibilidad para diseñar sus instrumentos, lo que en la práctica ha favorecido a los países con mayor capacidad fiscal, especialmente durante el TCTF de la crisis energética. Intentos de convergencia real, como la reforma de la Directiva de Fiscalidad Energética (ETD) o la propuesta de un Fondo de Soberanía⁹², fracasaron, dejando un sistema fragmentado donde cada Estado subvenciona con sus propios medios.

Esta fragmentación se traduce en distorsiones del mercado interior: los clústeres electrointensivos tienden a concentrarse en uno o dos países, mientras que otros Estados con ventajas comparativas en generación eléctrica competitiva y renovable, como España, acaban relegados a un menor atractivo para nuevas industrias intensivas en consumo eléctrico, tal y como se desprende de la modelización de OIKOS. De ahí la necesidad de una armonización que permitiría la expansión de clústeres electrointensivos de forma más equilibrada en toda la Unión, permitiendo que países como España capitalicen su recurso renovable que desplaza la importación de combustibles fósiles, y que la transición industrial europea se desarrolle en clave de cohesión y no de concentración.

En aras de superar los obstáculos de medidas anteriores, se aprecia una creciente toma de conciencia de la mutualización de los intereses de seguridad europeos y su traducción en objetivos de una mayor independencia energética de la unión. El reequilibrio del terreno de juego de precios de energía para industrias electrointensivas no tiene por qué ser una suma cero para la Unión Europea, ya que habrá ciertas inversiones que las empresas no se plantean en términos de ejecutarlas en un Estado miembro u otro, sino en términos de que si no la ejecutan en un estado x que ofrece ciertas ventajas, no la ejecutarán en ningún caso.

7.2.2. Emular a nuestros competidores en apoyos para el precio de la electricidad en el sector electrointensivo: PPA's nucleares

Como se ha expuesto, gran parte de la ventaja y apoyo francés consiste en el aprovisionamiento de la industria electrointensiva gala con electricidad procedente del parque nuclear a un precio preferente. Aunque la nuclear no ocupa aquí la posición hegemónica que tiene en Francia, sigue aportando una fracción considerable, estable y relevante del suministro eléctrico, por lo que puede contribuir a abaratar y descarbonizar consumos industriales intensivos.

⁹² La ETD pretendía armonizar impuestos energéticos y de carbono, pero fracasó por la oposición de países con industrias muy dependientes de combustibles fósiles (Polonia, Hungría), que tumbaron la unanimidad necesaria en el Consejo para sacar adelante la medida.

El Fondo de Soberanía Europeo, propuesto en 2023 tras la *Inflation Reduction Act* de Estados Unidos, pretendía crear un instrumento común de financiación de la competitividad industrial europea, y fracasó porque los países del norte (Alemania, Países Bajos o países nórdicos) se opusieron a la mutualización de la deuda frente a la solidaridad que reclamaban los del sur y del este.



El mecanismo podría articularse mediante un comprador central —público o con mandato público— que contrate a largo plazo un volumen acotado de producción de las centrales nucleares en operación, que en el contexto de política energética actual podría estar condicionado a la extensión de su vida útil bajo los criterios del regulador de seguridad. Ese bloque se asignaría después, por subasta competitiva, a consumidores cualificados (en particular electrointensivos) a través de contratos firmes 24/7 que trasladen al lado de la demanda las ventajas propias de la generación nuclear: estabilidad, previsibilidad de costes y firmeza. Los contratos deberían tener un precio de referencia claro, reglas de liquidación que preserven las señales del mercado mayorista y exigencias técnicas mínimas (permanencia, cobertura física, gestión de desvíos), con penalizaciones proporcionadas por incumplimientos.

Para garantizar su buena implementación, el diseño ha de ser temporal, transparente y compatible con el derecho europeo de competencia y de ayudas de Estado, con supervisión regulatoria y salvaguardas para no desplazar ni PPA's privados ni nuevas inversiones en renovables y redes (si bien, en el contexto tecnológico actual, es previsible que apele a un tipo diferente de consumidor eléctrico que requiere la firmeza en el suministro).

7.2.3. En aquellos espacios donde España tenga potencial de competitividad en atraer inversiones, maximizar el despliegue de incentivos eficientes

Como se ha expuesto, el segmento tecnología / tipo de usuario donde España tiene mayor potencial de ventaja competitiva radica en aplicaciones consistentes en el despliegue de la bomba de calor en usuarios no electrointensivos. Este tipo de aplicaciones industriales se corresponden con usos térmicos a baja/media temperatura en industrias (generalmente agroalimentaria, química ligera, papel y cartón, textil, etc.) que suponen una parte sustancial del tejido industrial español, y ocupadas por empresas que tienen una posición industrial sólida y por tanto tienen la capacidad de liderar inversiones y atraer capital adicional.

Como se ha expuesto, OIKOS ha realizado un análisis para identificar aquellos incentivos con mayor eficiencia en términos de coste fiscal o social. Entre estos instrumentos eficientes, OIKOS propone tanto “cerrar la brecha” para igualar el terreno con los incentivos existentes en otros países (como los contratos de diferencias de carbono) como el despliegue instrumentos innovadores, como los “Certificados de Ahorro en Carbono (CACs)”, que como se explicará permiten monetizar la reducción de emisiones y trasladar para facilitar el flujo de financiación a los proyectos industriales de descarbonización.

7.2.3.1. Cerrar la brecha en incentivos con otros países de nuestro entorno

La tabla inferior incluye un análisis de brechas en incentivos (específicamente al CAPEX) a la industria genérica (no electrointensiva) con objeto de perimetrar y cuantificar hasta qué punto otros países incentivan la descarbonización industrial en mejores condiciones que España, identificando asimismo qué país tiene el incentivo menos generoso de los cuatro analizados,



para cada tipología de incentivo. La recomendación de introducir o reforzar incentivos debe ser entendida en relación con su nivel de “eficiencia”, categoría que se refiere a la eficiencia social (beneficios sociales recibidos en relación al coste social incurrido) y es desarrollada en detalle en secciones posteriores.

Tabla 26. Gap analysis de incentivos al CAPEX para la industria no electrointensiva

Tipo de instrumento	Eficiencia del instrumento	Brecha entre España y el esquema más generoso	País con el incentivo más débil
Subvención directa al CAPEX	Alta	Hasta 35 pp.: las subvenciones españolas dependen del tamaño de empresa, pero la brecha con el esquema italiano, el más generoso aunque solo incluya bombas de calor (hasta 65% CAPEX), son de 35 pp. para grandes empresas, 25 pp. para medianas y 15 para pequeñas. La brecha con los esquemas agnósticos tecnológicamente de Francia y Alemania se sitúa en 10-30 pp. según tamaño empresarial.	España (incluso si solo se consideran esquemas tecnológicamente agnósticos como el francés y el alemán).
Contratos por diferencias en carbono (CfDs)	Media	100%: existencia frente a ausencia del instrumento, donde Alemania es el esquema más amplio con contratos a 10-15 años con cobertura integral.	España e Italia al carecer de este instrumento
Subvención indirecta/ mecanismo público de cobertura	Media	100%: existencia frente a ausencia del instrumento, donde solo Alemania incluye este esquema cubriendo 100% del diferencial entre coste y disposición a pagar y con contratos >10 años para productores	España, Italia y Francia al carecer de este instrumento.
Mercados de certificados y obligaciones	Baja	15-30 pp. (cobertura estimada del CAPEX= por debajo del esquema italiano.	Alemania al carecer del incentivo

7.2.3.2. Desarrollar nuevas herramientas de incentivos que respondan a necesidades del mercado: los CACs

Como se ha explicado en la [sección de Barreras de este informe](#), la experiencia práctica de la toma de decisiones por las empresas de inversiones descarbonizadora a menudo difiere del análisis teórico de ejercicios de modelación financiera, en especial en lo que se refiere a la toma en consideración de costes exógenos futuros como los costes del carbono.

En la práctica, la planificación financiera de muchas empresas no internaliza plenamente los costes futuros del carbono del ETS-2 o lo hace con alta incertidumbre. Esto es consistente con el punto de partida ante la introducción del ETS-2: se ha documentado que la adopción de precios internos de carbono sigue siendo limitada: menos de 1 de cada 5 compañías del



S&P Europe 350 declara usarlo⁹³, y entre las que reportan a CDP la cifra ronda el 14%⁹⁴. Además, incluso cuando existe un precio interno del carbono, a menudo el nivel fijado no supera el precio ETS vigente, lo que sugiere una incorporación incompleta del riesgo-precio futuro. Los estudios también evidencian que la motivación principal de las empresas para considerar inversiones en electrificación de la producción no es realmente la reducción de emisiones de carbono, sino los ahorros en costes energéticos asociados, además de posibles obligaciones regulatorias y la necesidad de modernización de equipos.

En cuanto al ETS-2, cuyo pleno arranque no se espera hasta 2027, la señal es aún emergente, con dudas sobre su trayectoria y liquidez inicial. La literatura y la evidencia empresarial muestran que la incertidumbre (regulatoria y de precios) retrasa decisiones incluso económicamente atractivas: estudios con datos de la *EIB Investment Survey*⁹⁵ y análisis de opciones reales encuentran un “valor de esperar” cuando el precio del carbono es volátil, coherente con casos observados de comportamiento en industriales que han aplazado proyectos por señales de política/mercado insuficientes.

Los CfD de carbono en parte abordan esa problemática, si bien también buscan resolver un problema de “rentas insuficientes” por ahorro de emisiones con las expectativas del mercado de precios de carbono.

Desde nuestro punto de vista, la existencia de una señal clara de precios futuros del carbono bajo el ETS-2 permitiría crear un mercado (que podría ser tanto intermediado por la administración como independiente de la misma) que monetizara parte de los derechos sobre esos ahorros futuros. Ésta es la idea detrás de los Certificados de Ahorro en Carbono (CACs), que OIKOS propone como un nuevo incentivo para la descarbonización industrial.

El principio de funcionamiento del Certificado de Ahorro en Carbono (CAC) es análogo a la de los certificados de ahorro energético que ya existen (CAEs españoles y sus homólogos en otros países), pero sustituyendo el ahorro futuro en consumo energético por el ahorro futuro en emisiones que se monetiza. Así, un CAC reconocería y certificaría un ahorro en emisiones de CO₂ (tCO₂) logrado gracias a una actuación de descarbonización (por ejemplo, electrificar una caldera industrial, sustituir fuel por biomasa) se emitiría 1 CAC por cada tonelada de CO₂ evitada (en vez del 1 CAE – 1 kWh ahorrado de los CAEs). A diferencia de los CAE, donde el obligado es el comercializador energético, en los CAC el obligado es la propia empresa industrial que realiza la inversión de descarbonización, que “vende” los ahorros en carbono a un tercero, que gracias a esa transacción recibe una compensación equivalente al valor neto presente del flujo de ahorros en derechos de emisión asociados con su actividad industrial que corresponden, por ejemplo, los primeros diez años de operación.

Así, el flujo futuro de costes de carbono se transfiere a un título negociable (CAC) que un tercero adquiere con un descuento que refleja su coste de financiación y percepción del

⁹³ The Conference Board (2023) – “Fewer than one in five companies in the S&P Europe 350 currently report using an internal carbon price” – <https://www.conference-board.org/publications/Carbon-Pricing-in-Practice-Adoption-Among-Europes-Largest-Companies>

⁹⁴ WBCSD (2025) – “14% of companies reporting to CDP use internal carbon pricing” – <https://www.wbcsd.org/news/integrating-climate-with-financials-internal-carbon-pricing/>

⁹⁵ EIB (2023) – What drives firms’ investment in climate action? Evidence from the 2022–2023 EIB Investment Survey – <https://www.eib.org/en/publications/20230114-what-drives-firms-investment-in-climate-change>



riesgo asociado. El intermediario recupera la inversión a medida que el industrial le paga, durante un plazo previamente acordado, las cantidades equivalentes al coste del carbono que hubiera emitido. El industrial, además de haber financiado así su equipo, puede conseguir, según la tecnología desplegada, unos ahorros en consumo energético importantes.

Para el industrial, el gran valor de este instrumento reside en su capacidad para traer al presente el valor futuro del CO₂ evitado, reduciendo la cuantía de la inversión neta y aumentando su rentabilidad. En consecuencia, se reduce una de las grandes barreras para la descarbonización del calor industrial, que como hemos visto es un CAPEX elevado.

Desde el punto de vista del comprador de los ahorros de carbono, la consideración clave es la percepción de los riesgos asociados, que consisten en (i) riesgo de contrapartida (es decir, que el industrial mantenga su actividad a lo largo del tiempo); (ii) los riesgos operativos del industrial (p.ej., el nivel de consumo energético, que dependerá de la evolución de su producción a lo largo del tiempo), y (iii) los riesgos vinculados a la fluctuación del precio del carbono ETS-2. La percepción de estos riesgos informara el coste de capital del comprador de los ahorros, que es la tasa de descuento que se aplicara a los ahorros esperados de carbono, y por tanto a la cuantía final que el industrial recibirá.

El refuerzo de la señal de precios podría lograrse vía regulación directa, o bien mediante instrumentos bilaterales como Contratos por Diferencia en Carbono, de forma plenamente acumulable en consonancia con el funcionamiento de los CACs.

En cuanto a los riesgos propios de la empresa industrial, ante la novedad de un instrumento así, y en el contexto de la incertidumbre actual acerca del desarrollo futuro del ETS-2, abogamos porque exista, al menos inicialmente, una racionalidad para un papel del Estado como intermediario y garante de los riesgos asociados, al menos de modo parcial. Es esta la postura que hemos adoptado en nuestro modelaje, con una garantía asumida del 70% de los ahorros futuros de los proyectos beneficiados, y una tasa de descuento hipotética del 10% (considerada conservadora teniendo en cuenta las garantías descritas). En la estimación del coste fiscal de este incentivo hemos asumido que se estructuraría mediante una línea de garantías del ICO financiada con cargo a los ingresos del ETS-2, y hemos utilizado estadísticas históricas de impago de empresas industriales para estimar el coste efectivo de esas garantías.

Los CAC son no obstante muy sensibles a:

- i. **La tasa de descuento aplicada a los ahorros futuros de CO₂ y como difiere esta de la rentabilidad a priori del proyecto:** cuanto menor sea la tasa de descuento, mayor será el valor presente y, por tanto, más aditivo el efecto del CAC sobre la rentabilidad del proyecto. *Sensu contrario*, si es mayor, su contribución se reduce e incluso puede restar valor frente a otras alternativas de financiación. Bajo la hipótesis de una tasa del 10% (conservadora en el esquema propuesto), el proyecto debe mostrar una TIR superior a ese umbral para que el CAC resulte netamente favorable; en caso contrario, serán necesarios incentivos complementarios.
- ii. **El porcentaje de ahorros de carbono monetizados:** en nuestro análisis se limita a hasta el 50% del CAPEX. Mantener un límite es relevante para alinear incentivos, evitar conflictos de interés y preservar la adicionalidad.



En esencia, los CAC constituyen un mecanismo de financiación de CAPEX respaldado por los ahorros futuros de carbono. No incrementan los flujos futuros respecto a un escenario ya descarbonizado; lo que hacen es anticiparlos, reduciendo la inversión neta inicial y mejorando la rentabilidad. Por ello resultan especialmente atractivos para empresas con restricciones de financiación o costes de capital elevados.

7.2.4. Asegurar la eficiencia (social y fiscal) de incentivos

7.2.4.1. Análisis comparativo de eficiencia de incentivos

En línea con las propuestas políticas de OIKOS para descarbonizar otros sectores como transporte o edificación, resulta crítico asegurar que el despliegue de incentivos maximice el ratio beneficio/coste. El análisis de OIKOS por ello identifica aquellas medidas que logran dos objetivos simultáneamente:

- (1) Impulsar la TIR rentabilidad del proyecto y por tanto reforzar la **competitividad** de la inversión en electrificación – **medido en** el diferencial frente a la TIR inicial previa al incentivo o ΔTIR .
- (2) Reducir emisiones al menor coste posible y por tanto lograr una descarbonización costo-efectiva – medido en €/tCO₂ evitadas. OIKOS reconoce que la medición del coste por tonelada de CO₂ evitada puede verse afectada por el horizonte temporal y metodología empleada para estimar los ahorros de emisiones. Sin embargo, conviene precisar que existen distintos modelos de incentivos y mecanismos de mercado –como los contratos de diferencias de carbono o los certificados de ahorro energético– que ya incorporan salvaguardas para mitigar ese riesgo. Estos instrumentos suelen considerar únicamente los ahorros de emisiones verificados en periodos concretos o sujetos a revisión periódica, evitando así que una única inversión acumule beneficios a lo largo de toda su vida útil sin garantizar una descarbonización efectiva. En cuanto a la cuantificación del coste asociado, existen dos perspectivas:
 - i. computando solo el coste público para las administraciones públicas, que implica recoger solo el coste de los instrumentos financiados a cargo de las cuentas públicas (la “eficiencia fiscal”)
 - ii. Computando el coste total de los incentivos, incluyendo, además del coste fiscal, el coste de los incentivos financiados por agentes sociales diferentes de las administraciones públicas (por ejemplo., los certificados de ahorro energético e instrumentos análogos, cuyo coste no lo asume el Gobierno, sino que se trasladan a otros agentes sociales (empresas obligadas y por ende, consumidores). Esta perspectiva recoge la “eficiencia social”

Al tener en cuenta estas dos variables, es posible optimizar los recursos empleados en los incentivos de tal manera que para un euro de coste de incentivo se maximiza el impacto en (1. Competitividad) y se minimiza en (2. Descarbonización eficiente), y de este modo se **maximiza la eficiencia de intensidad de la ayuda tanto en su efecto tractor de competitividad como en descarbonización.**



A estos efectos, en nuestro análisis de eficiencia de incentivos hemos realizado un modelado económico sobre un caso de bomba de calor para usuarios no electrointensivos, por tratarse de una de las aplicaciones de electrificación en las que, como se ha expuesto, España presenta mayor potencial competitivo. No obstante, las conclusiones sobre la eficiencia de los incentivos son, en gran medida, trasladables a otras tecnologías, siempre que se verifiquen las hipótesis y parámetros específicos de cada caso mediante un análisis detallado.

Este análisis queda reflejado en la figura inferior, que ilustra el equilibrio competitividad-descarbonización pero considerando solo el coste público del incentivo. Es decir, desde la perspectiva del Gobierno, cuánto costaría al erario público desplegar cada incentivo por su potencial emisor, en € de gasto público/ tCO₂ evitadas. Aquí cabe resaltar la particularidad de los instrumentos que son financiados con cargo a agentes sociales y no a las administraciones públicas, que consiguientemente muestran un coste nulo.

Figura 20. "Eficiencia Fiscal" de los incentivos en competitividad frente a intensidad de la ayuda

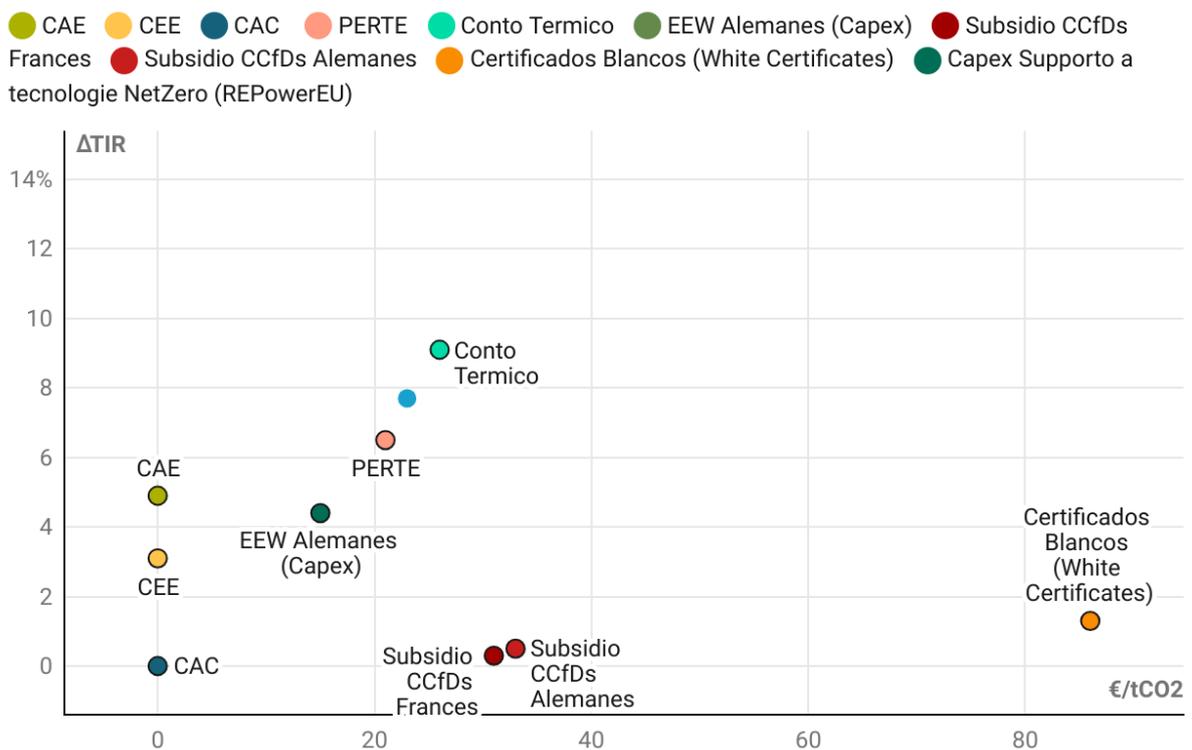


Chart: OIKOS • Source: OIKOS • Created with Datawrapper

Por ello, para tener una medida completa de la eficiencia de los incentivos, es necesario introducir la perspectiva del "Coste Social", que incluye, además del coste asumido por las administraciones públicas, el coste asumido por otros sectores sociales. Desde esta perspectiva, se aprecia una reordenación de la eficiencia social en la figura inferior:



Figura 21. Eficiencia Social de los incentivos en competitividad y descarbonización costo-efectiva

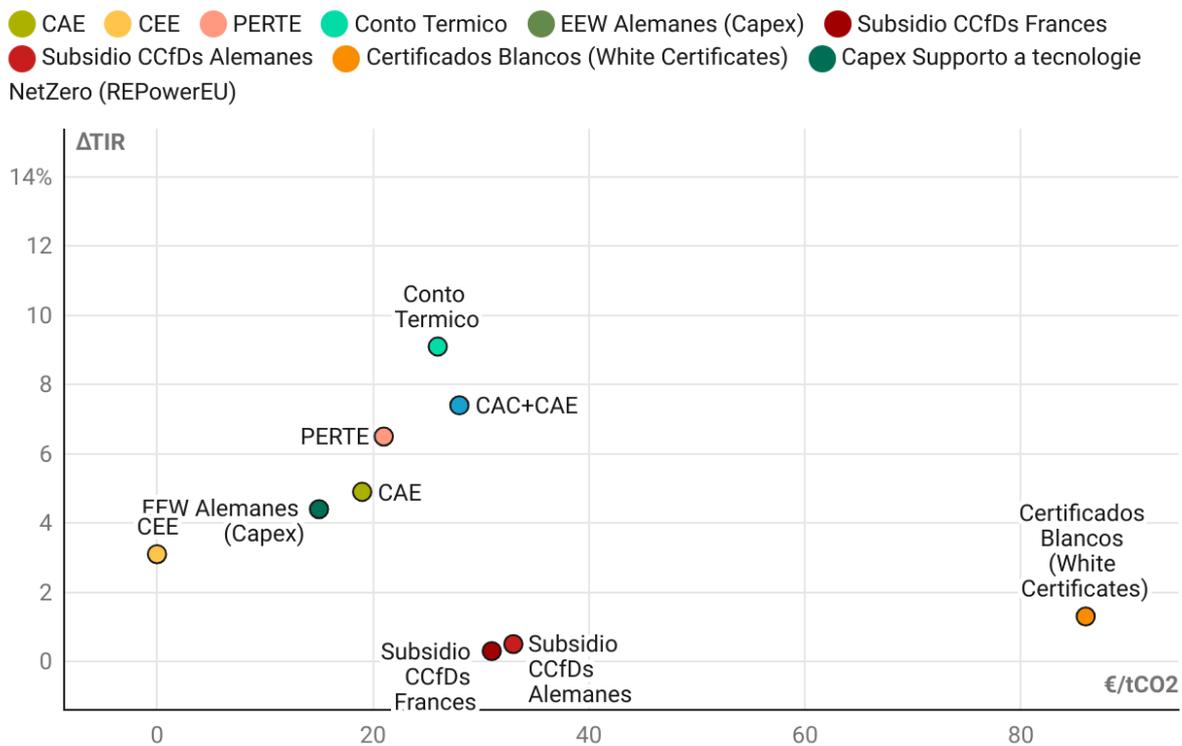


Chart: OIKOS • Source: OIKOS • Created with Datawrapper

A raíz de estos análisis, se pueden extraer las siguientes conclusiones sobre eficacia vs. eficiencia social de diferentes incentivos:

- CfD de carbono: muestran eficacia limitada. En ambos casos analizados (Alemania y Francia) el ΔTIR es bajo para un €/tCO₂ medio-alto. Esto es así porque al indexarse al precio del carbono, con sendas esperadas moderadas el flujo anual no “mueve la aguja” de la TIR tanto como un apoyo *upfront*. Por tanto son instrumentos útiles como cobertura de precio, pero poco tractores de inversión por sí solas en no electrointensivos. No obstante, tienen un nivel de eficiencia relativamente bueno y es justificable su inclusión dentro de la batería de incentivos disponibles.
- Certificados: muestran un resultado muy heterogéneo. Los CAE/CEE muestran buen ΔTIR con €/tCO₂ contenidos (p. ej., CAE \approx 5% a \sim 20 €/t; CEE \approx 3% a \sim 14 €/t). En cambio, esquemas tipo los certificados blancos italianos pueden derivar en €/tCO₂ altos (\sim 85–90) con ΔTIR modestos (\sim 1–1,5%). Es importante por tanto que los sistemas de certificados vengán acompañados de sistemas de control de precios (corredores / subastas) para asegurar la eficiencia social.
- Subvenciones a CAPEX: tienden a ser eficaces y eficientes (PERTE \approx 6,5% a \sim 19 €/t; EEW DE \approx 5% a \sim 13 €/t; NetZero/REPower \approx 4% a \sim 16 €/t), pero solo si la tecnología es eficiente, como es el caso modelado (bomba de calor con alto nivel de utilización). Por tanto su uso debe estar sujeto a criterios de eficiencia social (€/t umbral) o sistemas competitivos que permitan su concesión a los proyectos más eficientes.



- Instrumentos innovadores: como el CAC pueden resultar en ΔTIR elevados ($\approx 7-9\%$) a €/t moderados ($\sim 25-30$), por lo que, bien diseñados, pueden apalancar inversión de modo significativo con buen balance social.
- Otros habilitadores (e.g., NEBEF): impacto directo modesto en TIR ($\leq 1\%$), no sustituyen a incentivos tractores.

Es necesaria no obstante una puntualización sobre la “eficiencia social” mostrada. Aunque muchos puntos quedan por debajo del precio proyectado del ETS-2, existe en realidad una doble contabilidad: al incorporar sectores difusos, estos proyectos ya internalizan parte del valor del carbono y monetizan los ahorros esperados en los flujos de caja. Por tanto, el coste total asumido por la sociedad se configura como: coste del incentivo mostrado + precio ETS-2 aplicable.



8. Conclusión

La descarbonización de los procesos térmicos industriales a bajas y medias temperaturas mediante soluciones de electrificación es viable técnica y económicamente, lo que hace de este incipiente sector una realidad, y en consecuencia, en la actualidad se multiplican los ejemplos de proyectos de electrificación a nivel global. Gracias a un mix eléctrico cada vez más descarbonizado, la electrificación conlleva beneficios ambientales evidentes: bombas de calor, calderas de electrodos y otras tecnologías de electrificación pueden recortar en torno a un tercio de las emisiones industriales actuales sin esperar a tecnologías de alta temperatura aún inmaduras.

En este contexto tecnológico, España parte de una posición de ventaja relativa: dispone de un mix eléctrico cada vez más renovable y competitivo, un marco comunitario que refuerza la señal de precio del carbono y un sector industrial capaz de desplegar las tecnologías necesarias. Así, existe una potencialidad de presentar un contexto industrial atractivo para inversiones en electrificación del calor < 400 °C, con beneficios para la seguridad energética y la competitividad exportadora, además de la reducción de emisiones de efecto invernadero:

No obstante, no hay espacio para la complacencia. Pese a que la proyección de precios mayoristas posiciona al mercado ibérico como uno de los más baratos de Europa a finales de la década, la evolución de los precios finales de energía está condicionada a las decisiones de política energética y tarifaria. En un contexto internacional (e intracomunitario) altamente competitivo, se hace necesario que las políticas para la descarbonización de la industria estén imbuidas de un alto nivel de pragmatismo para que sea posible atraer las inversiones que conviertan ese potencial en reducción real de emisiones y en nuevas oportunidades de negocio.

Desde ese pragmatismo, es relevante que las inversiones en electrificación en los sectores electrointensivos en España no tienen el mayor atractivo relativo en el contexto internacional para España, debido a la generosidad con los precios eléctricos de los esquemas alemán y sobre todo el francés para sus industrias electrointensivas. Es posible, no obstante, hacer avances para cerrar esta brecha con nuestros vecinos, por ejemplo, desplegando sistemas análogos como los PPAs nucleares, o, como objetivo final, mediante esfuerzos para lograr una mayor armonización europea de los precios finales de la electricidad.

Por otro lado, España tiene una mayor oportunidad relativa para liderar y atraer inversiones en otros sectores industriales no electrointensivos en temperaturas medias y bajas, donde la electrificación mediante bombas de calor en particular puede ofrecer rentabilidades competitivas y particularmente atractivas en combinación con incentivos específicos, incluyendo varios donde España tiene una sólida posición de partida: p. ej., agroalimentario, textil, farmacéutico, papelería, etc.

Capturar esta oportunidad plenamente implica desarrollar una estrategia ambiciosa de incentivos para este tipo de aplicaciones industriales, cerrando posibles brechas en instrumentos con otros países de nuestro entorno, pero también desarrollando incentivos propios, siempre dentro de la racionalidad de la eficiencia social y la eficacia del instrumento.



También son relevantes medidas para mitigar barreras de tipo regulatorio y económico para el despliegue de estas soluciones, como el reequilibrio progresivo de la fiscalidad de la electricidad y del gas, el acceso a los puntos de conexión eléctrica o la flexibilidad de la demanda, propuestas que han sido desarrolladas por trabajos complementarios a este.

La ventana de oportunidad para iniciar la andadura de España en la descarbonización industrial es inmediata. Hay un creciente interés del capital privado por inversiones de la transición energética que ofrezcan mayores rentabilidades que las que acostumbran sectores más maduros como las infraestructuras en energías renovables. Y existe una cuantía nada desdeñable de fondos públicos designados para este tipo de proyectos, como por ejemplo los aproximadamente 500 millones de euros disponibles de los diversos PERTEs enfocados en descarbonización industrial, todavía por ejecutar, así como el *Innovation Fund* cuya primera subasta de descarbonización industrial es inminente.

A este respecto, es plausible que España sea capaz de captar una porción importante de las subastas del *Innovation Fund* para la descarbonización industria, de modo que con esta y futuras convocatorias, más los fondos remanentes de los PERTEs, no es difícil imaginar que España podría contar con en torno a 1 000 millones de euros para proyectos de esta índole. Este monto es considerable, tanto en volumen de inversión para un sector incipiente como en términos de impacto de reducción de emisiones (a un valor de referencia de coste por tCO₂ evitada para los incentivos más eficientes, se podría llegar a un ahorro de emisiones evitadas de 36 millones de tCO₂ a lo largo de la vida útil de los proyectos, una cuantía equivalente al 13% de las emisiones totales de la economía española en 2023).



9. Bibliografía seleccionada

- ACOGEN. (2024). *Cogeneracion 2024: Gestion y Transformacion. Mercados, Digitalizacion y Descarbonizacion*. ACOGEN. Obtenido de https://www.acogen.es/wp-content/uploads/2024/05/INFORME-ENCUESTA-COGENERACION-2024-GESTION-Y-TRANSFORMACION_ACOGEN-ADAP-COGEN_web_23-05-24.pdf
- AEGE. (2025). *Barometro Energetico en España*. AEGE. Obtenido de <https://www.aege.es/barometro-energetico-espana/>
- AITESA. (2024). *Fundamental requirements for the installation of industrial electric boilers*. Obtenido de AITESA: <https://aitesa.com/en/industrial-electric-boilers-7-fundamental-requirements-for-installation/>
- APPA Renovables. (2025). *El Momento de la Electrificación*. NTT DATA. Obtenido de https://www.appa.es/wp-content/uploads/2025/01/Presentacion-Informe-El-Momento-de-la-Electrificacion_APPA_NTT_vf.pdf
- APPA Renovables. (2025). *El Momento de la Electrificación: Energía Renovable para una Economía Competitiva*. Madrid. Obtenido de https://www.appa.es/wp-content/uploads/2025/01/Presentacion-Informe-El-Momento-de-la-Electrificacion_APPA_NTT_vf.pdf
- Apparel Impact Institute. (2025). *Low-carbon thermal energy roadmap for the textile industry*. All. Obtenido de <https://apparelimpact.org/resources/report-low-carbon-thermal-energy-roadmap-for-the-textile-industry/>
- ASCER; CIRCE; MÒDEC; Generalitat Valenciana. (2021). *Informe de tecnologías de descarbonización para la Asociación Española de Fabricantes de Azulejos y Pavimentos Cerámicos (ASCER)*. Obtenido de <https://transparencia.ascer.es/media/1045/pf-5-informe-circe-castellano.pdf>
- ASPAPEL; INERCO. (2024). *Tecnologías para la descarbonización del sector papelero*. ASPAPEL. Obtenido de https://www.aspapel.es/wp-content/uploads/2024/10/aspapel_estudio_descarbonizacion.pdf
- AutoSolar. (2024). *Aeroterminia Alta Temperatura*. Obtenido de AutoSolar: <https://autosolar.es/aeroterminia/aeroterminia-alta-temperatura?>
- Baccianti, C., Buck, M., Sartor, O., & Schröder, C. (2024). *Investing in the Green Deal: How to increase the impact and ensure*. Agora Energiewende. Obtenido de *Investing in the Green Deal: How to increase the impact and ensure*.
- Bedocchi, C., & Cassetti, G. (marzo de 2025). *Electrification of Industrial Heat: The Key to a Sustainable and Competitive Industry*. ECCO. Obtenido de <https://eccoclimate.org/wp-content/uploads/2025/03/ENRapporto-Elettrificazione-Processi-Industriali-Final.pdf>
- Caldani, S., del Barrio Castro, L., Macchiarelli, I., & Marulli, I. (2024). *Decarbonizing industrial heat to face climate change*. Arthur D Little. Obtenido de <https://www.adlittle.com/en/insights/report/decarbonizing-industrial-heat-face-climate-change>



- CEMEX. (9 de febrero de 2022). *CEMEX. Notas de prensa*. Obtenido de CEMEX y Synhelion producen clinker solo con energía solar: <https://www.cemex.es/-/cemex-y-synhelion-producen-clinker-solo-con-energia-solar>
- Cepeda, D. (19 de febrero de 2025). La mitad de las peticiones de conexión energética de las empresas se rechazan por falta de capacidad en la red. *CincoDias*. Obtenido de <https://cincodias.elpais.com/companias/2025-02-19/la-mitad-de-las-peticiones-de-conexion-energetica-de-las-empresas-se-rechazan-por-falta-de-capacidad-en-la-red.html>
- CEPYME. (2025). *Indicador CEPYME sobre la situación de la PYME. Coyuntura de las pequeñas y medianas empresas españolas*. CEPYME. Obtenido de https://cepyme.es/storage/2025/07/indicador-cepyme-1T_2025-DEF.pdf
- CIAT. (2024). *Lista de precios 2024*. CIAT. Obtenido de https://www.ciat.com/es/es/media/tarifa-de-precios-2024_tcm925-232637.pdf
- CNMC. (2024). *Memoria justificativa de la propuesta de resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia por la que se establecen los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad para el año 2025*. CNMC. Obtenido de https://www.cnmc.es/sites/default/files/editor_contenidos/Notas%20de%20prensa/2024/02%20PUBL%20Memoria%20Resoluci%C3%B3n%20peajes%20T%26D%202025%20.pdf
- CNMC. (11 de junio de 2025). *La CNMC aprueba las especificaciones para calcular la capacidad de acceso firme en redes de distribución eléctrica*. Obtenido de CMC. Notas de prensa: <https://www.cnmc.es/prensa/acceso-firme-redes-distribucion-electrica-20250611?>
- Consejo de la Unión Europea. (2003). *Directiva 2003/96/CE del Consejo*. Obtenido de EUR-Lex: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX%3A32003L0096>
- De Juan, A., Quiroga, L., López, S., Sánchez, A., & Alarcón, J. (2024). *¿Verde, competitiva y segura? Prospectivas de la transición energética española*. OIKOS; AFRY. Madrid: OIKOS. Obtenido de <https://www.oikos.eco/es/publicacion/verde-competitiva-segur>
- E3G; EEB; Beyond Fossil Fuels; CAN; SteelWatch; WWF; T&E; EPICO KlimaInnovation. (2025). *The State of the European Steel Transition*. E3G. Obtenido de <https://www.e3g.org/wp-content/uploads/The-State-of-the-European-Steel-Transition-Report.pdf>
- EHPA. (2024). *Financing heat pumps. Barriers and solutions*. Bruselas: EHPA. Obtenido de https://www.ehpa.org/wp-content/uploads/2024/05/Financing-heat-pumps-barriers-and-solutions_Final-version_May-2024.pdf
- EHPA. (4 de Octubre de 2024). *From fake news to financing: what we heard at the Heat Pump Forum 2024*. Obtenido de EHPA: <https://www.ehpa.org/news-and-resources/news/from-fake-news-to-financing-what-we-heard-at-the-heat-pump-forum-2024/>
- EHPA. (31 de mayo de 2024). *In which countries does the electricity price work for heat pumps?* Obtenido de EHPA News: <https://www.ehpa.org/news-and->



- resources/news/in-which-countries-does-the-electricity-price-work-for-heat-pumps/
- EIB. (2024). *EIB Investment Survey 2023 - Spain overview*.
- Ember. (2024). Obtenido de EU Carbon Price Tracker.: climate.org/data/carbon-price-viewer/
- Energie Nederland. (2023). *Energy Taxes on Gas and Electricity*. Amsterdam: Energie Nederland. Obtenido de <https://www.energie-nederland.nl/en/topics/taxation-financing/facts-figures/>
- Energy Efficiency and Conservation Authority. (2019). *Electrode and Electric Resistance Steam Generators and Hot Water Heaters for low carbon process heating*. Government of New Zealand. Obtenido de <https://www.genless.govt.nz/assets/Business-Resources/Electrode-electric-resistance-steam-generators-hot-water-heaters-for-low-carbon-process-heating.pdf?>
- European Commission. (2016). Regulation (EU) 2016/1952 of the European Parliament and of the Council of 26 October 2016 on European statistics on natural gas and electricity prices and repealing Directive 2008/92/EC (Text with EEA relevance). EUR-Lex. Obtenido de <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2016/1952/oj/eng?>
- European Commission. (2019). *Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity (recast) (Text with EEA relevance.)*. EUR-Lex. Obtenido de https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2019/943/oj/eng?utm_source=chatgpt.com
- European Commission. (2023). Obtenido de EU Emissions Trading System: https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/about-eu-ets_en
- European Commission. (2023). Obtenido de El FEI concede una garantía de €200 millones al Banco Santander para promover la innovación y la transición verde de las pymes.: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/es/ip_23_3982
- European Commission. (2024). *State aid Regulations*. Obtenido de Competition Policy: https://competition-policy.ec.europa.eu/state-aid/legislation/regulations_en
- European Commission. (2025). *Decarbonizing industrial process heat: Stakeholder Consultation Workshop*. European Commission. Obtenido de https://climate.ec.europa.eu/citizens-stakeholders/events/stakeholder-consultation-new-innovation-fund-auction-16-april-2025-2025-04-16_en
- European Commission. (2025). Electricity Market Design: Deadline for transposing new rules into national law. Obtenido de https://energy.ec.europa.eu/news/electricity-market-design-deadline-transposing-new-rules-national-law-2025-01-17_en?utm_
- European Commission. (2025). *Important Projects of Common European Interest (IPCEI)*. Obtenido de Competition Policy: https://competition-policy.ec.europa.eu/state-aid/ipcei_en



- European Commission. (2025). *What is the Innovation Fund?* Obtenido de European Commission: Climate: https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-funding-climate-action/innovation-fund/what-innovation-fund_en
- European Environmental Agency. (2024). *Data viewer*. Obtenido de EEA greenhouse gases: <https://www.eea.europa.eu/en/analysis/maps-and-charts/greenhouse-gases-viewer-data-viewers>
- European Investment Bank. (2025). *InvestEU*. Obtenido de European Investment Bank: <https://www.eib.org/en/products/mandates-partnerships/investeu/index?>
- European Investment Fund. (2024). Obtenido de Sustainability Guarantee Product.: https://www.eif.org/InvestEU/guarantee_products/index-sustainability.htm
- European Investment Fund. (2025b). Obtenido de EIF to back SevenGen Growth Fund with €40 million for sustainability investments.: https://www.eif.org/what_we_do/news/2025/eif-to-back-sevengen-growth-fund-with-eur40-million-for-sustainability-investments.htm
- European Parliament and Council. (2023). Obtenido de Regulation (EU) 2023/956 establishing a Carbon Border Adjustment Mechanism. Diario Oficial de la Unión Europea. : <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX%3A32023R0956>
- Eurostat. (2024). *Greenhouse gas emission accounts*. Obtenido de European Commission: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Greenhouse_gas_emission_accounts
- Eurostat. (2024). *Statistics Explained. Electricity price statistics*. European Commission. Obtenido de <https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/SEPDF/cache/45239.pdf?>
- Eurostat. (2025). *Electricity prices for non-household consumers - bi-annual data (from 2007 onwards)*. Obtenido de Eurostat: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_pc_205/default/table?lang=en&utm_source=chatgpt.com
- EY. (2025). *Un "Clean Industrial Deal" eficaz y eficiente para Europa*.
- FIAB; Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación. (N.d.). *Hoja de ruta de descarbonización de la industria de alimentación y bebidas en España*. Obtenido de https://fiab.es/es/archivos/documentos/FASE_II_RESUMEN_EJECUTIVO_HOJA_DE_RUTA_DESCARBONIZACION.pdf
- Fooladgar, E., Sepman, A., Ögren, Y., Johansson, A., Gullberg, M., & Wiinikka, H. (2024). Low-NOx thermal plasma torches: A renewable heat source for the electrified process industry. *Fuel*, 378. Obtenido de <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0016236124021082>
- Fundación Primero de Mayo; ISTAS; Syndex. (2025). *Descarbonización y empleo en el sector siderúrgico español*. Fundación Primero de Mayo. Obtenido de <https://1mayo.ccoo.es/39210a068a33d83322f726f68c3b2bcf000001.pdf>
- Global Growth Insights. (2024). *Mechanical Vapor Recompression (MVR) Market Size, Share, Growth and Industry Analysis*. Obtenido de



- <https://www.globalgrowthinsights.com/market-reports/mechanical-vapor-recompression-mvr-market-105703?>
- Global Market Insights. (2025). *Industrial Electric Boiler Market Size - By Voltage Rating, By Capacity, By Application, By Product, By Sales Channel, Analysis, Share, Growth Forecast 2025-2034*. GMI. Obtenido de <https://www.gminsights.com/industry-analysis/industrial-electric-boiler-market>
- Gobierno de España. (2024). *La línea 1 del PERTE de descarbonización industrial recibe 144 proyectos por valor de 3.000 millones de euros*. Obtenido de <https://planderecuperacion.gob.es/noticias/linea-1-perte-descarbonizacion-industrial-recibe-144-proyectos-volor-3000-millones-euros-prtr>
- Gobierno Vasco. (2025). Obtenido de Programa Descarbonización Industrial 2025: https://www.euskadi.eus/ayuda_subvencion/2025/programa-descarbonizacion-industrial-2025/web01-tramite/es/
- Government of the UK. (2023). *Heat and buildings strategy*. Department for Energy Security and Net Zero. Government of the UK. Obtenido de <https://www.gov.uk/government/publications/heat-and-buildings-strategy>
- Guinaldo, S. (18 de febrero de 2025). La falta de capacidad en la red eléctrica impide la inversión de 60.000 millones procedentes del sector industrial. *El Economista*. Obtenido de https://www.eleconomista.es/energia/noticias/13227302/02/25/la-falta-de-capacidad-en-la-red-electrica-impide-la-inversion-de-60000-millones-procedentes-del-sector-industrial.html?utm_source=chatgpt.com
- Heaten. (2025). *Heaten: Products*. Obtenido de Piston based Heat Pump up to 200 °C and 1-8 MWth: <https://www.heaten.com/products/>
- Heidelberg Materials. (17 de febrero de 2025). *Major breakthrough for plasma-heated cement kiln in Sweden*. Obtenido de Heidelberg Materials: <https://www.heidelbergmaterials-northerneurope.com/en/major-breakthrough-for-plasma-heated-cement-kiln-in-sweden>
- IDAE. (2021). *Evolucion tecnologica y prospectiva de costes de las energias renovables*. IDAE. Obtenido de https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_11227_e2_tecnologia_y_costes_7d24f737.pdf?
- IEA. (2018). *Industrial heat demand by temperature range*. IEA. Obtenido de <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/industrial-heat-demand-by-temperature-range-2018>
- IEA. (2022). *The Future of Heat Pumps*. Paris: IEA.
- IEA. (2023). *Energy Technology Perspectives 2023*. Paris: IEA.
- IEA Bioenergy. (2021). *Decarbonizing industrial process heat: the role of biomass*. IEA. Obtenido de https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2022/02/Role-of-biomass-in-industrial-heat.pdf?utm_source=chatgpt.com
- IEA HPT. (2023). *High-Temperature Heat Pumps. Task 1 - Technologies Report*. IEA. Obtenido de <https://heatpumpingtechnologies.org/annex58/wp->



- content/uploads/sites/70/2023/09/annex-58-task-1-technologies-task-report.pdf?
- INE. (2023). *Encuesta de Consumos Energeticos 2023*. INE. Obtenido de <https://www.ine.es/dyngs/Prensa/es/ECE2023.htm?>
- International Energy Agency. (2024). *Energy system: Industry*. Obtenido de IEA: <https://www.iea.org/energy-system/industry>
- Jefatura del Estado. (2022). *Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado*. Obtenido de Real Decreto-ley 18/2022, Capítulo VII, Artículo 22; BOE núm. 251: <https://www.boe.es/eli/es/rdl/2022/10/18/18>
- Jouhara, H., Zabnienska-Gora, A., Delpech, B., Olabi, V., El Samad, T., & Sayma, A. (15 de septiembre de 2024). High-temperature heat pumps: Fundamentals, modelling approaches and applications. *Energy*, 303. Obtenido de <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544224016554?>
- LCPDelta. (2024). *Analysis of the EU heating market. Work package 2*. LCPDelta. Obtenido de https://www.agora-energiawende.org/fileadmin/Projekte/2024/2024-10_EU_Clean_Heat/EU_heating_market_analysis.pdf
- McKinsey & Company. (2023). *Decarbonizing the chemical industry*. McKinsey & Company. Obtenido de <https://www.mckinsey.com/industries/chemicals/our-insights/decarbonizing-the-chemical-industry>
- Mehta, A. (28 de mayo de 2025). Meet the green technologies set to transform the geopolitics of steelmaking. *Reuters*. Obtenido de <https://www.reuters.com/sustainability/decarbonizing-industries/meet-green-technologies-set-transform-geopolitics-steelmaking-2025-05-28/>
- Ministère de la Transition énergétique. (2023). *Consultation Carbon Capture, Storage and Use (CCUS) Strategy*. Climate Change Laws of the world.
- Ministerio de Industria y Turismo. (2020). Obtenido de El Gobierno aprueba el Fondo Español de Reserva para Garantías de Entidades Electrointensivas: <https://www.mintur.gob.es/es-es/GabinetePrensa/NotasPrensa/2020/Paginas/200626Np-Fergei.aspx#:~:text=El%20Consejo%20de%20Ministros%20ha%20aprobado%20hoy%20el,el%C3%A9ctrica%20que%20tengan%20la%20condici%C3%B3n%20de%20consumidores%20electrointensivos.>
- Ministerio de Industria y Turismo. (2022). *Industria y CESCE presentan las pólizas para asegurar los contratos bilaterales de la industria electrointensiva*. Obtenido de <https://www.mintur.gob.es/es-es/gabineteprensa/notasprensa/2022/paginas/20220407-contratos-bilaterales-electrointensivas.aspx>
- Ministerio de Industria y Turismo. (2024). *Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado*. Obtenido de Orden ITU/28/2024: https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2024-1183
- Ministerio de Transición Ecológica. (2025). *Documento de Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero. Edición 2025 (1990-2023)*. Ministerio de Transición Ecológica. Madrid: Ministerio de Transición Ecológica. Obtenido de



- https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/sistema-espanol-de-inventario-sei-/es-nid-edicion-2025.pdf?utm_source=chatgpt.com
- Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2023). Obtenido de Real Decreto 36/2023: https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2023-2027
- MITECO. (2023). *Balance energetico de España 1990-2021*. Madrid: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Obtenido de https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/balances/Balances/balancedenergeticoanual/Balance-Energetico-Espana-2021_v0.pdf?utm_source=chatgpt.com
- MITECO II. (2023). *Balance energetico de España 2023*. Madrid: MITECO. Obtenido de https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/balances/Publicaciones/Documents/balance-definitivo-2023/Balance%20Energ%C3%A9tico%20Espa%C3%B1a%202023_v1.pdf?utm_source=chatgpt.com
- Oficemen. (2025). *Hoja de ruta de la industria cementera española para alcanzar la neutralidad climática en 2050*.
- Oncina Mico, A. (2024). *Electrification of High Temperatura Heating Demand: A Techno-Economic Perspective on Decarbonized Steel Making*. KTH ROYAL INSTITUTE. KTH ROYAL INSTITUTE. Obtenido de https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2%3A1905707/FULLTEXT01.pdf?utm_source=chatgpt.com
- Pantaleo, A., Trevisan, S., Mateucci, F., & Cabeza, L. (2024). Innovation trends on high-temperature thermal energy storage to defossilize energy systems. *Journal of Energy Storage*, 103. Obtenido de https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X24038477?utm_source=chatgpt.com
- Patel, S. (1 de diciembre de 2021). *Why Thermal Energy Storage Offers Hot Prospects for Power*. Obtenido de POWER: <https://www.powermag.com/why-thermal-energy-storage-offers-hot-prospects-for-power/>
- PERTE. (2023). *PERTE de descarbonización industrial*. Obtenido de <https://planderecuperacion.gob.es/como-acceder-a-los-fondos/pertes/perte-de-descarbonizacion-industrial>
- Plastics Europe. (2024). *The Plastics Transition*. Plastics Europe. Obtenido de <https://plasticseurope.org/es/plastics-europe-presenta-en-conama-the-plastics-transition-hoja-de-ruta-de-la-industria-para-unos-plasticos-circulares-y-con-cero-emisiones-netas/>
- Pyme Seguros. (2022). *Cesce presenta la cobertura de riesgo de crédito de consumidores electrointensivos*. Obtenido de <https://pymeseguros.com/cesce-presenta-la-cobertura-de-riesgo-de-cr%C3%A9dito-de-consumidores-electrointensivos>
- Quevedo, S., & Romano, M. (2023). Decarbonization of cement production by electrification. *Journal of Cleaner Production*, 425. Obtenido de <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652623030718>



- Redacción HuffPost. (2025). *Iberdrola y Bayer firman el acuerdo de las aspirinas sin emisiones*. Obtenido de <https://www.huffingtonpost.es/economia/iberdrola-bayer-firman-acuerdo-aspirinas-emisiones.html>
- Renewable Thermal Collaborative. (2024). *MVR Heat Pumps and Thermal Efficiency at Chivas Brothers Distillery*. Renewable Thermal Collaborative. Obtenido de https://www.renewablethermal.org/wp-content/uploads/2018/06/RTC_PILLER-and-Chivas-Brothers-Case-Study_Final.pdf
- RMI. (2025). *Blueprint for Success: Overcoming Challenges in Industrial Heat Decarbonization Projects*. RMI. Obtenido de <https://rmi.org/blueprint-for-success-overcoming-challenges-in-industrial-heat-decarbonization-projects/>
- Rodríguez Rodrigo, R., Díaz Martín, R., Baranda Fernández, M., Román Gallego, J., & Mayo del Río, C. (2024). Technical and economic study of solar energy concentration technologies (linear Fresnel and parabolic trough collectors) to generate process heat at medium temperature for the dairy industry of Spain. *Solar Energy*, 271. Obtenido de https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X24001142?utm_source=chatgpt.com
- Saint-Gobain. (6 de 2022 de 2023). *Saint-Gobain*. Obtenido de Hydrogen, driving the "green revolution": <https://www.saint-gobain.com/en/magazine/hydrogen-driving-green-revolution>
- Sanchez, M., Moreton, J., & Hernandez, A. (2025). *Un Clean Industrial Deal eficaz y eficiente para Europa*. EY. Madrid: EY. Obtenido de https://www.ey.com/es_es/insights/energy-resources/un-clean-industrial-deal-eficaz-y-eficiente-para-europa
- SPOT, E. (2025). *EPEX SPOT*. Obtenido de Epex spot market results.
- SPRI; Gobierno vasco; Cluster Papel. (2024). *Net-Zero Basque Industrial SuperCluster. Hoja de ruta para la descarbonización del sector pasta y papel a 2050*. SPRI. Obtenido de <https://www.spri.eus/es/sostenibilidad-ambiental/pasta-y-papel-sin-emisiones-hoja-de-ruta-para-la-descarbonizacion-de-la-industria-papelera-vasca-a-2050/>
- Turismo, M. d. (2020). *El Gobierno aprueba el Fondo Español de Reserva para Garantías de Entidades Electointensivas*. Obtenido de <https://www.mintur.gob.es/es-es/gabineteprensa/notasprensa/2020/paginas/200626np-fergei.aspx>
- US Department of Energy. (2023). *Challenges, Priorities and Opportunities for Industrial Heat Pumping Technologies*. US Department of State. Obtenido de https://www.aceee.org/sites/default/files/pdfs/IHP_Workshops_2023/Yaroslav_Chudnovsky_-_DOE.pdf
- vbw. (2023). *Internationaler Energiepreisvergleich für die Industrie*. vbw. Obtenido de https://www.vbw-bayern.de/Redaktion/Frei-zugaengliche-Medien/Abteilungen-GS/Wirtschaftspolitik/2023/Downloads/vbw-Studie_Internationaler-Energiepreisvergleich_Oktober-2023.pdf



Zier, M., Stenzel, P., Kotzur, L., & Stolten, D. (23 de mayo de 2021). A review of decarbonization options for the glass industry. *Energy Conversion and Management*.

Zier, M., Stenzel, P., Kotzur, L., & Stolten, D. (julio de 2021). A review of decarbonization options for the glass industry. *Energy Conversion and Management*, 10. Obtenido de <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2590174521000088>



Oikos



Sostenibilidad
responsable

OIKOS es un think-tank que busca contribuir al debate medioambiental desde la perspectiva liberal-conservadora. OIKOS es una asociación sin ánimo de lucro constituida en el Registro Nacional de Asociaciones de España