



Energía y Geoestrategia 2024

Instituto Español de Estudios Estratégicos
Comité Español del Consejo Mundial de la Energía
Club Español de la Energía



MINISTERIO DE DEFENSA



Patrocinador principal



Patrocinador



Energía y Geoestrategia 2024

Instituto Español de Estudios Estratégicos

Comité Español del Consejo Mundial de la Energía
Club Español de la Energía



MINISTERIO DE DEFENSA



Catálogo de Publicaciones de Defensa
<https://publicaciones.defensa.gob.es>



Catálogo de Publicaciones de la Administración General del Estado
<https://cpage.mpr.gob.es>

publicaciones.defensa.gob.es
cpage.mpr.gob.es

Edita:



Paseo de la Castellana 109, 28046 Madrid

© Autores y editor, 2024

NIPO 083-16-249-2 (edición impresa)

ISSN 2697-2174 (edición impresa)

NIPO 083-18-071-7 (edición en línea)

ISSN 2697-2182 (edición en línea)

Depósito legal M 3928-2014

Fecha de edición: mayo de 2024

Maqueta e imprime: Imprenta Ministerio de Defensa

Las opiniones emitidas en esta publicación son de exclusiva responsabilidad de los autores de la misma.

Los derechos de explotación de esta obra están amparados por la Ley de Propiedad Intelectual. Ninguna de las partes de la misma puede ser reproducida, almacenada ni transmitida en ninguna forma ni por medio alguno, electrónico, mecánico o de grabación, incluido fotocopias, o por cualquier otra forma, sin permiso previo, expreso y por escrito de los titulares del copyright ©.

En esta edición se ha utilizado papel procedente de bosques gestionados de forma sostenible y fuentes controladas.

ÍNDICE

	Página
Introducción	9
<i>Claudio Aranzadi</i>	
Entrevista con el director general de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), Francesco La Camera	35
Capítulo primero	43
Transición energética en las instalaciones militares	43
<i>Antonio González García</i>	
1. Marco introductorio. Energía y geoestrategia.....	48
2. Ventajas de la eficiencia energética para la logística e independencia energética de las instalaciones de las FAS.....	54
2.1. Reducción de la dependencia energética externa.....	54
2.2. Mayor resiliencia/seguridad energética.....	55
2.2.1. Dependencia energética de los sistemas energéticos civiles.....	56
2.2.2. Dependencias intersectoriales y potencial de efecto cascada.....	58
2.3. Desarrollo tecnológico e innovación.....	59
2.4. Ahorro económico a largo plazo.....	60
2.5. Reducción de gases de efecto invernadero	61
2.6. Mejora de la imagen institucional.....	63
2.7. Adaptación a futuras regulaciones/amenazas.....	63
3. Medidas para promover la transición energética de las instalaciones de las FAS.....	64
3.1. Definición de los requisitos operativos de los Estados Mayores	64
3.2. Modelo organizacional	64
3.3. Planificación y desarrollo de capacidades energéticas	65
3.4. Modelo coordinado con organizaciones supranacionales.....	66
3.5. I+D+i. Investigación, desarrollo e innovación tecnológica.....	70
4. Lista de parámetros y tecnologías potencialmente aplicables.....	72
4.1. Generación de energía.....	72
4.2. Distribución de energía	73
4.3. Consumo de energía.....	73

	Página
4.4. Almacenamiento de energía.....	74
5. Modelo energético de una base naval.....	74
Bibliografía.....	76
Capítulo segundo.....	77
Transición energética en las operaciones militares.....	77
<i>David Poza Cano</i>	
1. Cambio climático, transición energética y sus implicaciones.....	82
1.1. El cambio climático y las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).....	82
1.2. Vectores de la transición energética.....	86
2. Combustibles fósiles y emisiones de GEI en las Fuerzas Armadas.....	89
2.1. La excepción militar y su fin.....	89
2.2. ¿Cuál es el impacto de las actividades militares en las emisiones de GEI?.....	91
2.3. No es solo una cuestión ecológica.....	94
2.4. Por tierra, mar y aire.....	97
3. Energía y logística de las operaciones: hacia un nuevo concepto del uso de la energía.....	101
3.1. El problema de la logística de la energía en operaciones de combate ..	101
3.2. Un nuevo marco en el uso de la energía.....	105
4. Cambio climático y su efecto en la seguridad y las operaciones.....	107
5. Conclusiones.....	108
Bibliografía.....	113
Capítulo tercero.....	115
La OPEP: una larga historia y un papel esencial en el futuro energético.....	115
<i>Neil Atkinson</i>	
1. Cómo se fundó la OPEP y por qué era necesaria.....	121
2. El mundo se transformó para la OPEP en 1973.....	124
3. La década de 1980 fue desastrosa para la OPEP.....	127
4. A mediados de la década de 2010 el pasado volvió a perseguir a la OPEP.....	129
5. La OPEP tiende la mano a los países que no forman parte de la organización..	130
6. La OPEP+ reacciona ante el covid-19.....	131
7. ¿Cuáles son los desafíos a los que se enfrenta a corto y a medio plazo?.....	132
8. Ahora es más fácil lograr la reintegración de Irán en los acuerdos de producción.....	134
9. Venezuela podría llegar a convertirse en un desafío de reintegración para la OPEP.....	135
10. Libia sigue siendo un participante impredecible en los mercados internacionales de petróleo.....	137
11. ¿Puede la OPEP expandirse y seguir siendo relevante durante la transición energética?.....	137
12. Angola se retira de la OPEP.....	138
13. EAU expande sus operaciones y afirma más su posición a nivel comercial.....	139

	Página
14. Parece poco probable que se unan nuevos productores a la OPEP	140
15. La OPEP y la transición energética	142
16. La India es un ejemplo clásico en el que el petróleo tendrá un papel a largo plazo y donde habrá esperanza para la OPEP	145
17. La demanda de petróleo per cápita en los países en desarrollo es baja	148
18. Sustituir el petróleo con fuentes de energía renovables es un proceso muy largo y pertinaz	149
19. ¿Cuánto negocio le espera a la OPEP?	151
20. La OPEP seguirá desempeñando un papel importante en las próximas décadas	152
Bibliografía	154
Capítulo cuarto	157
Redes energéticas, geopolítica y transición sostenible	157
<i>Jorge Fernández Gómez</i>	
<i>Jaime Menéndez Sánchez</i>	
1. Introducción	162
2. Las redes energéticas como eje vertebrador de la transición sostenible	166
2.1. Contexto general de las redes del sistema energético	166
2.1.1. Redes energéticas vs. sistemas energéticos	166
2.1.2. Evolución histórica de las redes energéticas y situación actual	167
2.2. Redes modernas para nuevas formas de energía	170
2.2.1. Tendencias de transformación de las redes energéticas	170
2.2.2. La nueva configuración de los sistemas energéticos	175
3. Redes, trilema energético y geopolítica	178
3.1. Redes y la nueva geopolítica de la energía	178
3.2. Redes y trilema energético	181
3.2.1. Descarbonización y lucha contra la amenaza climática	182
3.2.2. Impacto sobre la competitividad de las economías	184
3.2.3. Seguridad del suministro energético	187
4. Retos y riesgos asociados al desarrollo de las nuevas redes energéticas	191
4.1. Principales retos y riesgos	191
4.2. Cómo avanzar en el desarrollo de redes energéticas en la UE	195
4.3. Situación actual y perspectivas de las redes energéticas en España	197
5. Conclusiones	203
Bibliografía	206
Capítulo quinto	219
Políticas industriales verdes en un mundo en cambio: cooperación transatlántica e implicaciones globales de la Inflation Reduction Act y el Plan Industrial del Pacto Verde	219
<i>Pau Ruiz Guix</i>	
1. Contexto	224
1.1. La crisis energética derivada de la agresión rusa a Ucrania ha dejado al descubierto la fragilidad de la era de los combustibles fósiles	224
1.2. Las energías limpias se han erigido como una respuesta no solo a los imperativos de la descarbonización sino también a las necesidades de seguridad energética, equidad y competitividad	226

	Página
1.3. Este contexto redefine tres prioridades de política nacional e internacional que sustentan y explican el auge de la política industrial verde ...	228
2. El auge de las políticas industriales verdes en el espacio transatlántico	229
2.1. La Inflation Reduction Act (IRA) marca un antes y un después en la política industrial verde e impulsa una nueva política industrial europea	229
2.2. La respuesta europea: el Plan Industrial del Pacto Verde.....	232
2.2.1. Aunque la comparación es compleja, los aspectos cualitativos son más relevantes que los cuantitativos al desmarcar el enfoque americano del europeo	233
3. Un futuro compartido: objetivos estratégicos comunes y posibilidades de cooperación transatlántica derivados de las políticas industriales verdes	235
3.1. Diversificar las cadenas de suministro de tecnologías de energía limpia	235
3.2. Acelerar la producción de hidrógeno limpio.....	237
3.3. Acelerar la comercialización y reconfigurar las cadenas de suministro de los vehículos eléctricos y de sus baterías	239
3.4. Remodelar las cadenas de suministro de minerales críticos para reducir el riesgo de exposición a China	241
4. Un mundo en cambio: implicaciones sistémicas y globales de las nuevas políticas industriales verdes transatlánticas	243
5. Conclusiones	250
Bibliografía	251
Composición del grupo de trabajo	255
Colaboradores en la edición de esta obra	257

Introducción

Claudio Aranzadi

Esta decimoprimer edición de *Energía y Geoestrategia* (EyG) se abre con una entrevista a Francesco La Camera, director general de IRENA (International Renewable Energy Agency), en la que La Camera responde a un abanico de cuestiones planteadas por EyG que incluyen no solo la estrategia de expansión global de las energías renovables, sino también la amplia gama de tecnologías cuyo desarrollo será necesario para alcanzar el objetivo de limitar el aumento de temperatura a 1,5 °C. Además, en este número de EyG se incluyen dos artículos dedicados a analizar el papel de la energía en las Fuerzas Armadas, de los que son autores el contraalmirante Antonio González García («Transición energética en las instalaciones militares») y David Poza Cano («Transición energética en las operaciones militares»), y tres artículos temáticos a cargo de Jorge Fernández Gómez y Jaime Menéndez Sánchez («Redes energéticas, geopolítica y transición sostenible»); Pau Ruiz Guix («Políticas industriales verdes en un mundo en cambio: Inflation Reduction Act y Plan Industrial del Pacto Verde»), y Neil Atkinson («OPEP :Una larga historia y un papel clave en el futuro de la energía»).

Al repasar, como es habitual, el año transcurrido desde la publicación del número precedente de *Energía y Geoestrategia* hasta

el cierre del actual a comienzos de 2024, se impone la impresión de que los principales factores que inciden en la evolución del entorno energético global siguen configurando un marco de elevada incertidumbre y alto riesgo geopolítico. Sin embargo, este marco refleja una compleja interrelación entre los factores que tienden a mitigar el riesgo geopolítico y otros que contribuyen a agravarlo. Dentro del primer tipo puede incluirse la COP28 celebrada en Dubái. Aunque probablemente ha habido cierto optimismo impostado al valorar sus resultados dadas las insuficiencias que todavía subsisten en sus conclusiones, los avances registrados son indudables. La aprobación del primer balance global (*Global Stocktake*¹) de la política climática desarrollada en aplicación del Acuerdo de París de 2015 por parte de la 28.^a reunión anual de la Conferencia de las Partes, instituida en el seno de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (acordada en 1992), es ya un hito importante, al igual que también lo es el solo hecho de preservar, gracias a la celebración de las COP y a pesar de que los avances sean marginales, un hilo cooperativo global dentro de un contexto geopolítico dominado por la rivalidad y el conflicto. Sin duda, la política climática y la estrategia de descarbonización que esta comporta son la manifestación más patente, quizá la única, de colaboración plenamente global (entre casi doscientos países) en el dominio energético con un horizonte a largo plazo. Por lo tanto, los resultados de la COP28 suponen, en la medida en que contribuyen a afinar el contorno de la política climática, una reducción de la incertidumbre en las expectativas de evolución del escenario energético y un alivio del riesgo geopolítico que ese escenario soporta. En sentido opuesto incide tanto la continuidad del conflicto bélico en Ucrania iniciado en febrero de 2022 como la aparición de uno nuevo, de gran relevancia geopolítica, en Gaza. En el primer caso, asistimos a un conflicto cronificado, todavía sin un horizonte claro de salida, que está teniendo un impacto probablemente duradero en la reconfiguración de los flujos energéticos internacionales y en las estrategias energéticas y las políticas industriales de los diferentes países. En el segundo caso, la intervención militar de Israel en Gaza ha dado lugar a un conflicto bélico en el corazón de Oriente Medio con una incidencia todavía limitada en el escenario energético internacional, pero con un enorme potencial disruptivo en el suministro global de combustibles si hubiera una escalada en el área.

¹ Ver *First Global Stocktake* de la COP28 (2023) de las Naciones Unidas.

Por otro lado, la persistencia de la guerra Rusia-Ucrania también ha contribuido a consolidar políticas reactivas que ya se examinaron en el número precedente de EyG y que han tenido una incidencia en múltiples direcciones sobre el riesgo geopolítico que afecta al sector energético. La modificación del equilibrio entre los vértices del trilema energético en las estrategias energéticas (con una mayor primacía otorgada a la seguridad), ha propiciado a la vez una aceleración de la penetración de las energías renovables y un retraso en la reducción de la dependencia de los combustibles fósiles. El impulso a nuevas políticas industriales como la «Industrial Reduction Act» de EE. UU. o el «Green Deal Industrial Act» europeo (examinados en el artículo de Pau Ruiz Guix) también ha tenido impactos diversos: su apoyo a la promoción de energías limpias y a la reducción del riesgo en las cadenas de oferta de los países que están poniendo en práctica esas políticas es evidente. Sin embargo, la mayor fragmentación del desarrollo tecnológico que implica la orientación defensiva de estas políticas entorpecerá una asignación de recursos global más eficiente y será una contribución más a la agudización de la rivalidad en el actual contexto geopolítico. Además, la continuidad de todas estas políticas dependerá de múltiples contingencias políticas domésticas en 2024 (sobre todo de las elecciones en EE. UU.) cuyos resultados pueden conducir a una radical recomposición de los equilibrios geopolíticos.

La centralidad de la COP28 entre los acontecimientos geopolíticos con incidencia en el sector energético registrados en 2023 se hace más patente al examinar sus conclusiones. El texto del *Global Stocktake* (GS) aprobado en la COP de Dubái refleja un equilibrio de intereses (puestos de manifiesto en las discusiones a lo largo del encuentro), pero también de énfasis. Mediante una cuidada elección de términos, las conclusiones ofrecen una amplísima gama de constataciones de pasados avances, preocupaciones, alarmas, reconocimientos de actuaciones necesarias, etc., aunque los imperativos formalmente exigibles en consonancia con la vinculación jurídicamente «laxa» de los compromisos adquiridos en los acuerdos climáticos son escasos. Además, en la panorámica de la evolución del cambio climático y del estado actual de los avances en la política de mitigación y adaptación (sustentada esencialmente en los análisis técnicos del último informe del IPCC) que ofrece el texto de la GS se manifiesta lo que podría considerarse una tensión entre el pesimismo del entendimiento y el optimismo de la voluntad (algo que a veces también se percibe en los informes de la Agencia Internacional de la Energía).

Como una muestra de este optimismo de la voluntad puede señalarse, por ejemplo, el artículo 16c del GS donde se manifiesta «que están ya disponibles en todos los sectores opciones de mitigación factibles, efectivas y de bajo coste para alcanzar el límite de 1,5 °C en esta década crítica con la necesaria colaboración de tecnologías y apoyo». Este mismo espíritu anima la afirmación de la AIE (WEO 2023) donde se señala que las «políticas y tecnologías probadas están disponibles para alinear los objetivos de seguridad, y sostenibilidad energética, avivar la trayectoria de cambio esta década y mantener abierta la puerta para alcanzar el objetivo de 1,5 °C²». Es posible que las tecnologías estén disponibles, pero, como ponen de manifiesto los propios informes de la AIE³, su plena madurez está lejos de alcanzarse. De los cincuenta componentes del sistema energético (entre los que se incluyen tecnologías, infraestructuras, etc.) cuya evolución es considerada crítica por la AIE para alcanzar el objetivo de cero emisiones netas en 2050 y a los que hace un seguimiento, solo considera plenamente *on track* a tres: solar fotovoltaica, vehículos eléctricos e iluminación.

Las expresiones del pesimismo de la inteligencia son mucho más frecuentes. Basta señalar el número de artículos del texto del GS que comienzan con el término «preocupación» o «alarma», o los datos que aporta la propia AIE para constatar la enorme brecha entre la trayectoria anticipada a largo plazo de las emisiones de gas de efecto invernadero con las actuales políticas climáticas y energéticas, y el perfil necesario para alcanzar el objetivo de 1,5 °C como límite del crecimiento de la temperatura al final del siglo. Además, tanto las conclusiones del GS de la COP28 como los informes de la AIE ponen de manifiesto la existencia de una doble brecha. A la existente entre la trayectoria requerida y la anticipada como resultado de los compromisos gubernamentales (brecha de ambición) debe añadirse la brecha entre esta última y la trayectoria correspondiente a las políticas energéticas y climáticas efectivamente puestas en práctica o anunciadas, lo que se ha denominado «brecha de implementación». Esta distinción es importante tanto desde el punto vista analítico como estratégico. La información relevante para estimar una trayectoria futura de la transición energética consistente con los actuales avances de la política climática no es la agregación de metas de carácter general (picos de emisión o fechas de neutralidad climá-

² International Energy Agency [IEA]. (2023). *World Energy Outlook 2023*.

³ IEA. (2023). *Tracking Clean Energy Progress 2023*.

ticas, entre otras, en declaraciones políticas), sino el análisis de la efectividad de las políticas implantadas o formuladas de forma explícita. Esto es lo que dota de gran valor al escenario STEPS (*Stated Policies Scenario*) analizado por la AIE⁽²⁾ (u otro elaborado con equivalente metodología) como escenario de referencia, ya que permite evaluar la «brecha total» entre la trayectoria de la transición energética requerida para alcanzar el objetivo de cero emisiones netas a mitad de siglo y la trayectoria que se correspondería con la puesta en práctica de las actuales políticas concretas implantadas o anunciadas. La realidad descrita por el texto de las conclusiones de la COP28 y por los análisis de la AIE muestran que esa brecha es importante y que su corrección es difícil, aunque es posible con voluntad política. Ese será el objetivo de las futuras COP.

Es cierto que, además de las mencionadas con anterioridad, algunas manifestaciones de la AIE pueden inducir al optimismo. En primer lugar, su previsión de que el pico de demanda global de los combustibles fósiles (carbón, petróleo, gas natural) tendrá lugar en esta década al mismo tiempo que se experimenta un fuerte aumento de las inversiones en capacidad renovable (en gran parte inducido por la crisis energética provocada por la guerra de Ucrania). Sin duda, alcanzar el pico de demanda de los combustibles fósiles sería un hito histórico, pero cuando se observan las propias estimaciones de la AIE en el escenario STEPS se constata que, más allá del pico y en el caso del petróleo y el gas natural, el perfil de la demanda aparece como una curva prácticamente plana hasta 2050. En segundo lugar, parece también alentador que en el WEO 23⁽²⁾ la AIE manifiesta que

«triplicando la capacidad de energía renovable, doblando el ritmo de mejora de la eficiencia energética al 4 % anual, impulsando la electrificación y cortando las emisiones de metano en las operaciones con combustibles fósiles se alcanzaría conjuntamente más del 80 % de la reducción de emisiones necesaria antes de 2030 para conducir al sector energético por una ruta de limitación del aumento de la temperatura a 1,5 °C».

Estos objetivos se han recogido en el texto del GS de la COP28 (artículo 28) y constituyen prácticamente las únicas metas cifradas. Como señala Francesco La Camera en su entrevista, la IRENA también había fijado como meta triplicar la capacidad renovable en esta década.

Las metas, propuestas por la AIE con el horizonte de 2030 y asumidas en la COP28, son ambiciosas pero razonables. El componente esencial para alcanzarlas reside en una electrificación ampliamente descarbonizada tanto en la generación como en el consumo, lo que supone una fuerte ampliación de la capacidad de generación eléctrica renovable (sobre todo fotovoltaica) y una significativa penetración del coche eléctrico y la bomba de calor. No obstante, el logro de estas metas sería insuficiente para lograr una corrección significativa del perfil de emisiones a largo plazo sin una gran reducción del consumo de combustibles fósiles y, en las décadas posteriores a la actual, sin una masiva incorporación de tecnologías descarbonizadoras todavía no maduras (hidrógeno, combustibles sintéticos, captura de CO₂, etc.). Por esta razón ha sido importante la inclusión del compromiso de abandono de los combustibles fósiles en el artículo 28 de las conclusiones de la COP28 (más allá de las discusiones algo surrealistas en torno a la elección entre los términos *phase down*, *phase out* y *transition away*, que fue el finalmente aceptado), aunque no se ha fijado ninguna cuantificación para ese objetivo.

Sin embargo, la previsión del consumo de combustibles fósiles a largo plazo que se derivaría de la aplicación de las políticas energéticas e industriales en vigor en la actualidad (el escenario STEPS de la AIE) muestra un perfil claramente divergente del requerido para alcanzar el objetivo fijado en la COP28. La demanda global de carbón, cuyo declive había de ser más agudo que el de los demás combustibles fósiles (se acordó su *phase down*, reconducido en la COP28, en las conclusiones de la COP26, donde China e India presionaron para dulcificar el término), ha tenido un crecimiento del 4 % en 2022 y ha alcanzado su máximo histórico, que volverá a repetirse en 2023, antes de una lenta disminución prevista en 2024 y un descenso prácticamente en meseta hasta 2026⁴. El decrecimiento de la demanda de carbón requerido en esta década para cumplir los objetivos de la política climática puede considerarse realista en relación con los países avanzados (EE. UU. y Europa), pero parece difícilmente alcanzable en China, en la India (principales consumidores) y en otros países emergentes. En China y en la India, los imperativos de seguridad inducen recurrir a un combustible como el carbón, con alto grado de autoabastecimiento en ambos países. Además, una parte importante de la capacidad de generación eléctrica con carbón de otros países asiáticos ha tenido una vida operativa relativamente corta, lo que exigiría cierres anticipados, reconversión tecnológica (con captura de CO₂, por ejemplo) o readaptación operativa (funcionando como *back-up* de la generación renovable) para cumplir con los objetivos de descarbonización, como ya admitió la AIE, algo que a gran escala parece problemático. Por otro lado, en déca-

⁴ IEA. (2023). *Coal 2023 Analysis and forecast to 2026*.

das posteriores el radical abandono del carbón requerirá su sustitución en procesos industriales de difícil descarbonización (como la siderurgia) para los que las tecnologías necesarias aún no están maduras.

El divorcio entre la trayectoria de la demanda esperada a largo plazo y la requerida por la política de descarbonización necesaria para alcanzar el objetivo de cero emisiones netas a mitad de siglo es especialmente patente en las estimaciones de la demanda global de petróleo. La principal representación de los intereses de los productores de petróleo (OPEP) considera como escenario de referencia una evolución de la demanda global creciente hasta la mitad de los años treinta y estabilizada en torno a los 110 mb/d hasta 2045⁵. La EIA ofrece un escenario de referencia en el que la demanda global de combustibles líquidos (incluidos el etanol y otros biocombustibles) crece desde la cifra actual, del orden de 100 mb/d, hasta 121,5 mb/d en 2050⁶. En sus estimaciones relativas a EE. UU.⁷ consideran un perfil de consumo de petróleo y otros productos líquidos (sin incluir biocombustibles) prácticamente plano desde el nivel actual y casi plano en el nivel de producción (manteniéndose EE. UU. como exportador neto) hasta 2050. El perfil de la demanda global de petróleo que muestra el WEO 23⁽²⁾ en su escenario STEPS es también relativamente plano: de una demanda de 96,5 mb/d en 2022 pasa a 101,5 mb/d en 2030 (después de alcanzar un pico en esta década) y desciende hasta 97,4 mb/d en 2050. Está claro que, en cualquiera de estos escenarios, la evolución de la demanda global de petróleo presenta una enorme desviación en relación con el escenario requerido para alcanzar el objetivo de cero emisiones netas que el Net Zero Road Map⁸ (2023) de la AIE estima, que exigiría una demanda de 77 mb/d en 2030 y de 24 mb/d en 2050. Esta desviación también es patente cuando se compara la evolución prevista de las inversiones en el sector hasta 2030 (el doble de las requeridas en el escenario Net Zero según el WEO 2023). Baste recordar que la propia AIE⁹ señalaba que el perfil de la demanda de crudo en el escenario de cero emisiones netas en 2050 no requeriría la exploración de nuevos recursos ni más explotaciones que aquellas cuyo desarrollo se hubiesen aprobado. Las llamadas en EE. UU. (uno de los tres grandes productores mundiales) a ampliar la capacidad de producción de combustibles fósiles por imperativos de seguridad (aun teniendo en cuenta el impulso a las energías renovables de la Inflation Reduction Act) es una manifestación de esta tendencia, al igual que lo es la inflexión estratégica de algunas compañías

⁵ OPEP. (2023). *World Oil Outlook 2045*.

⁶ U. S. Energy Information Administration. (2023). *International Energy Outlook*.

⁷ U. S. Energy Information Administration. (2023). *Annual Energy Outlook*.

⁸ IEA. (2023). *Net Zero Roadmap. A Global Pathway to Keep the 1.5 °C Goal in Reach*.

⁹ IEA. (2021). *Net Zero by 2050*. International Energy Agency.

del sector. También en el caso del gas natural aparece una notable discrepancia entre el perfil de la demanda global requerido por el escenario de cero emisiones netas de la AIE⁽⁸⁾, que supone pasar de 4160 bcm en 2022 a 3400 bcm en 2030 y 920 bcm en 2050, y el que corresponde al escenario STEPS de la Agencia⁽²⁾, que supondría una demanda de 4299 bcm en 2030 (también en este caso después de alcanzar el pico en la década actual) y 4173 bcm en 2050. Como en el caso del petróleo, este perfil de la demanda resulta prácticamente plano.

De las cifras anteriores parece deducirse que sin una sensible corrección a la baja de la demanda global de combustibles fósiles a la que conduciría la aplicación de las políticas energéticas e industriales actualmente establecidas no se podría conseguir el objetivo de limitar a 1,5 °C el aumento de la temperatura al final del siglo ni alcanzar cifras de reducción de emisiones a medio plazo (años treinta) compatibles con la meta de cero emisiones netas a mediados de siglo aunque se consiguiese lograr la fuerte ampliación de la capacidad renovable acordada en la COP28. Por ello, es importante incluir también la propuesta del abandono de los combustibles fósiles. La reducción de emisiones en el escenario STEPS de la WEO 23⁽²⁾ sería de un 5 % en 2030 y un 10 % en 2035 con relación al año 2022, mientras que un escenario de cero emisiones netas debería ser de un 35 % en 2030 y un 64 % en 2035¹⁰. Debe tenerse en cuenta que el calentamiento climático está determinado por una variable *stock* (concentración de gases de efecto invernadero) más que por una variable de flujo (*emisiones*), aunque obviamente el volumen de estas contribuye a la constitución del *stock*. Por tanto, el legado del pasado gravita de forma necesaria sobre los escenarios futuros. En este sentido, en las conclusiones de la COP28 se señala «con alarma y seria preocupación» (artículo 15) que «las actividades humanas, principalmente a través de la emisión de gases de efecto invernadero, han causado inequívocamente un calentamiento global del 1,1 °C» y se reconoce (artículo 25) que «la acumulación histórica neta de emisiones de dióxido de carbono supone ya alrededor de cuatro quintos del presupuesto total de carbono para un 50 % de probabilidad de limitar el incremento de la temperatura a 1,5 °C». En resumen, con la trayectoria de emisiones correspondiente al escenario STEPS del WEO 2023⁽²⁾ se alcanzaría a final de siglo un aumento de la temperatura del orden de 2,4 °C que, aunque supone una cierta mejora en relación con las estimaciones de la AIE de años pasados, difiere significativamente de los objetivos fijados en el Acuerdo de París. Esta cifra es consistente con

¹⁰ Las cifras de reducción de emisiones requeridas para alcanzar el límite de 1,5 °C que aparece en las conclusiones de la COP28 son un 43 % en 2030 y un 60 % en 2035, pero no son homogéneas con las manejadas por la AIE tanto por el alcance las emisiones consideradas como por el año de referencia (2018 en la COP28).

el intervalo de 2,1 °C/2,8 °C de aumento de la temperatura que se estima en el GS de la COP28 (artículo 28) si se da la plena implantación de los últimos planes nacionales (Nationally Determined Contributions). Por otro lado, la potencial sobreinversión en el sector de los combustibles fósiles (en concreto en el sector petrolero) que el WEO 2023 pone de manifiesto plantea un problema añadido de potenciales «inversiones varadas» (*stranded investments*) al que la AIE ya se refería en años anteriores. El reparto de estas «inversiones varadas» entre energías limpias y el sector de combustibles fósiles dependerá de los precios relativos de ambas alternativas y de las medidas regulatorias que se adopten, aunque puede preverse un efecto *lock-in* que tienda a preservar un exceso de capacidad productiva en el sector de combustibles fósiles con relación a lo previsto en el escenario de cero emisiones netas.

La política climática, necesariamente global porque trata de corregir una externalidad negativa global, cuenta con la aprobación de casi doscientos países en lo que se refiere a su objetivo más general: frenar el cambio climático. Sin embargo, no todos los países han sido igualmente responsables de provocar la concentración de gases de efecto invernadero en la atmósfera en el pasado ni las restricciones de la política de descarbonización afectan de igual manera a su desarrollo económico. Tampoco poseen la misma capacidad financiera para abordar la política climática y los daños causados por el cambio climático no serán similares en todos ellos. Por otro lado, el grado de riqueza de cada uno en recursos de combustibles fósiles, cuyo abandono es requisito indispensable de la política climática, condiciona (como se ha visto en la COP28) la disponibilidad a aceptar iniciativas rigurosas en ese ámbito. Los complejos arbitrajes de intereses entre los diferentes países seguirán, por tanto, formando parte de la agenda de futuras COP. Además, la continuidad de la política climática global puede verse afectada por alternancias políticas internas que supongan un cambio de orientación en las estrategias medioambientales, concretamente en la política de descarbonización. EE. UU. ha ofrecido ya en el pasado una doble muestra de esto (la no ratificación por el Congreso del Protocolo de Kyoto en la presidencia de Bush y la salida del Acuerdo de París en la presidencia Trump). Las posturas negacionistas radicales (reacias a aceptar la evidencia científica del calentamiento climático antropogénico) continúan siendo marginales, pero la resistencia política a los avances de la política climática se ha refugiado en algo parecido a una estrategia de procrastinación (diferimiento de medidas impopulares que conllevan el encarecimiento de determinados productos o restricciones cuantitativas a su uso). Los argumentos utilizados a veces tienen un cierto aroma de reacción *free rider* (considerar irrelevante el esfuerzo propio si se tiene en cuenta que solo tres países —China, EE. UU. y la India— representan más del 50 % de las emisiones globales), pero en otros casos

se recurre a la utilización distorsionada de planteamientos más sólidos (por ejemplo, esperar a que la incertidumbre que afecta a los modelos climáticos se reduzca). Todo ello explica la brecha, mencionada tanto en las conclusiones de la COP28 como en los informes de la AIE, entre los compromisos generales declarados por los Gobiernos y la implantación de las políticas concretas de descarbonización.

Frente a la miopía estratégica de este tipo de opciones debe señalarse que la política climática se fundamenta en la aplicación de un estricto criterio coste-beneficio en un contexto intertemporal: los costes de mitigación en una política de descarbonización bien diseñada son inferiores a los beneficios que implica el calentamiento climático evitado por la aplicación de esa política si se considera un escenario con un horizonte a muy largo plazo. Esto significa que el coste de reducción de una tonelada adicional de CO₂ emitido es inferior al «coste social» de la emisión (es decir, el daño futuro actualizado de una tonelada marginal de CO₂)¹¹ (Gillingham y Stock, 2018). Sin embargo, existen problemas prácticos en la aplicación de este simple criterio. En primer lugar, hay una asimetría en las localizaciones de los principales emisores y los principales dañados por el cambio climático (sin que exista correlación alguna entre ambos). En segundo lugar, el coste de la reducción de emisiones se manifiesta a corto plazo mientras que el daño evitado por su reducción se producirá fundamentalmente a largo plazo (aunque los fenómenos atmosféricos externos debidos al calentamiento climático que ya se han registrado ofrecen a la opinión pública un anticipo de los posibles daños). Esto incentiva la miopía estratégica y, dependiendo del grado de solidaridad intergeneracional (reflejado en el tipo de descuento considerado), puede crear un sesgo contrario a la valoración de los beneficios futuros de la política de mitigación. En tercer lugar, las estimaciones del coste social de las emisiones difieren notablemente entre expertos e instituciones. R. S. Pyndick¹² (2017) mencionaba estimaciones del coste social que variaban entre 2 \$/t y 200 \$/t. En una publicación más reciente, R. S. Pyndick¹³ (2023) cita incluso una estimación de G. Heal¹⁴ (2020) con una cifra de 400 \$/t. Esta enorme variabilidad de las estimaciones tiene una gran importancia para la formulación de la política de descarbonización, ya que las dimensiones que se le atribuyen al coste social de las emisiones determinan la racionalidad (o irracionalidad) económica de la entrada de nuevas tecnologías limpias. En

¹¹ Gillingham, K. y Stock, J. H. (Fall 2018). The cost of reducing greenhouse gas emissions. *The Journal of Economic Perspectives*.

¹² Pyndick, R. S. (2017). *Coase Lecture. Taxes, targets and social cost of carbon*. Economic L.S.E.

¹³ Pyndick, R. S. (2023). *Climate future*. Oxford University Press.

¹⁴ Heal, G. (2020). *Economics aspects of the energy transition*. National Bureau of Economics Research.

cuarto lugar, debe tenerse también en cuenta que los costes de incorporación de las tecnologías descarbonizadoras van a variar notablemente en el tiempo, con curvas de aprendizaje de difícil anticipación (basta observar la evolución en el pasado del coste de generación eléctrica con energía fotovoltaica), lo que introduce una clara incertidumbre a la hora de determinar el calendario óptimo de entrada de las energías limpias.

En los planteamientos relativos a la política climática de R. S. Pyndick^{12, 13, 15, 16}, comentados en números precedentes de EyG, se refleja un gran escepticismo en relación con los modelos más utilizados para estimar el coste social de las emisiones. Pyndick otorga una gran importancia a la incertidumbre inherente tanto a la relación de causalidad entre concentración de CO₂ en la atmósfera y aumento de la temperatura (reflejada en los modelos de sensibilidad climática) como a la relación entre el aumento de la temperatura y la cuantía del daño causado (reflejada en la función de daño). Además, es muy crítico con los modelos IAM (*Integrated Assessment Models*) que formalizan esas relaciones de causalidad y permiten obtener estimaciones del coste social de las emisiones. Considera que estos modelos «crean una percepción de conocimiento y precisión, pero esta percepción es ilusoria y engañosa» (Pyndick, 2013). Otros autores¹⁷ son también críticos con dichos modelos, a los que consideran poco robustos. En ambos casos se señala que los resultados son muy sensibles tanto a las diferentes hipótesis utilizadas para el tipo de descuento considerado como a la selección de la variable representativa del daño (habitualmente se considera la pérdida de PIB). Asimismo, Pyndick (2023)⁽¹³⁾ enfatiza el carácter complejo del sistema climático y el limitado conocimiento de los mecanismos de causación en ese sistema. Desde luego, esto no lo convierte en un «climaescéptico». Al contrario, Pyndick⁽¹³⁾ considera que se debe desarrollar una política activa de mitigación pero que la metodología adecuada para enmarcar la política climática sería el análisis probabilístico de los potenciales efectos catastróficos provocados por el calentamiento climático. Por ello, plantea la política climática como un seguro de cobertura de esos riesgos catastróficos en el que, aun manteniendo la política de mitigación (reducción de emisiones), se concede una especial relevancia estratégica a la política de adaptación. Pyndick enfatiza la, a su juicio, gran incertidumbre derivada de nuestro limitado conocimiento de las relaciones causales climáticas y la falta de precisión y robustez de los modelos más

¹⁵ Pyndick, R. S. (2013). Climate Change policy: What do the models tell us? *Journal of Economic Literature*.

¹⁶ Pyndick, R. S. (2015). The use and misuse of models for climate policy. *NBER Working Paper*.

¹⁷ Stiglitz, J., Barret, S. y Kaufman, N. (2023). *How economics can tackle the "wicked problem" of climate change*. (SIPA) IGP Institute of Global Politics

utilizados para formalizarlas (aunque estos modelos también son probabilísticos y cuando se manejan de forma correcta, como en el caso de los informes del IPCC, se explicitan claramente las desviaciones estadísticas de sus estimaciones, lo que indica su grado de precisión). Sin embargo, la aproximación de Pyndick al tratamiento de esas incertidumbres es diferente y conduce a una perspectiva distinta de la política climática en la que el protagonismo de la política de adaptación es mayor. Considera que, a partir de un umbral en su ambición, la política de reducción de emisiones puede tener un coste excesivo y que, en ese caso, la sustitución del esfuerzo marginal de mitigación por el esfuerzo de adaptación puede tener sentido (es decir, conducir a una mezcla de mitigación-adaptación con una ganancia neta intertemporal superior). Este tipo de orientación como guía de la transición energética puede ser controvertido, ya que difiere del planteamiento dominante focalizado en alcanzar una radical reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (cero emisiones netas para la mitad del siglo).

Por tanto, alcanzar los objetivos climáticos del Acuerdo de París de 2015 va a exigir una corrección radical de la trayectoria actual de las emisiones de gases de efecto invernadero condicionada por el legado histórico y por la limitada ambición de las políticas industriales y energéticas actualmente establecidas. Esta corrección implica mayores costes a corto y medio plazo y, por consiguiente, reacciones políticas en contra que, a su vez, tienden a reforzar las actitudes inmovilistas. En todo caso, los avances en la política climática (de la cual las sucesivas COP son un hito fundamental) tienden a provocar una minoración del riesgo geopolítico con incidencia en el contexto energético global. En primer lugar, como se ha señalado, porque preservan la casi única institución de cooperación global en el dominio energético. En segundo lugar, porque al precisar los contornos del imperativo de sostenibilidad en el trilema energético limitan la incertidumbre en relación con los parámetros que definen las restricciones básicas a largo plazo que deben respetar los actores en el sector energético para alcanzar los objetivos climáticos. En sentido inverso influyen los conflictos bélicos que también han caracterizado el año precedente.

Los conflictos bélicos son la manifestación extrema de la rivalidad geopolítica. Agudizan la incertidumbre, incrementan los daños potenciales y, por tanto, intensifican el riesgo geopolítico. Sin embargo, la relación causal entre el riesgo geopolítico y los mercados energéticos dista de ser clara, tal como muestran Ferrari, Lappe y Röbler¹⁸ (2023) al analizar la evolución histórica de un indicador del riesgo geopolítico (índice del riesgo geopolítico global de Caldera y Iacoviello) y de los precios del petróleo, así como

¹⁸ Ferrari, M., Lappe, M. S. y Röbler, D. (2023). Geopolitical risk and oil prices. *ECB Economic Bulletin*. Issue 8/2023.

la reacción de los mercados del petróleo ante acontecimientos puntuales como los ataques del 11 de septiembre de 2001, la invasión de Rusia a Ucrania en febrero de 2022 o el ataque terrorista a Israel el 7 de octubre de 2023. Como señalan estos autores, «los *shocks* geopolíticos pueden tener un impacto en los precios a través de una menor actividad económica o de mayores riesgos de oferta del producto», lo que provoca una bajada de los precios en el primer caso y un alza en el segundo, aunque «como media, un *shock* geopolítico global supone una presión a la baja sobre el precio del petróleo».

La reacción de los mercados energéticos a la guerra en Gaza (al menos hasta el comienzo de 2024) parece confirmar los comentarios precedentes. Como señala J. Bowden¹⁹ (2023), el cierre del campo *offshore* de extracción de gas natural de Tamar, decidido por Israel, tendrá un sensible impacto en sus exportaciones de gas en Egipto y, de forma indirecta, en las posibilidades de exportación de este país (por ejemplo, a Europa). Un empeoramiento de la situación que pusiese en peligro el suministro de gas a Jordania, como señala Bowden, supondría además una desviación de la demanda de Jordania hacia el mercado de GNL y una mayor tensión en este. Sin embargo, no ha existido ningún impacto reseñable en los precios del mercado de gas natural en Europa. Es cierto que se trata de una perturbación de carácter regional, pero con gran potencial de escalada que podría afectar a la red de infraestructuras de transporte de combustible en el área y que, de extenderse al Golfo Pérsico, supondría una catástrofe para el suministro global de combustibles fósiles. Sin embargo, los precios del petróleo se han mantenido en torno a los 80 \$/barril sin aparentemente reflejar las expectativas de un serio agravamiento del riesgo geopolítico. La probable desaceleración anticipada del crecimiento global en 2024 y otros factores de distensión del mercado de petróleo prevalecen sobre el pesimismo geopolítico en la determinación de los precios. El riesgo geopolítico sería, por tanto, un factor más entre los factores fundamentales del mercado (costes, demanda neta y *stocks*), y su anticipación sería, en última instancia, uno de los determinantes decisivos de la evolución de los precios. Sin embargo, habría que reconocer al mismo tiempo la escasa fiabilidad de los precios en el mercado de futuros para predecir acontecimientos políticos singulares (como precedente se pueden recordar los precios en el mercado de futuros del gas natural en Europa antes de la invasión de Rusia en Ucrania, poco consistentes con la anticipación de la guerra y sus potenciales efectos). En todo caso, está claro que el riesgo geopolítico asociado al conflicto de Gaza se mantiene alto, aunque, a pesar de su extensión puntual a otras zonas de la región (Pakistán, Irak,

¹⁹ Bowden, J. (2023). East Med Gaza crisis tightens regional gas balances. *The Oxford Institute of Energy Studies*.

Siria, Jordania, Líbano y, sobre todo, el mar Rojo), tiene efectos limitados, por el momento, en los mercados globales de gas y petróleo.

A diferencia de lo que ocurre con el conflicto de Gaza, la guerra en Ucrania que dura desde febrero de 2022 y que, en cierta medida, se ha cronificado ha provocado sustanciales cambios de carácter estructural en el entorno energético global. Por supuesto, la incertidumbre relativa a la duración y al desenlace del conflicto permanece y, por tanto, el riesgo geopolítico asociado sigue siendo alto, pero también en este caso las relaciones de causalidad entre riesgo geopolítico y parámetros energéticos son complejas. El reforzamiento de las políticas de seguridad energética en el tradicional trilema (minimización del coste de suministro energético, seguridad y sostenibilidad) ha permitido sustanciales avances en ese terreno, aunque su efecto sobre el objetivo de sostenibilidad ha sido ambivalente. Por un lado, algo que enfatiza la AIE, ha supuesto una aceleración de la inversión en nueva capacidad renovable, pero, por otro, como ya se ha señalado con relación al carbón (cuyo decaimiento se ha ralentizado en países con altas tasas de autoabastecimiento en ese combustible, como China y la India) y al gas natural y al petróleo en EE. UU., el reflejo securitario provocado por la guerra está llevando a una ampliación de la capacidad en el sector de combustibles fósiles (y a la eventual aparición de «inversiones varadas»). De igual manera, el impulso de políticas industriales activas focalizadas en las energías limpias (como el IRA de EE. UU. y el Green Deal Industrial Act de Europa ya mencionados, ambos analizados por Pau Ruiz Guix en este número de EyG) representa un avance en las políticas de seguridad (autonomía estratégica) y sostenibilidad (descarbonización) en los países que las aplican, pero también induce una mayor fragmentación de las políticas tecnológicas y un contexto de mayor rivalidad geopolítica.

El sector gasístico europeo experimentó el principal *shock* energético provocado por la guerra de Ucrania con la interrupción de la importación de gas natural procedente de Rusia (de la que solo queda una parte residual, esencialmente a través de Ucrania). La sustitución de gas ruso por suministros de gas natural licuado junto con las nuevas inversiones en plantas de regasificación marcan lo que previsiblemente será una nueva estrategia de aprovisionamiento a largo plazo (sin la dependencia, demasiado alta, de las importaciones rusas). Esto mejora los estándares de seguridad, sobre todo en Alemania, pero también representa el abandono de una alternativa más competitiva en términos de coste (el gas ruso a través de gaseoducto es el suministro «natural» para Alemania y Europa del Este por su ventaja competitiva en términos de coste de producción y transporte). Esta readaptación de los flujos de suministro de gas natural en Europa se ha visto facilitada por la reducción de la demanda en 2023 debido a factores climáticos, a la recuperación de la producción nuclear francesa y al avance de

las fuentes renovables en la generación eléctrica a pesar de la lenta reacción de la producción de GNL²⁰. De hecho, a pesar de la continuidad del conflicto bélico, el mercado de gas natural en Europa a comienzos de 2024 se mantiene relativamente estable, con precios TTF inferiores a 30 €/Mwh del orden de la décima parte del precio registrado en el pico de 2022. La AIE⁽²⁰⁾ señala, como contribución a la seguridad energética, las iniciativas tendentes a «ordenar» la demanda, tanto en Europa —con el mecanismo de «compra conjunta de gas» de la UE— como en Japón —con la creación de un «regulador estratégico de GNL»— o en China —con la formulación de una «política de utilización de gas natural»—. Sin embargo, esta radical reconfiguración de flujos de suministro de gas natural en Europa, claramente exitosa desde la perspectiva de la seguridad energética, tuvo en Alemania un acompañamiento negativo para la sostenibilidad debido a que recurría más al carbón para la producción eléctrica (a lo que también contribuyó el cierre nuclear). El riesgo geopolítico asociado a la guerra de Ucrania tampoco ha afectado al mercado de petróleo, cuyos precios dependen sobre todo de los fundamentales económicos y de la política de la OPEC+. Sin embargo, hay incertidumbre sobre el futuro equilibrio de los «tres grandes» en el sector petrolero mundial (EE. UU., Arabia Saudí y Rusia). Arabia Saudí, como *swing producer* y principal socio de la OPEC+, es el actor fundamental para preservar la estabilidad en el mercado global de petróleo; Rusia es la principal incógnita. La AIE, en su escenario STEPS⁽²⁾, prevé un declive de la producción de petróleo en Rusia (que se reduciría en 2 mb/d para 2030). Por su parte, V. Yermakov²¹ (2023) anticipa la continuidad de sus niveles de producción actuales a largo plazo. Yermakov señala el mantenimiento de la producción rusa en 2022 en un contexto de sanciones a la importación de su crudo y sus productos petrolíferos, y menciona no solo la desviación (aun con notables descuentos en los precios) de sus exportaciones a través de importantes adquirentes como China o la India, sino también la capacidad de recuperación y optimización de pozos maduros en un contexto de limitaciones a la importación de tecnología. En todo caso, el posicionamiento futuro de Rusia dependerá esencialmente de factores geopolíticos (cambios de liderazgo político en el Kremlin, grado de influencia en el sur global y, por supuesto, posible retorno a la presidencia de EE. UU. de Donald Trump).

La guerra de Ucrania también ha traído consigo un mayor protagonismo de las políticas industriales (como el IRA americano o el Green Deal Industrial Act europeo) en las estrategias energéticas. Las políticas industriales siempre han existido, aunque en el mundo anglosajón y en gran

²⁰ IEA (2024). *Gas market report Q1-2024*. International Energy Agency.

²¹ Yermakov, V. (2023). *Russian oil output increases in 2022 amid unprecedented Western sanctions: What's next?* Oxford Institute for Energy Studies.

parte de los medios académicos se hayan visto con cierta desconfianza. La más célebre muestra de escepticismo en relación con las políticas industriales corresponde al Nobel de economía, Gary Becker, que en 1985 manifestó que «la mejor política industrial es ninguna en absoluto²²». Sin embargo, nada ha impedido que EE. UU. haya practicado la más intensa política industrial, sin nombrarla de esta manera, sobre todo a través del departamento de Defensa. En muchos casos, las controversias responden a diferencias en la definición de esas políticas. R. Juhász, N. J. Lane y D. Rodrik²³ (2023) definen de forma precisa las políticas industriales como «las políticas gubernamentales que tienen explícitamente como meta la transformación de la estructura de la actividad económica para alcanzar algún objetivo público». El objetivo suele ser impulsar la innovación, la productividad y el crecimiento económico, pero también puede promover la transición climática, los empleos de calidad, las regiones atrasadas, las exportaciones o la sustitución de importaciones. Puesto que la política industrial persigue un cambio estructural, una de sus características clave es el ejercicio de la elección y la discrecionalidad por las autoridades públicas: «promovemos X pero no Y», aunque la última parte de esta frase aparece normalmente de forma implícita. Desde luego, es posible definir de forma más sencilla la política industrial como la que persigue la mejora de la competitividad del tejido productivo, pero se pierden así los matices de la amplia definición de los actores mencionados⁽²³⁾ que permiten identificar mejor el origen de las controversias. Además, estos autores señalan los fundamentos de la racionalidad económica de las políticas industriales: promover externalidades positivas, enfrentar los fallos de coordinación (o aglomeración) y proveer *inputs* públicos específicos en determinadas actividades. No obstante, estos mismos autores señalan que las discusiones se centran en la extraordinariamente variada implementación concreta de estas políticas, pero no tanto en su racionalidad teórica.

Lo característico del resurgimiento de las políticas industriales tanto en EE. UU. como en Europa es, en primer lugar, su fundamento en gran medida geopolítico: hacer frente a una amenaza (Rusia y su invasión de Ucrania) y a la agudización de un desafío (intensificación de la rivalidad con China) que exige una respuesta defensiva en dos relevantes aspectos de la política industrial como son la digitalización y el impulso a la transición energética. De hecho, estas dos áreas son las que se consideran prioritarias en el programa Next Generation de la UE que, con su enorme volumen de financiación (723,8 mil millones de euros entre subvenciones

²² Becker, G. (1985). The best industrial policy is none at all. *Business Week*. August, 1985.

²³ Juhász, R., Lane, N. J. y Rodrik, D. (2023). The new economics of industrial policy (W.P. 31538). *National Bureau of Economic Research*.

y préstamos), es el verdadero instrumento de la política industrial europea sobre el que se superpone el Green Deal. Por otro lado, la mayor focalización sectorial de las nuevas políticas industriales permite desestimar la crítica más frecuente con la que se ha encontrado la política industrial: la supuesta incapacidad de las autoridades públicas en decidir, con un elevado grado de discrecionalidad, los sectores que deben ser apoyados (la política de *picking winners*) al no contar con información suficiente. En el terreno estrictamente energético, y más concretamente en la política de descarbonización, el liderazgo de China en la manufactura de materiales críticos (y en la minería de tierras raras) y en el desarrollo de energías renovables (fotovoltaicas, equipos de energía eólica), baterías y coches eléctricos, así como su intenso avance en la curva de aprendizaje de la tecnología nuclear son un claro mandato para que tanto Europa como EE. UU. intenten fortalecer los eslabones más débiles de su cadena de oferta y su desarrollo tecnológico, ambos amenazados por la potencia china. El imperativo geopolítico convierte en irrelevante el debate sobre *picking winners* en la política industrial.

La discusión teórica sobre cuál es la mejor respuesta a la agresiva política industrial china seguirá abierta, aunque la exigencia de la política de seguridad ha inclinado ya la balanza en favor de políticas industriales activas de apoyo (que exigen un volumen importante de recursos públicos) dirigidas a promover la transición energética. El debate, por otro lado, es antiguo, ya que no ha existido una valoración unánime de lo que tradicionalmente se han considerado políticas industriales exitosas (las implantadas en Japón, Corea del Sur, Taiwán y, más recientemente, China). Por ejemplo, M. Porter, H. Takeuchi y M. Sakakibara²⁴ (2000) critican severamente la política industrial del MITI japonés, paradigma en los años ochenta del siglo pasado de las políticas industriales activas, señalando que «las políticas que forman el núcleo del modelo gubernamental figuran prominentemente en los fracasos competitivos» e indicando una correlación más bien negativa entre los apoyos sectoriales gubernamentales y los resultados obtenidos. En los casos de mayor éxito, para justificar la inaplicabilidad de esas políticas en países occidentales, se ha recurrido a la especial idiosincrasia de los países asiáticos mencionados y a un supuesto despilfarro de recursos públicos frente a un imaginado contrafactual alternativo que habría conducido a mejores resultados si la política no se hubiese aplicado. En el contexto actual, algunas voces²⁵ manifiestan reservas sobre la situación creada por la competencia de políticas industriales tecnológicas y comerciales que comporta la estrategia de reducción de riesgo (*de-ris-*

²⁴ Porter, M., Takeuchi, H. y Sakakibara, M. (2000). *Can Japan Compete*. Perseus Publishing.

²⁵ Sanderson, H. (2024). The problem with De-Risking. *Foreign Affairs*. January.

king) con China si se compara con una estrategia de mayor cooperación. Las reservas de Sanderson⁽²⁵⁾ están justificadas, pero en el actual contexto geopolítico parece algo teórico. Sin duda alguna, una mayor cooperación tecnológica en el terreno de las energías limpias conduciría a un desarrollo de las tecnologías necesarias para la transición energética más rápido y eficiente tanto en EE. UU. (y Europa) como en China (sería un óptimo paretiano). No obstante, en el contexto de rivalidad actual la mejor respuesta tanto para EE. UU. como para Europa es el fortalecimiento de sus políticas industriales de promoción de energías limpias (aunque ello conduzca a un equilibrio de Nash subóptimo). Sin embargo, también es cierto que una exacerbación de la competencia entre políticas industriales puede realimentar la rivalidad geopolítica.

Por tanto, en este clima de rivalidad geoestratégica y de implementación de políticas de reducción del riesgo (*de-risking*) es previsible una evolución hacia un mayor proteccionismo comercial, una relocalización de los eslabones de las cadenas de oferta en función de afinidades geopolíticas (el *friendshoring* de Janet Yellen) y una mayor fragmentación del desarrollo tecnológico. Todo ello conduciría a una pérdida de eficiencia en la asignación global de recursos. Además, en el terreno de las políticas de apoyo a la transición energética, en concreto en el de la política climática que exige imperativamente un contexto cooperativo global, esa evolución tiende a debilitarla. Este escenario se agravaría aún más en un contexto geopolítico con D. Trump en la presidencia de EE. UU., pero incluso en este entorno subóptimo tiene sentido tratar de lograr un *second best*, al menos a través de una mayor cooperación entre EE. UU. y Europa aún en un contexto de competencia de políticas industriales. Está claro que lograr el máximo de eficiencia en las políticas de innovación tecnológica es una condición esencial para alcanzar los objetivos de descarbonización que exige la transición energética. Las metas fijadas para el final de esta década, aunque requieren una corrección de la trayectoria actual, se sustentan en tecnologías maduras, ya que dependen de la penetración de energías renovables en la generación eléctrica y de la electrificación de la movilidad ligera (coche eléctrico) y la climatización (bombas de calor). No obstante, la continuidad de la transición energética en las últimas décadas antes de la mitad del siglo va a exigir un recurso intenso de tecnologías todavía no plenamente maduras (como la captura de CO₂, el ciclo de hidrógeno y derivados, y los combustibles sintéticos limpios), lo que supone un notable riesgo tecnológico para la política climática a largo plazo.

Una gran parte de las tecnologías descarbonizadoras que deberán tener un creciente protagonismo en los años treinta y cuarenta están todavía en un estadio de plantas piloto o de demostración, o bien anticipando avances en sus curvas de aprendizaje que les permitan su explotación comer-

cial. Por otro lado, aparece el dilema entre tecnologías descarbonizadoras alternativas (cuestión que se ha planteado a F. La Camera en la entrevista de este número de EyG). La competencia entre energías limpias alternativas suscita nuevamente el tradicional problema de la política industrial: el *picking winners*, en este caso dentro de un nicho más delimitado (las tecnologías energéticas no emisoras de CO₂). Podría argüirse que, respetando la neutralidad tecnológica, el arbitraje entre alternativas lo haría el mercado. Sin embargo, dado que el desarrollo de tecnologías no maduras requiere ayudas públicas y que se plantea un dilema entre algunas de ellas, los poderes públicos deberán inevitablemente decidir el porfolio de tecnologías que consideran óptimo, lo que implica un arbitraje entre alternativas en función de su coste, de la evolución prevista de su curva de aprendizaje, de su impacto descarbonizador, de las infraestructuras requeridas y de las restricciones geopolíticas entre otros. Ello exige un notable esfuerzo de coordinación.

El ejemplo más gráfico del arbitraje entre tecnologías descarbonizadoras alternativas lo ofrece la promoción del hidrógeno como combustible, materia prima o vector de almacenamiento, que se considera un componente fundamental de la estrategia de transición energética en las dos últimas décadas de la mitad de este siglo. El primer dilema se plantea con relación al tipo de hidrógeno «limpio» que se debe promover. De acuerdo con la estimación de los costes nivelados (métrica representativa de los costes totales medios) de la AIE²⁶, el coste de producción del hidrógeno en 2021 (usado esencialmente en la producción de amoníaco y en el sector petroquímico y del petróleo) estaba en el intervalo 1,0/3,0 \$/kg (para el hidrógeno obtenido de combustibles fósiles, sin captura de CO₂) frente al coste de producción con combustibles fósiles y captura de CO₂ (1,5/3,6 \$/kg) y al coste de producción con electrólisis y electricidad de bajas emisiones (3,4/12 \$/kg). Esto significa que, en las condiciones anteriores a la guerra de Ucrania, tanto el «hidrógeno azul» como el «hidrógeno verde» no serían competitivos en términos de coste con el «hidrógeno gris», y su entrada exigiría algún tipo de ayuda. Sin embargo, según la AIE este diferencial tendería a reducirse si se siguiese el escenario que la Agencia propone para alcanzar las emisiones netas cero, lo que permitiría alcanzar en 2030 un coste de 1,6 \$/kg para el hidrógeno electrolítico en regiones de excelente radiación solar y por debajo de 2,1/2,3 \$/Kg en localizaciones con excelentes recursos eólicos. No obstante, incluso con estas estimaciones, el «hidrógeno azul» mantendría en el horizonte de 2030 un coste más bajo que el «hidrógeno verde» o el «hidrógeno rosa» (con electricidad nuclear). Las estimaciones de «costes nivelados, como los señalados» dependen de las hipótesis utilizadas (precios de materias primas,

²⁶ IEA. (2023). *Global Hydrogen Review 2023*. International Energy Agency.

coste de capital, utilización de los activos, etc.), pero son un indicativo razonable del grado de competitividad-coste de las diferentes alternativas. Sin embargo, para sacar una conclusión, las diferencias de costes deben modularse teniendo en cuenta, en primer lugar, la intensidad de emisiones en cada una de ellas, más baja para el «hidrógeno verde» (con electricidad limpia) y el «hidrógeno rosa» que para el «hidrógeno azul», y, en segundo lugar, las dotaciones de recursos (gas, sol, viento) de cada país.

Más complejos resultan aún los arbitrajes en el dilema entre hidrógeno y electrificación (lo que se ha denominado «moléculas vs electrones»). M. Lambert²⁷ (2023) señala que la opinión más extendida en la actualidad defiende que «la electrificación directa será siempre preferida al hidrógeno limpio desde la perspectiva de coste y eficiencia, con tal de que su uso en las aplicaciones finales sea posible». Lambert se inclina a favor del coche eléctrico (con baterías) frente al que utiliza pilas de combustible, e igualmente a favor de las bombas de calor frente a la utilización de calderas que utilicen hidrógeno o combustibles limpios. También es partidario de la electrificación del transporte pesado por carretera (a condición de que exista la red de recarga apropiada), lo que reservaría el hidrógeno, sus derivados o los combustibles limpios que utilizan el hidrógeno en su producción al transporte marítimo y aéreo y a actividades industriales de difícil electrificación, ya sea para producir calor (vidrio, cerámica) o como materia prima (agente reductor en la siderurgia, por ejemplo). Sin embargo, la gestión del dilema no está libre de controversias. La elección entre electrificación y uso de combustibles sintéticos limpios en la movilidad terrestre dependerá de la futura evolución de la curva de aprendizaje en cada tecnología. Por otro lado, la utilización del hidrógeno como vector de almacenamiento y su transporte presentan todavía significativas incertidumbres. La necesidad de desarrollar una infraestructura de transporte que combine de forma óptima distintas alternativas (*blended* con gas, reconversión de los actuales gasoductos o nuevos hidroductos) es analizada por Jorge Fernández y Javier Méndez en su artículo de este número de EyG en el marco del diseño complejo de las nuevas redes energéticas necesarias para la transición energética y de los nuevos mercados (en ambos casos con un futuro incierto).

Por lo tanto, la política industrial orientada a la descarbonización tiene una triple tarea a la hora de impulsar tecnologías todavía no plenamente maduras, pero necesarias para la transición energética. En primer lugar, seleccionar las tecnologías descarbonizadoras cuyo coste de entrada sea

²⁷ Lambert, M. (2023). *Clean Hydrogen Roadmap: is greater realism leading to more credible paths forward?*

inferior al coste social de las emisiones de CO₂. En segundo lugar, arbitrar entre estas en función de los factores anteriormente señalados (coste, intensidad en emisiones, etc.). En tercer lugar, planificar el calendario de su entrada en función, de su curva de aprendizaje y de la evolución de las infraestructuras necesarias. Para ello, los poderes públicos disponen de una batería de instrumentos que Lambert⁽²⁷⁾ divide entre «palos» y «zanahorias», es decir, entre la penalización de actividades que se deben sustituir y el incentivo a la inversión en tecnologías descarbonizadoras. Lambert incluye entre los «palos» el precio del CO₂ establecido en un mecanismo de *cap and trade* (como el ETS europeo) al impuesto por tonelada emitida, la aplicación de medidas de *command and control* o el establecimiento de estándares. Entre las «zanahorias» estarían el establecimiento de tarifas, la garantía de precios a través de contratos por diferencias, las desgravaciones fiscales y las subvenciones y créditos blandos. Todos estos instrumentos pueden combinarse, lo que permite modular la entrada de nuevas tecnologías descarbonizadoras. No obstante, diseñar una combinación óptima es una tarea compleja, y una planificación defectuosa puede conducir a un despilfarro de recursos públicos o a la imposición de costes excesivos al tejido económico.

El juego de combinar instrumentos «palos» y «zanahorias» enumerados por Lambert⁽²⁷⁾ aparece claramente reflejado en las estrategias de promoción de otra tecnología descarbonizadora no totalmente madura, pero cuya penetración debe jugar un importante papel en los últimos veinte años anteriores a la mitad de siglo: la captura, confinamiento y utilización de CO₂. Dentro esta denominación general no solo se incluyen las tecnologías que realizan la captura en la fuente de CO₂ (plantas de generación eléctrica o instalaciones industriales), sino también las tecnologías que extraen CO₂ del aire (remoción de CO₂) y que representan, más bien, un mecanismo de geoingeniería funcionando como un sumidero añadido a los sumideros naturales. En algunos casos, estas tecnologías pueden considerarse complementarias con el desarrollo de la vía del hidrógeno (p. ej. en la fabricación del «hidrógeno azul») y, en otros, competitivas (p. ej. en la reducción de emisiones en actividades industriales de difícil descarbonización como la siderurgia o el cemento). La aplicación de las tecnologías de captura de CO₂ en las plantas de generación eléctrica con combustibles fósiles sería, por otra parte, crucial para evitar el cierre anticipado (o su reconversión a *back-up*) de un importante número de centrales de carbón en países emergentes⁽²⁷⁾ 28. De entre la batería de incentivos reseñados por Lambert podría destacarse en este caso el establecimiento de un precio al CO₂ a través de un impuesto o mediante el mecanismo de *cap and trade*; si el coste evitado de la penalización por

²⁸ IEA (2023). *CCUS policies and business models*. International Energy Agency.

la emisión es superior al coste de la captura, la entrada de la tecnología sería competitiva. La AIE⁽²⁸⁾ muestra que los costes nivelados de la captura varían notablemente, sobre todo dependiendo de la concentración del flujo de CO₂ en cada aplicación. Estos serían de entre 40/60 \$/t en aplicaciones de alta concentración y de entre 80/170 \$/t en aplicaciones de concentración diluida. En el caso de la remoción de CO₂ del aire, los costes nivelados se elevarían a un intervalo entre una cifra superior a los 200 \$/t y otra por encima de los 600 \$/t.

Por otro lado, los precios del CO₂ en el ETS han tendido a moverse en 2023 por encima de los 80 \$/t y en febrero han alcanzado un máximo de 100,34 \$/t²⁹ (Statista, 2023). En cuanto a su evolución futura a largo plazo, las estimaciones en el WEO 23 de la AIE⁽²⁾ en su escenario STEPS (correspondiente a las políticas ya establecidas) para la Unión Europea presentan un perfil creciente desde los 129 \$/t en 2030 a los 135 \$/t en 2050, pero en el escenario más exigente (coherente con el objetivo de cero emisiones netas) los precios del CO₂ en las economías avanzadas evolucionarían entre los 140 \$/t en 2030 y los 250 \$/t en 2050. Dada la incertidumbre tanto del perfil futuro a largo plazo de los precios del CO₂ (incluso del alcance de su aplicación) como de la evolución de la curva de aprendizaje de la tecnología en sus diferentes aplicaciones, es probable que otros instrumentos de promoción (subvenciones o desgravaciones fiscales), además de la potencial retribución a través del precio por el CO₂ utilizado, entren en el juego de los incentivos. Además, la política industrial deberá tener en cuenta, como en el caso de otras nuevas tecnologías descarbonizadoras, la planificación y la financiación de infraestructuras que, más allá de la captura, completen la cadena hasta la utilización o el almacenamiento permanente de CO₂.

Dentro de las tecnologías descarbonizadoras, la opción de la energía nuclear es probablemente la que plantea dilemas más específicos a la política industrial de descarbonización, ya que su penetración en la futura combinación energética viene condicionada por factores singulares no solamente relativos al coste sino también a la seguridad, la percepción del riesgo, la innovación tecnológica, los condicionamientos geopolíticos, las prioridades de la política industrial, etc.

La AIE³⁰ considera claramente competitiva en términos de coste la prolongación de la vida de las centrales de segunda generación más allá de su vida de diseño con relación a las alternativas de generación eléctrica descarbonizada (eólica, fotovoltaica, gas o carbón con captura de CO₂).

²⁹ Statista 2023.

³⁰ IEA (2022). *Nuclear Power and Energy Security transitions*. International Energy Agency.

La Agencia estima un coste nivelado de generación (métrica del coste total medio) inferior a 40 €/Mwh. Sin embargo, las estimaciones de los costes nivelados de las nuevas centrales de tercera generación requieren un examen más complejo. Estas centrales han registrado enormes desviaciones en relación con las previsiones de duración de su construcción y de su presupuesto, llegando a alcanzar cifras de costes de inversión (*overnight*) del orden de 8000 \$/Kw e incluso superiores. No obstante, la AIE⁽³⁰⁾ considera que un coste nivelado de generación de 40/80 €/Mwh (incluyendo coste de desmantelamiento y gestión de residuos) que podría acercarse a la competitividad requeriría un coste de inversión (*overnight*) de 2000/3000 \$/Kw (precios de 2020). Los datos que la AIE maneja en el WEO 23⁽²⁾ no suponen que esa corrección en los costes se vaya a producir en EE. UU. (costes nivelados de 105 \$/Mwh en 2022, 105 \$/Mwh en 2030 y 100 \$/Mwh en 2050) y menos aún en Europa (160 \$/Mwh en 2022, 130 \$/Mwh en 2030 y 110 \$/Mwh en 2050). Únicamente China y la India (70 \$/Mwh en 2022, 70 \$/Mwh en 2030 y 65 \$/Mwh en 2050) presentan costes más contenidos (todos estos costes nivelados a precios de 2022).

Con las anteriores estimaciones de costes, los reactores de tercera generación no serían una alternativa descarbonizada competitiva. Su entrada en un sistema eléctrico con mercados mayoristas competitivos requeriría tarifas reguladas o contratos por diferencias con un *strike price* fijado por la regulación, como ocurre en Hinkley Point 2 en Reino Unido y ocurrirá previsiblemente en Flamanville (Francia). En el caso de Olkiluoto 3 (Finlandia), con un contrato a precio fijo firme, el riesgo de desviaciones de coste y plazos lo asumía esencialmente el tecnólogo. Sin embargo, caben matizaciones a esas cifras. En primer lugar, se puede considerar que, superada la fase de reactores *first of a kind* en Europa y EE. UU., la curva de aprendizaje puede tener una pendiente más aguda que la prevista (al menos tendente a facilitar una convergencia de costes con China y la India). En segundo lugar, debe señalarse la gran dependencia en la estimación de costes nivelados de las hipótesis del coste de capital (*wacc*). La AIE⁽³⁰⁾ ofrece una estimación de coste nivelado (con un *wacc* del 4 %) para Europa, EE. UU. y China del orden de 40 \$/Mwh. En tercer lugar, debe tenerse en cuenta la mayor firmeza y flexibilidad que ofrece la generación nuclear con relación a la generación eléctrica con energía eólica o fotovoltaica. Esta ventaja se vería retribuida en el mercado de capacidad (pagos por capacidad disponible) y en el mercado del operador del sistema (pagos por servicios complementarios). De hecho, la AIE⁽³⁰⁾ utiliza otra métrica (costes nivelados ajustados por el valor) que refleja esa ventaja de la energía nuclear y equipara en algunos supuestos el coste nivelado ajustado de la generación nuclear con el de alguna de sus alternativas renovables.

En todo caso, como se señaló en números precedentes de EyG, existen una serie de factores diferentes del coste que condicionan la entrada de la energía nuclear. En primer lugar, factores de carácter geopolítico. Todos aquellos países que poseen armamento nuclear continuarán desarrollando también un ciclo nuclear civil. Además, tanto EE. UU. como Europa deberán enfrentar el avance que han adquirido Rusia y China en la difusión de sus tecnologías nucleares. Como señala la AIE⁽³⁰⁾, desde 2017 a 2022, de los 31 reactores cuya construcción se ha iniciado en el mundo, todos excepto cuatro son de diseño ruso o chino. En segundo lugar, la protección de la ventaja tecnológica en el área nuclear (como ocurre en Francia) justifica también los eventuales sobrecostes que suponen las ayudas implementadas por la política industrial. Por otro lado, el abandono de la energía nuclear por algunos países al considerarse el riesgo como inaceptable (esencialmente asociado a un potencial accidente en el núcleo del reactor y a la gestión de residuos) es también un factor determinante del grado de penetración global de la tecnología nuclear en el futuro, independientemente de las discusiones relativas a los costes.

Por último, debe destacarse la importancia de la innovación tecnológica como condicionante del grado de futura penetración de la energía nuclear en la combinación de la generación eléctrica. La Comisión Europea ha propuesto una alianza industrial europea para impulsar el desarrollo de los reactores nucleares pequeños (de menor capacidad, con un volumen de inversión inferior, innovaciones en el proceso de construcción y en la seguridad, y que permiten mayor flexibilidad operativa) a partir de 2030, aunque aún existen incertidumbres en relación con su coste. Mayor importancia a largo plazo revisten los avances tecnológicos en el reprocesado del combustible usado, en la utilización de reactores rápidos para permitir un reciclado más intenso y en la separación y transmutación. Las innovaciones tecnológicas en esta fase del ciclo del combustible nuclear que los reactores avanzados pueden aportar no solo suponen una utilización más eficiente de los recursos, sino que además contribuirían a paliar las incertidumbres en la gestión de los residuos de alta actividad y vida larga.

Este número de *Energía y Geoestrategia* dedica, por primera vez, una especial atención a la transición energética como escenario a largo plazo que las Fuerzas Armadas deben tener en cuenta como referencia en su elaboración estratégica. David Poza Cano, en su artículo «Transición energética en las operaciones militares», reflexiona sobre la necesidad de incorporar el imperativo de descarbonización que define la transición energética como una oportunidad para que las Fuerzas Armadas aumenten su autonomía estratégica y para que superen el reflejo inicial de considerar el objetivo de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero como un riesgo a su operatividad dada la dependencia de los ejércitos a

la utilización y aprovisionamiento de combustibles fósiles. Señala que una dependencia absoluta de estos combustibles supone un riesgo crítico en el frente de batalla, especialmente en los conflictos del siglo XXI, donde la energía se puede convertir en arma de guerra. El contralmirante Antonio González García, en su trabajo «Transición energética en las instalaciones militares», aborda la misma cuestión desde la perspectiva del impacto provocado por el cambio que supone la política de descarbonización en las instalaciones militares, que son el eje vertebrador de la disponibilidad operativa de las Fuerzas Armadas. Para ello, no solo se deberá mejorar la seguridad energética propia de las instalaciones, sino también contribuir significativamente a los esfuerzos nacionales para minorar nuestra dependencia energética exterior y a los esfuerzos globales para mitigar el cambio climático. Además, menciona expresamente la Instrucción 56/2011 del SEDEF, que incluye entre sus objetivos el ahorro y la eficiencia energética, así como la utilización de energías alternativas y/o renovables.

Otros dos artículos de este número de EyG se dedican a dos vectores de la política de transición energética que incorporan en un grado significativo la exigencia de una labor de planificación por parte de los poderes públicos. Pau Ruiz Guix, en su artículo «Políticas industriales verdes en un mundo en cambio: cooperación transatlántica e implicaciones globales de la Inflation Reduction Act y el Plan Industrial del Pacto Verde», aborda el resurgimiento de las políticas industriales focalizadas en la promoción de energías limpias y en el logro de una mayor autonomía estratégica en esa área como imperativo de seguridad en Europa y EE. UU. Señala cuatro grandes objetivos compartidos a nivel transatlántico en ambas iniciativas de política industrial: diversificar cadenas de suministro de fabricación de tecnologías limpias, acelerar el hidrógeno verde, asegurar minerales críticos y avanzar en el despliegue de coches eléctricos y sus baterías. Por su lado, Jorge Fernández Gómez y Jaime Menéndez Sánchez, en su trabajo «Redes energéticas, geopolítica y transición sostenible» analizan un eje vertebrador esencial de la política de descarbonización: la planificación de redes energéticas como factor de acompañamiento necesario para el despliegue del esfuerzo de innovación que requiere la transición energética. Señalan que disponer de redes energéticas robustas, malladas, integradas y que incluyan las tecnologías digitales más avanzadas favorece la creación de ventajas competitivas para las empresas, la economía y una mejor posición política y, por tanto, son elementos centrales y críticos de las estrategias globales de los países y regiones.

Por último, Neil Atkinson, en su artículo «La OPEP: una larga historia y un papel esencial en el futuro energético», realiza un examen de la historia de la OPEC desde su creación y una evolución de su operativa, clave para explicar la evolución del mercado de petróleo y su interacción con el esce-

nario geopolítico global. Además, analiza el desafío de esta organización ante el objetivo de abandono del uso de combustibles fósiles como eje de la política de descarbonización y sus escenarios de expansión (con un último avatar: la creación de la OPEP+).

Entrevista con el director general de la Agencia
Internacional de Energías Renovables (IRENA),
Francesco La Camera

En primer lugar, nos gustaría conocer su impresión general sobre los resultados de la COP28. ¿Optimismo o decepción?

Incluir el objetivo de triplicar la capacidad de renovables en la declaración final de la COP28 es un gran paso para la acción climática. Reconoce de manera oficial que una transición energética basada en renovables es la manera más eficaz de combatir el cambio climático.

En línea con los que nos dice el IPCC, IRENA, a través de su documento *Perspectivas de la Transición Energética Mundial (WETO)* ha estado haciendo de manera sistemática una llamada a triplicar la capacidad actual instalada de energías renovables hasta llegar a los 11 000 GW para 2030. Como resultado de la estrecha colaboración de IRENA con la Presidencia de la COP28 para impulsar un compromiso mundial, más de ciento treinta países han manifestado su apoyo o compromiso informal con este objetivo.

El Consenso de los EAU es crucial y es la clave de nuestro compromiso colectivo para mantenernos dentro del umbral de los 1,5 grados. Debemos transitar para dejar atrás los combustibles fósiles y para alcanzar las cero emisiones netas en 2050 sin alterar

los mercados energéticos, de acuerdo con la ciencia descrita por el IPCC.

¿Considera que el objetivo de triplicar la capacidad de energías renovables para 2030 es alcanzable teniendo en cuenta factores que inciden en el coste de las nuevas inversiones como el aumento del precio en componentes y equipos para el desarrollo de las energías renovables, el mayor coste de capital (sobre todo en economías emergentes), y los requerimientos de almacenamiento y redes?

Es una ardua tarea, pero alcanzable.

Creemos que es la manera más realista de rectificar y acelerar urgentemente la transición energética mundial para dejar atrás los combustibles fósiles, desencadenar un cambio sistemático y superar las barreras derivadas de los combustibles fósiles.

En los próximos años debemos enfocarnos en tres prioridades para acelerar considerablemente el despliegue de las energías renovables: infraestructuras físicas, políticas y regulación, y la capacidad humana e institucional.

La tendencia en los costes de despliegue de las energías renovables es prometedora. Nuestro análisis indica claramente que los costes de generación de electricidad a partir de *fuentes de energía renovable han experimentado una disminución constante en la última década*. Por poner un ejemplo: IRENA estima que, en 2022, la energía renovable desplegada en todo el mundo desde el año 2000 ha ahorrado 520 000 millones de dólares en costes de combustible en el sector eléctrico.

Así pues, la crisis de los precios de los combustibles fósiles de los últimos años ha sido un recordatorio revelador de los grandes beneficios económicos que puede aportar la energía renovable.

Aunque se ha aprobado transitar para dejar atrás (transition away) los combustibles fósiles, no se ha establecido una senda cuantificada de disminución. La brecha entre las previsiones a corto, medio y largo plazo del consumo de combustibles fósiles y la senda requerida para alcanzar el objetivo de cero emisiones netas en 2050 es enorme, y el reflejo securitario (inversiones en nueva capacidad de producción de combustibles fósiles) inducido por la guerra de Ucrania la ha agudizado. ¿Considera que existe el riesgo de que la estricta cumplimentación del objetivo

de ampliación de la capacidad renovable coexista con un exceso de capacidad de producción de combustibles fósiles, generando así un volumen significativo de inversiones varadas?

Existe un riesgo de que haya activos varados si los inversores eligen a medio plazo al sector de los combustibles fósiles frente a las energías renovables.

La crisis geopolítica de estos últimos años ha dejado muy claro que las energías renovables eficientes y descentralizadas hacen que los sistemas energéticos sean menos propensos a las perturbaciones del mercado y mejoran la seguridad energética gracias a la diversidad de opciones de suministro y agentes.

No obstante, observamos grandes disparidades en el despliegue y la inversión en energías renovables, que se concentran en unos pocos países y regiones. Por ejemplo, de los 295 GW de nueva capacidad de renovables instalada el año pasado, casi 200 GW correspondieron a Europa, Estados Unidos y China, y de los casi tres billones invertidos en renovables desde el año 2000, solo 60 000 millones de dólares se destinaron a África un continente con un inmenso potencial de renovables y con la mayor necesidad de desarrollo.

Además, las inversiones deben cambiar de dirección: del lado de la oferta al de la demanda. Cualquier decisión sobre nuevas inversiones debería evaluarse al detalle para impulsar la transición y reducir el riesgo de que haya activos varados de manera simultánea.

Por ello, IRENA promueve que se reforme la arquitectura financiera mundial y que las instituciones financieras multilaterales prioricen las inversiones en la red y en otras infraestructuras de apoyo necesarias para un sistema energético basado en las renovables, lo que supondría aproximadamente cinco billones de dólares en 2030.

El Global Stocktake de la COP28 muestra cierto optimismo en relación con la disponibilidad de las tecnologías de descarbonización requeridas en el proceso de transición energética. ¿Cree que los avances en el proceso de maduración de tecnologías como el CCUS, las nuevas alternativas de almacenamiento, el hidrógeno y los combustibles limpios,

etc., se acoplarán al calendario exigido por los objetivos de reducción de emisiones?

Para llegar a las cero emisiones netas se necesitarán todas las herramientas que existan contra la descarbonización.

La captura y almacenamiento de carbono (CAC) se podría utilizar en ciertos casos y en circunstancias limitadas, sobre todo en industrias «difíciles de descarbonizar» como las del cemento, el acero y la química, en las que aún no existe un mercado del hidrógeno. Sin embargo, en el sector eléctrico las energías renovables son más competitivas en costes que los combustibles fósiles con CAC. La utilización de tecnologías CAC para producir electricidad a partir de combustibles fósiles no se puede justificar desde un punto de vista económico.

El informe *WETO* de IRENA posiciona claramente a las energías renovables, el hidrógeno limpio y la biomasa sostenible como habilitadores de la electrificación y la eficiencia para impulsar la transición. Lo que quede de las emisiones de carbono debería entonces capturarse y eliminarse mediante diversos métodos, como la CAC o la bioenergía con CAC.

¿Considera que la neutralidad tecnológica debe orientar la combinación de tecnologías descarbonizadas o que debe dejarse a la discrecionalidad de los poderes públicos a través de la regulación la elección entre tecnologías descarbonizadas cuando existe un dilema entre estas?

En la búsqueda de un futuro con cero emisiones netas cada país avanza de forma diferente en sus transiciones energéticas teniendo en cuenta sus contextos y necesidades nacionales.

El informe *WETO* de IRENA ofrece una vía para limitar el aumento de la temperatura global a 1,5 °C y reducir las emisiones de CO₂ a cero neto para mediados de siglo, lo cual se puede lograr con las tecnologías existentes. El informe posiciona la electrificación y la eficiencia como motores clave de la transición impulsados por las energías renovables, el hidrógeno limpio y la biomasa sostenible. Algo que todos los países tienen en común es la necesidad de electrificar la calefacción y el transporte utilizando electricidad renovable, medidas de eficiencia y el uso directo de energías renovables.

Sin embargo, la combinación específica de tecnologías en determinados países y entornos institucionales puede variar. Por este motivo, mediante *evaluaciones específicas de preparación para*

las energías renovables, IRENA ofrece recomendaciones concretas para cada país que identifican acciones a corto y medio plazo para un rápido despliegue de las energías renovables.

IRENA ha puesto de manifiesto los avances de China en el desarrollo de tecnologías descarbonizadoras. Estos avances, ¿continuarán en el futuro?

En vista del progreso que China ha tenido en los últimos años, IRENA cree que el país seguirá avanzando en su transición energética. El año pasado, China duplicó la nueva capacidad de energías renovables instalada anualmente, que ahora representa la mitad de la capacidad mundial total instalada, una aceleración increíble. Con su enorme potencial para aprovechar una amplia variedad de fuentes y tecnologías renovables, China puede utilizar las energías renovables tanto para generar electricidad como para sectores de uso final como el transporte y los edificios con el fin de cumplir sus aspiraciones climáticas.

Además, como los costes del despliegue de energías renovables no paran de bajar, China puede cumplir su objetivo de cero emisiones netas.

La minería y la manufactura de materiales críticos para la transición energética están fuertemente concentradas geográficamente, lo que implica ventajas para determinados países y vulnerabilidades estratégicas para otros. ¿Sería posible algún marco de actuación para reducir estas asimetrías?

El informe de IRENA *Geopolítica de los Materiales Fundamentales* muestra que, aunque no hay escasez de reservas de materiales críticos, la concentración geográfica de la minería y el procesamiento es un riesgo que podría ralentizar la transición energética mundial.

Se necesitan estrategias de colaboración que beneficien a todos los implicados, ya que ningún país puede satisfacer por sí solo su demanda de todos los materiales críticos. Por ello, el informe reivindica la diversificación de las cadenas de suministro para minimizar los riesgos geopolíticos y ofrece consideraciones esenciales para que los responsables políticos tomen medidas.

Por ejemplo, hay que empoderar a los países en desarrollo para que aprovechen sus recursos minerales y conserven más

valor económico, lo que constituiría el pilar de una estrategia de diversificación que también contribuya a la equidad y la estabilidad mundiales. Una mayor cooperación internacional puede ayudar a crear mercados transparentes, con estándares y normas coherentes, y basados en los derechos humanos, la protección del medio ambiente y la participación de las comunidades.

La competencia entre políticas industriales verdes, sobre todo entre EE. UU., Europa y China ¿puede reducir significativamente la eficiencia del proceso de transición energética global? ¿Podría articularse una mayor cooperación en el terreno de la política industrial y tecnológica en el actual contexto de rivalidades geopolíticas?

El resurgimiento de políticas industriales en torno a la transición energética se caracteriza por el deseo de crear empleo y de captar una parte cada vez mayor de los beneficios socioeconómicos de la transición. No obstante, también se caracteriza por un contexto de mayor competencia geopolítica y geoeconómica cuyos efectos pueden ser tanto positivos como potencialmente negativos. Siempre que motive a los Gobiernos a impulsar un proceso más ambicioso de desarrollo de industrias de energías renovables, será positivo.

La formulación de políticas con estos matices podría abordar los *trade-offs* entre estos objetivos. IRENA sigue insistiendo en la necesidad de una cooperación mucho mayor que pueda facilitar la movilización de recursos financieros, el desarrollo de las tecnologías necesarias, el intercambio de las lecciones aprendidas y el despliegue de energías renovables y eficiencia energética.

Aunque la competencia entre países se haga cada vez más fuerte, en realidad existe una cooperación continuada entre empresas de muchos países distintos. La clave en este contexto es intentar lograr un enfoque que equilibre los distintos objetivos y que proporcione beneficios ampliamente compartidos.

¿Qué papel puede jugar la energía nuclear en el proceso de transición energética? ¿Cree que la energía nuclear de fusión puede considerarse una alternativa realista en el horizonte a medio plazo?

Según el Organismo Internacional de la Energía Atómica, el proceso de despliegue de energía nuclear conlleva de media entre

cinco y diez años, por lo que adoptar hoy la energía nuclear no dará ningún resultado hasta 2035.

Sin embargo, solo quedan seis años hasta 2030 para reducir las emisiones a la mitad y mantener abierta la senda de los 1,5 °C. En el último año, el mundo ha añadido casi 500 GW de capacidad de energía renovable, más del 30 % de toda la energía nuclear de los últimos setenta años.

Además, debemos considerar los costes a lo largo de toda cadena de valor, desde la construcción hasta el desmantelamiento. Los costes de capital de las centrales nucleares son elevados y, para llegar a cero emisiones netas, se necesitan soluciones competitivas en costes que puedan escalarse a buen ritmo, es decir, energías renovables. La justificación económica de las energías renovables es más sólida: se pueden desplegar inmediatamente sin costes de desmantelamiento y de residuos, y sin costes eternos para la sociedad y el medio ambiente.

¿Cómo considera que el hidrógeno renovable podría ayudar a mejorar la seguridad de suministro energético y afectar a la geopolítica y a las relaciones entre países?

El informe *WETO* de IRENA estima que el hidrógeno podría satisfacer el 14 % del consumo total de energía final en 2050. El hidrógeno renovable o verde podría fomentar la seguridad energética de tres formas principales: reduciendo la dependencia de las importaciones, mitigando la volatilidad de los precios e impulsando la flexibilidad y resistencia del sistema energético.

En los países en desarrollo, el hidrógeno verde también puede ofrecer nuevas oportunidades industriales para la producción y la utilización de materias primas como el acero verde. Incluso algunos de los países más pobres del mundo podrían explotar su potencial de energías renovables para producir hidrógeno verde a nivel local, lo que generaría beneficios socioeconómicos y reforzaría la seguridad energética.

La aparición de un mercado internacional del hidrógeno podría remodelar la política exterior y traer cambios en las relaciones y alianzas bilaterales. Los países que hasta ahora no habían comerciado con energía tienen la oportunidad de establecer relaciones energéticas bilaterales centradas en las tecnologías y las moléculas relacionadas con el hidrógeno.

Nos gustaría conocer su opinión sobre los diferentes dilemas que enfrenta la hoja de ruta del hidrógeno (electrones versus moléculas en el transporte, pilas de combustible vs coches eléctricos con baterías, hidrógeno verde/azul/rosa, instrumento de almacenamiento vs alternativas y electrificación vs combustibles sintéticos derivados del hidrógeno).

En el debate de electrones versus moléculas, nuestra perspectiva está muy clara y queda patente en nuestro informe *WETO*. Siempre que una aplicación se pueda solucionar mediante la electrificación directa con energía renovable, se preferirá esa opción.

La electrificación directa es muchísimo más eficiente en términos energéticos que la indirecta, esto es, la conversión de la electricidad de origen renovable en hidrógeno para aplicaciones como el transporte por carretera y la calefacción en edificios.

El hidrógeno verde será necesario para aplicaciones que no puedan electrificarse directamente en un futuro próximo, como por ejemplo la producción de amoníaco o acero, o la producción de combustibles sintéticos para la aviación de larga distancia y para el transporte marítimo oceánico, donde la electrificación no es viable con la tecnología actual y los biocombustibles pueden no ser capaces de cubrir toda la demanda.

En un mundo con cero emisiones netas, el panorama mundial para la producción de materias primas como el amoníaco, el metanol, el hierro y los combustibles para la aviación y la navegación podrían cambiar considerablemente. Para todos ellos, el hidrógeno verde es un componente esencial del coste total que será más barato de producir en los lugares con mejores recursos renovables.

Capítulo primero

Transición energética en las instalaciones militares

Antonio González García

Resumen

La transición energética en las instalaciones militares tiene el potencial no solo de reducir los costes de operación y disminuir las emisiones de CO₂, sino también de incrementar la seguridad energética y, por tanto, la continuidad de las capacidades militares en tiempos de crisis por las vías de la resiliencia y la autosuficiencia.

Los recientes acontecimientos en Ucrania han cambiado el paso de la hoja de ruta prevista por la Unión Europea y los combustibles fósiles han visto reforzado su posición, tensando las costuras de la seguridad energética.

Por ello, es clave minimizar la dependencia energética de los sistemas civiles de suministro y los mercados que las gestionan, por un lado, y avanzar en la dotación de infraestructuras y modelos de gestión que permitan a las instalaciones militares funcionar como islas energéticas cuando las circunstancias así lo requieran, por otro.

Este artículo repasa la transición energética en las instalaciones de defensa y propone reforzar paulatinamente el papel de

la energía como una capacidad militar clave sobre la que debería mantenerse el control en todo momento.

Palabras clave

Seguridad energética, Eficiencia energética, Fiabilidad energética, Resiliencia energética, Modelo energético.

Energy Transition in Military Facilities

Abstract

The energy transition in military installations has the potential not only to reduce operating costs and CO2 emissions, but also to increase energy security and, therefore, the continuity of military capabilities in times of crisis thanks to resilience and self-sufficiency. Recent events in Ukraine have changed the path of the European Union's planned roadmap, and fossil fuels have been strengthened, tightening the seams of energy security.

Therefore, it is essential to minimise the energy dependence of civil supply systems and the markets that manage them, and to make progress in the provision of infrastructure and management models to enable military installations to function as energy islands, when circumstances require so. This article reviews the energy transition in defence facilities and proposes gradually strengthening the role of energy as a key military capability, over which control should be always maintained.

Key words

Energy Security, Energy Efficiency, Energy Reliability, Energy Resilience, Energy Model.

TRANSICIÓN ENERGÉTICA EN INSTALACIONES MILITARES

SUMINISTRO DE ENERGÍA EN INSTALACIONES MILITARES

EFICIENCIA

REDUCCIÓN CUANTITATIVA DEL USO DE ENERGÍA

DIGITALIZACIÓN
SENSORIZACIÓN
GEMELO DIGITAL
BIM (BUILDING INFORMATION MODELING)

FIABILIDAD

CONSERVACIÓN DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA EN TODO MOMENTO

CALIDAD SUMINISTRO
REDUNDANCIA SUMINISTRO
PREVENCIÓN

RESILIENCIA

SOBREPONERSE A DISCONTINUIDADES EN SUMINISTRO DE ENERGÍA

REDUNDANCIA SUMINISTRO
PRIORIZACIÓN MISIÓN
DIMENSIONAMIENTO ALMACENAMIENTO

AUTOGENERACIÓN MEDIANTE FUENTES RENOVABLES MICRO-REDES CIBERSEGURIDAD

Fig. 1

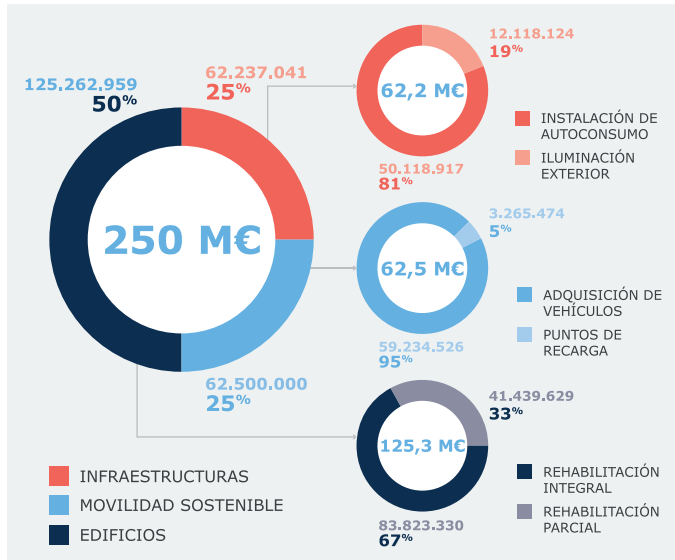


Fig. 2

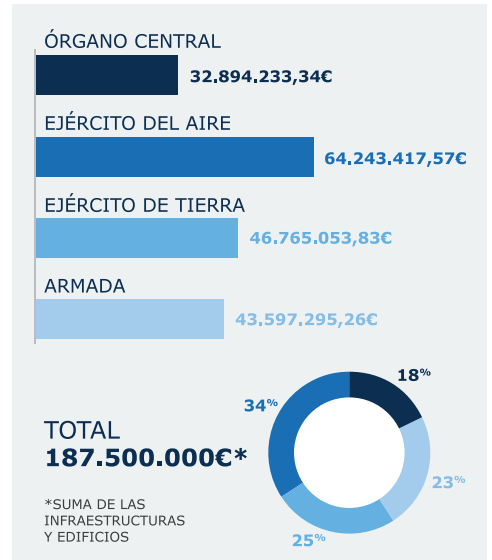


Fig. 3

Figura 1: Factores de transición energética en instalaciones militares.

Figura 2: Tipología de actuaciones en el Ministerio de Defensa con fondos PRTR. **Fuente:** Dirección General de Infraestructuras, Ministerio de Defensa.

Figura 3: Distribución de fondos en el Ministerio de Defensa con fondos PRTR. **Fuente:** Dirección General de Infraestructuras, Ministerio de Defensa.

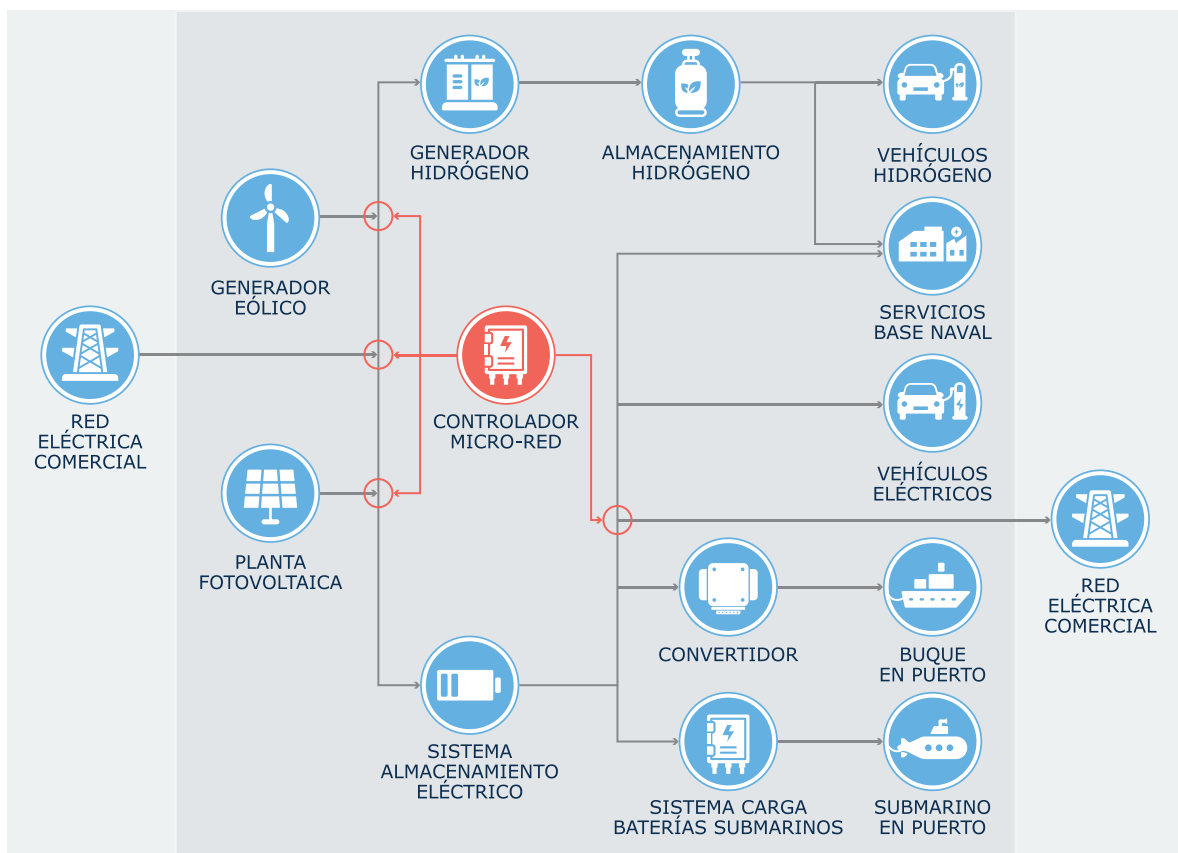


Fig. 4

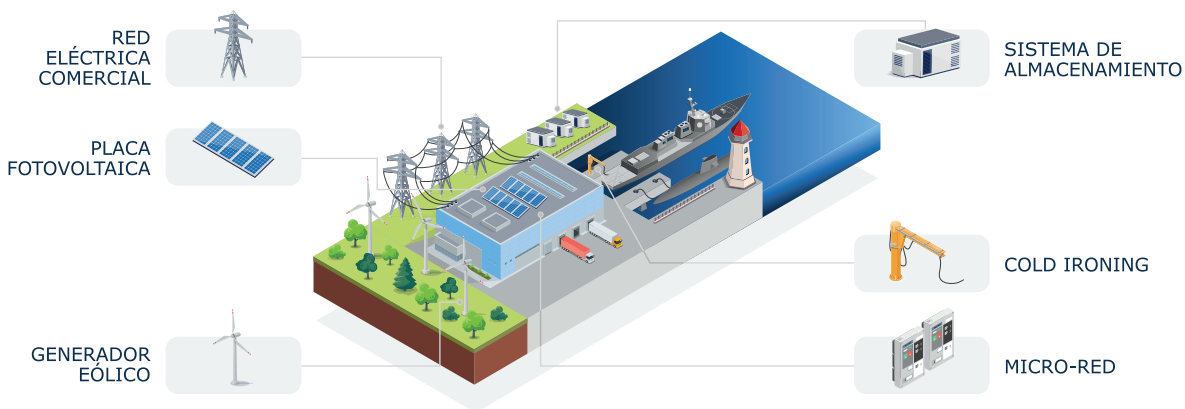


Fig. 5

Figura 4: Modelo instalación naval resultado de la transición energética.

Figura 5: Instalación naval resultado de la transición energética.

1. Marco introductorio. Energía y geoestrategia

El siglo XXI plantea a la humanidad la necesidad de hacer frente a los retos del cambio climático y del agotamiento de los recursos. Un aspecto crucial de este empeño es la transición desde fuentes energéticas de origen fósil a fuentes de energía sostenibles que ha de entenderse como un cambio del modelo de generación, distribución, almacenaje y consumo.

El modelo energético pasa de ser dependiente de los recursos (casi nulos en Europa) a ser dependiente de la tecnología. A medida que entramos en la era de la electrificación la producción energética cambia de la minería a la manufactura de equipos productores de electricidad de forma renovable. Por tanto, aquellos países que inviertan hoy en energías renovables y en sus tecnologías asociadas serán mañana los actores dominantes en el tablero geopolítico.

Este cambio no se limita únicamente a los sectores civiles, sino que también es necesario aumentar la eficiencia y reducir el impacto de las instalaciones militares, caracterizadas por sus importantes demandas energéticas, mediante la adopción de fuentes de energía renovable.

Las instalaciones militares son el eje vertebrador de la disponibilidad operativa de las Fuerzas Armadas. Apoyan las pruebas de evaluación, el mantenimiento, la reparación y la revisión de plataformas, el despliegue de sistemas de armas, la formación y movilización de fuerzas de combate y las operaciones de combate, así como la ayuda humanitaria y otras tareas.

Las instalaciones militares a menudo dependen de los aportes ininterrumpidos de diferentes servicios (electricidad, gas, combustible, agua) proporcionados por entidades civiles. La seguridad del suministro de estos servicios es crucial para el éxito de las misiones.

La transición energética en las instalaciones militares es un esfuerzo polifacético que no solo tiene el potencial de mejorar la seguridad energética propia de las instalaciones, sino también de contribuir significativamente a los esfuerzos nacionales para minorar nuestra dependencia energética exterior y a los esfuerzos globales para mitigar el cambio climático.

No en vano, la Instrucción 56/2011 del SEDEF¹ incluye entre sus objetivos el ahorro y eficiencia energética, así como la utilización de energías alternativas y/o renovables.

Históricamente, las transiciones energéticas son consecuencia del descubrimiento y la implantación de nuevas tecnologías, como lo fue en su momento la máquina de vapor, la energía eléctrica y, más recientemente, la era del petróleo o la nuclear. Constituyeron, en general, una serie de eventos paulatinos y prolongados en el tiempo, a menudo durante una generación o incluso más. Esto no resulta aplicable a la transición energética actual, ya que es fruto de una situación geoestratégica y climática acuciante que requiere realizar un esfuerzo significativo para acortar los plazos e implantar nuevas tecnologías.

Al igual que durante la Primera y Segunda Guerra Mundial la demanda de tecnología para la defensa fue el catalizador del desarrollo tecnológico, en este momento histórico la necesidad de asegurar la independencia energética de las instalaciones militares, de forma que puedan dar servicio en caso de un suministro energético discontinuo, podría ser el detonante del desarrollo de nuevas soluciones tecnológicas para la transición energética.

En este contexto, resulta primordial orientar la transición hacia dos objetivos de similar importancia. Uno es tratar de ralentizar en lo posible las consecuencias que nuestras actividades están generando sobre el clima. Otro va encaminado a garantizar la seguridad energética y el suministro para lograr la continuidad del apoyo logístico a los contingentes destacados en zona de operaciones, que en nuestros días afrontan numerosos retos, desde la base en territorio nacional. Estas políticas tienen múltiples dimensiones. Algunas van enfocadas a garantizar un determinado estándar de continuidad del suministro energético, entendido como un techo a la probabilidad de interrupción de dicho suministro, mientras que otras dimensiones se refieren a todos los factores que rodean al complejo equilibrio en torno al logro de precios razonables en los mercados actuales. Por citar un caso, la evolución de los precios del gas natural en Europa desde la invasión rusa de Ucrania parece un ejemplo de comportamiento no razonable protagonizado por los mercados que, por tanto,

¹ Instrucción 56/2011, de 3 de agosto, del Secretario de Estado de Defensa sobre sostenibilidad ambiental y eficiencia energética en el ámbito del Ministerio de Defensa. Modificada por la Instrucción 59/2014, de 4 de diciembre.

recomienda la intervención de la política de seguridad energética dentro del marco de la transición energética.

De cara a promoverla y robustecerla, una intensificación del desarrollo de las tecnologías descarbonizadas y un mayor impulso al ahorro y a la eficiencia energética, ambos promovidos desde los organismos e instituciones públicas, son claves. De igual manera lo es la reducción del peso de los combustibles fósiles, cuyo abastecimiento, en la mayoría de los países europeos, implica una dependencia exterior mayor que la que exigen las alternativas descarbonizadas en la combinación energética.

Al igual que en otras revoluciones tecnológicas a lo largo de la historia, el sector de la defensa tiene la capacidad de desempeñar un papel catalizador en el desarrollo de los acontecimientos. No solo participa activamente en el aseguramiento del suministro energético en los territorios donde es requerido, sino que también puede encargarse del desarrollo de equipos, soluciones y plataformas eficientes, sostenibles, eficaces y robustos, así como del campo de pruebas en la aplicación de tecnologías que provengan del ámbito civil. Actualmente, tanto la Base Logística del Ejército de Tierra, como la Base Aérea Conectada Sostenible e Inteligente (BACSI) del Ejército del Aire y el Arsenal Inteligente de la Armada trabajan en el sentido de integrar combinaciones en la generación (solar, eólica, geotérmica, etc.).

Establecidos a grandes rasgos los objetivos, es necesario hablar de plazos. El ritmo de entrada de las tecnologías renovables que contribuyen a paliar la situación actual (o de reentrada del nuevo parque nuclear en los países que apuestan por ello) tiene un límite. De hecho, en este momento, ante el riesgo de interrupción física del suministro energético por la crisis de Ucrania, un buen número de países están reaccionando mediante un mayor aseguramiento de su suministro de combustibles fósiles a través de la contratación, pero sobre todo cuando esto es posible, a través del aumento del autoabastecimiento (aunque sea a costa de reabrir centrales de carbón). A corto plazo, como consecuencia de las medidas de aseguramiento del suministro de combustibles fósiles que un buen número de países están poniendo en práctica, el resultado neto de las políticas adoptadas va a provocar previsiblemente un efecto retardatario en el proceso de transición energética.

Otra dimensión que incide en el modelo de transición se refiere a la concentración geográfica de la extracción y el procesa-

miento de materiales críticos para las energías renovables, que es casi más relevante que la ya conocida de los combustibles fósiles. En algunos casos, la extracción depende en grados elevadísimos de la minería realizada en países de alta fragilidad institucional (es el caso, por ejemplo, del cobalto, cuya extracción en el Congo representa el 70 % del total mundial). Sin embargo, el mayor riesgo geoestratégico está ligado a la dependencia de China, que detenta el liderazgo mundial tanto en la extracción como en el procesamiento de tierras raras, y también en el procesamiento del cobre, níquel y litio. Por otro lado, China ha adquirido una posición dominante en la cadena de oferta del sector de las energías renovables, tanto en la actividad manufacturera (paneles solares, turbinas eólicas, baterías, vehículos eléctricos) como en el desarrollo tecnológico². En definitiva, China es el país con mayor número de patentes en el nicho de las energías renovables, por delante de EE. UU., Japón y la UE.

Aunque el contexto está evolucionando (recientemente se han hallado grandes yacimientos de litio y el modelo productivo chino está teniendo dificultades), la reducción del riesgo en la cadena de suministro de activos energéticos y el aseguramiento de la máxima autonomía estratégica en el desarrollo de tecnologías descarbonizadas serán imperativos de la política de transición energética, tanto más exigentes cuanto mayor sea la intensidad del clima de rivalidad en el entorno geopolítico global.

En ese sentido, y por plasmar algunas tendencias, Bordoff y O'Sullivan (2022) hablan de un nuevo orden energético internacional caracterizado por una mayor presencia estatal en el diseño y la implementación de las estrategias energéticas por exigencia del nuevo perfil de los imperativos de la transición y la lucha contra el cambio climático (dos de los vértices del tradicional trilema³ de objetivos de la política energética).

Henderson y Meidan (2023) también tratan el reequilibrio en el trilema de objetivos como el principal rasgo característico del

² De hecho, China fabrica el 80 % de los paneles solares que se instalan en el mundo, lo que hace que se produzca la paradoja de que se convierte, por tanto, en un beneficiario indirecto de los fondos europeos asociados al Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR).

³ El trilema energético establece la necesidad de equilibrio entre tres dimensiones muy interrelacionadas: la seguridad de suministro, la sostenibilidad económica y la sostenibilidad ambiental.

escenario energético posterior a la invasión rusa, aunque proponen: disponibilidad/acceso de los consumidores, seguridad y sostenibilidad. En todo caso, con cualquier formulación, la descripción de los objetivos de la estrategia energética en términos de un trilema tiende a poner el énfasis en una solución de compromiso entre ellos.

Más cercana parece la visión de Claudio Aranzadi (2023), que considera el trilema como un objetivo (minimización del coste del suministro energético) y dos restricciones (seguridad del suministro y protección medioambiental). Argumenta que, en el caso de la seguridad (garantía de un determinado estándar de continuidad del suministro a un precio razonable), la intervención de los poderes públicos estaría justificada si el estándar de seguridad considerado apropiado no se consigue con el agregado de las decisiones de los agentes económicos, ya que esa intervención supondría la provisión de un bien público.

Tanto en Europa como en EE. UU. y Japón se están adoptando medidas desde los respectivos Gobiernos para afrontar la crisis energética provocada por la invasión de Ucrania. En todos los casos, las iniciativas para impulsar las tecnologías limpias y reducir el consumo de combustibles fósiles se han intensificado.

En definitiva, la transición energética en las instalaciones militares es una vía indiscutible para el progreso tanto de la seguridad energética de los ejércitos como de la sostenibilidad global. Al adoptar fuentes de energía renovables, las infraestructuras militares pueden mejorar la seguridad energética, la eficiencia y la gestión medioambiental. Esto es especialmente importante en los emplazamientos militares aislados, tales como baterías de misiles, estaciones de radio, islas, peñones, radares de alerta previa, etc. Además, es importante tener en cuenta que estamos en el proceso de pasar de sistemas de armas cinéticos a otros basados en la energía (cañones electromagnéticos y láseres de alta potencia), por lo que las consideraciones que se hagan en este artículo serán incluso de mayor incidencia en un futuro con armas de este tipo.

La figura 1 muestra que la transición energética en instalaciones militares debe basarse en los factores de eficiencia, fiabilidad y resiliencia.

La eficiencia se puede lograr comenzando por la digitalización de las redes energéticas internas a los centros militares mediante la implantación y la utilización de los gemelos digitales que, en



Figura 1. Factores transición energética en instalaciones militares. Fuente: elaboración propia

nuevas construcciones, vendrán dados por la metodología BIM⁴ desde la propia construcción de acuerdo con el *Plan de incorporación de la metodología BIM en la contratación pública*⁵. Esta digitalización nos permitirá reunir datos suficientes para optimizar la explotación con diversas fuentes de energía y llegar a la máxima eficiencia.

La fiabilidad viene dada por la monitorización continua para seleccionar la fuente adecuada entre las varias redundantes disponibles en caso de discontinuidad o de pérdida de calidad del suministro, cualesquiera que sean los motivos.

La resiliencia se consigue mediante la priorización de la asignación de energía a las cargas críticas para la misión a través de sistemas de almacenamiento que deben estar dimensionados para los tiempos de servicio requeridos por la misión. Esta resiliencia es especialmente importante en instalaciones únicas como pueden ser talleres de misiles o torpedos.

A su vez, los factores de eficiencia, fiabilidad y resiliencia se fundamentan principalmente en la adopción de energías renovables y redundantes controladas mediante una solución tecnológica de

⁴ BIM. *Building Information Modeling*, es una metodología que permite crear simulaciones digitales de diseño, manejando coordinadamente toda la información que conlleva un proyecto de arquitectura, no solo la parte constructiva, sino también las instalaciones asociadas.

⁵ Orden PCM/818/2023, de 18 de julio, por la que se publica el Acuerdo del Consejo de Ministros de 27 de junio de 2023, por el que se aprueba el Plan de Incorporación de la Metodología BIM en la contratación pública de la Administración General del Estado y sus organismos públicos y entidades de derecho público vinculados o dependientes.

micro-redes (*smart grids*) que debe llevar a cabo el control y aportar la inteligencia necesaria para llevar a cabo todas las conmutaciones requeridas. Lo anterior implica una conectividad y una transmisión de datos que inducen riesgos en cuanto a ciberseguridad y, por tanto, deben estar protegidos de este tipo de amenazas.

En todo lo anterior damos por hecho la coexistencia de suministradores civiles junto con la autogeneración por equipos propiedad de las propias instalaciones militares. La sinergia entre los sectores militar y civil en la adopción de tecnologías de energía limpia puede conducir a innovaciones que se extiendan más allá de las aplicaciones militares, lo que beneficia a la sociedad en su conjunto. Es más, los anglosajones han acuñado el término *prosumer* (consumidor-productor) para sintetizar en un concepto el hecho de migrar las instalaciones desde la situación tradicional de consumidores netos a otra nueva en que pasar a ser consumidores-productores.

Mientras los Gobiernos siguen lidiando con las complejidades del cambio climático, la transición energética en las instalaciones militares será un testimonio del poder transformador de las prácticas sostenibles.

Por último, cabe mencionar las declaraciones del director ejecutivo de la EDA, Jirí Sedivy, en 2022: «la transición verde solo puede tener éxito si incorporamos completamente el sector de la defensa, dado que necesita grandes cantidades de energía y combustibles fósiles».

2. Ventajas de la eficiencia energética para la logística e independencia energética de las instalaciones de las FAS

A continuación, analizaremos una serie de ventajas implícitas en la transición energética de las instalaciones militares.

2.1. Reducción de la dependencia energética externa

Las instalaciones militares tradicionales actuales dependen en gran medida de los combustibles fósiles, lo que hace que las líneas de suministro sean vulnerables a interrupciones y dependencias extranjeras, especialmente en los países europeos, caracterizados por no disponer de yacimientos propios.

Estar preparados para una crisis geoestratégica que afecte al suministro energético debería ser primordial para el tejido defensivo, ya que implica la ventaja estratégica de minimizar el efecto de las posibles crisis y garantizar la independencia energética. Por el contrario, la inacción puede suponer no estar preparado para operar durante un acontecimiento de este tipo o en un panorama tecnológico sustancialmente diferente.

Mediante la transición a fuentes de energía renovables, las instalaciones militares pueden reducir en un porcentaje significativo su dependencia de los combustibles fósiles, mejorando la independencia energética y minimizando las vulnerabilidades potenciales en tiempos de conflicto o crisis. La energía solar, eólica, geotérmica y otras fuentes renovables, debidamente combinadas con un sistema de almacenamiento, ofrecen opciones energéticas descentralizadas y con resiliencia que pueden garantizar la continuidad operativa de las bases militares. En este momento, dadas las tecnologías disponibles, esto no es realista para un caso de carencia total del suministro de combustibles fósiles, pero sin duda pueden hacerlo en caso de restricciones o discontinuidades en el abastecimiento.

Además, en la actualidad, la dependencia de las instalaciones militares de los sistemas energéticos civiles, que a veces se someten a actores externos⁶ en lo referente a recursos, materias primas, modelos de gestión de la cadena de suministro y toma de decisiones, son vulnerabilidades que, a tenor de los últimos acontecimientos en Ucrania, han pasado a primer plano. El caso de la restricción de suministro de gas ruso como resultado de la guerra en Ucrania es paradigmático de la dependencia externa en los países europeos.

2.2. Mayor resiliencia/seguridad energética

Actualmente existe una necesidad acuciante de reforzar la seguridad de las infraestructuras militares, fundamentales para la defensa. Esta labor se está llevando a cabo por las vías paralelas de la minimización de riesgos y la mejora de la resiliencia.

Mientras que la minimización del riesgo se centra en la reducción de la exposición y la vulnerabilidad de los activos físicos para

⁶ Algunos de los suministradores de energía en España están controladas por capital extranjero.

prevenir las amenazas, la resiliencia se centra en cuatro aspectos: la continuidad operativa de un sistema energético en un estado degradado, la eficacia de la respuesta para una acción correctiva inmediata, la estabilización y rápida recuperación de la funcionalidad, y los recursos disponibles para cada una de estas acciones.

Entre las ventajas que conlleva la mejora de la eficiencia energética para la logística y la independencia energética de las instalaciones de las FAS está, por tanto, la reducción de riesgos. Cuando, a la luz de los nuevos parámetros trazados por el contexto geoestratégico, se analiza el ámbito de la transición energética en entornos militares se evidencian múltiples lagunas relacionadas con la dimensión operativa, la planificación, el desarrollo de capacidades, la participación de partes interesadas, la gobernanza y la investigación y el desarrollo (I+D).

La ubicación de una instalación militar y de los sistemas energéticos de los que depende determina la exposición a fallos de estos, variables local y regionalmente. Las amenazas sobre las infraestructuras críticas de energía pueden comprometer la capacidad militar operativa directa (a través de daños en los equipos) o indirectamente (cortes de energía o suministros), pero darán lugar a costes más elevados debido al mantenimiento no planificado de infraestructuras y equipos, lo que es especialmente cierto en ausencia de medidas eficaces de gestión de riesgos causados por ataques terroristas o eventos climáticos. El nivel de protección, las características y el estado de los componentes, así como la configuración y la gestión de los sistemas energéticos, determinarán la sensibilidad de una instalación frente a problemas en el suministro.

2.2.1. Dependencia energética de los sistemas energéticos civiles

Las Fuerzas Armadas necesitan un suministro ininterrumpido de energía para el funcionamiento de sus instalaciones, sus vehículos tácticos y no tácticos, buques, aeronaves y equipos. Para las instalaciones militares, la tendencia es establecer contratos con proveedores de energía civiles, lo que crea una dependencia de fuentes externas sobre las que los militares tienen un control limitado (Tavares da Costa y Krausmann, 2021). Sin un suministro adecuado de energía, todas las capacidades militares que dependen de ella están en peligro.

Los operadores energéticos esgrimen argumentos como la infalibilidad (o la muy baja probabilidad de caída) de sus redes de

suministro. Por ende, parecen poco partidarios a ofrecer a las instalaciones de defensa una disposición adecuada para que estas puedan funcionar como «islas energéticas» y autoabastecerse durante periodos temporales lo bastante largos como para superar el efecto de una discontinuidad de suministro. Sin embargo, es indudable que la energía es una capacidad militar y que un análisis de riesgos debe, ineludiblemente, contemplar que la posibilidad de corte/restricción de suministro existe. Por lo tanto, las instalaciones de defensa deben dotarse de infraestructuras energéticas que garanticen esa capacidad.

Como miembros del escenario europeo, y tras habernos comprometido a que al menos el 42,5 % de la electricidad provenga de fuentes renovables en 2030⁷, los operadores son conscientes de que es necesario aumentar la capacidad de las redes eléctricas de distribución y el almacenamiento. El primero es un requisito indispensable para dar salida a la creciente capacidad de generación de energías renovables con una distribución geográfica muy amplia. Las redes eléctricas actuales son auténticas columnas vertebrales de los sistemas eléctricos que deben evolucionar, con las inversiones adecuadas, para pasar de un modelo basado en la producción masiva de energía en unos pocos centros a disponer de numerosos centros de generación con potencias más moderadas. El problema del almacenamiento es mucho más grave porque requiere I+D que trataremos en el apartado correspondiente. Para disminuir la capacidad de almacenamiento requerida para una instalación militar se pueden adoptar medidas como la hibridación, que genera electricidad a partir de dos o más fuentes, generalmente de origen renovable, que comparten un mismo punto de conexión.

Dado que las infraestructuras energéticas críticas (IEC) son propiedad de entidades civiles, los ministerios de Defensa (MdD) de la UE se ven limitados a la hora de gestionar el riesgo asociado y de reforzar la resiliencia energética de sus instalaciones. Las entidades civiles que gestionan la energía a menudo no coordinan sus esfuerzos con el Ministerio de Defensa para gestionar los riesgos. Más aún, las IEC de propiedad civil están a menudo participadas de grupos accionariales mayoritarios de entidades extranjeras, lo cual puede suponer una amenaza para la seguridad y limitar la cooperación civil-militar. Es por ello por lo que la cooperación en este ámbito necesita reescribirse.

⁷ Acuerdo del Consejo Europeo de marzo de 2023.

2.2.2. Dependencias intersectoriales y potencial de efecto cascada

Como ya se ha comentado, las instalaciones militares dependen a menudo del suministro ininterrumpido de diferentes servicios (electricidad, gas, combustible, agua) por parte de entidades civiles que gestionan infraestructuras críticas. La seguridad del suministro de estos servicios suele ser crucial para los Ejércitos y la Armada (por ejemplo, el suministro de gas para calentar edificios, el suministro de combustible para vehículos, buques y aeronaves, o el suministro energía para talleres de misiles y torpedos, simuladores, carga de baterías de submarinos, etc.). Su interrupción, debido al impacto de amenazas artificiales o naturales o a efectos en cascada, puede perjudicar significativamente la eficacia operativa, la preparación y la sostenibilidad.

Los impactos en las infraestructuras críticas también pueden producirse de manera simultánea en múltiples partes de un sistema, propagarse a otras infraestructuras críticas (por ejemplo, agua o telecomunicaciones) y afectar indirectamente a las instalaciones militares. También es importante señalar la interdependencia específica de los sistemas energéticos, en los que una interrupción de uno de ellos puede provocar con facilidad una discontinuidad en otro. Por ejemplo, las centrales térmicas necesitan un suministro continuo de combustible mientras que, al mismo tiempo, la producción, conversión y transporte de petróleo y gas necesitan un acceso ininterrumpido a la electricidad de la red para funcionar.

Sin embargo, solo una pequeña parte de los activos y de los sistemas físicos críticos (por ejemplo, la distribución de energía eléctrica) están ubicados y son propiedad de las Fuerzas Armadas o son operados por ellas. Por lo tanto, no es mucho lo que pueden hacer por sí solas para gestionar el riesgo de interrupciones en el suministro. Para superar este reto es necesaria la colaboración con los operadores y reguladores de las infraestructuras críticas y de la distribución de energía.

Aunque en Europa no se dispone de datos sobre los impactos en cascada de las instalaciones críticas en las instalaciones militares, en Estados Unidos, el *Informe Anual de Gestión de la Energía y Resiliencia del Departamento de Defensa* (DoD) ofrece una visión general anual de los cortes de suministro (US DoD, 2020). En 2020, las instalaciones militares del DoD experimentaron 3018 cortes no planificados de los servicios públicos (ener-

gía eléctrica, gas, vapor, agua y aguas residuales), de los cuales cerca del 87 % correspondieron a cortes de energía eléctrica y 649 duraron más de ocho horas. Del total, el 40 % de los fallos se debieron a fallos de equipos y el 25 % a condiciones meteorológicas adversas. En los sistemas privatizados del DoD se registraron 643 cortes, de los cuales cerca del 91 % correspondieron a cortes de energía y 111 duraron más de ocho horas. Sus principales causas fueron los fallos de los equipos y las inclemencias meteorológicas.

Desde el punto de vista de la resiliencia es importante evaluar los diferentes riesgos directos e indirectos a los que están expuestas las instalaciones militares teniendo en cuenta la creciente conectividad e interdependencia de los sistemas energéticos y sus respectivas cadenas de suministro. Las instalaciones de defensa no están incluidas en la Ley 8/2011⁸. Esta evaluación debería incluir no solo elementos relacionados con las infraestructuras, sino también con aspectos socioeconómicos y medioambientales, ya que todos ellos desempeñan un papel en el refuerzo de la resiliencia (Vamanu *et al.*, 2021).

Además, es necesario organizar ejercicios periódicos con el supuesto de desconexión de las redes de suministro, de forma que se pueda evaluar la respuesta de las personas y los equipos en la comunidad y en el cumplimiento de la misión, y, en consecuencia, valorar futuras inversiones en fuentes de energía que sean propias de la instalación. La Marina de EE. UU. tiene un acuerdo con el Massachusetts Institute of Technology (MIT) para organizar y analizar los resultados de estos ejercicios. De manera adicional, incluso se debería valorar la necesidad de juegos de guerra adaptados o expresamente diseñados para simular estas situaciones y extraer lecciones.

2.3. Desarrollo tecnológico e innovación

La transición energética lleva asociados el desarrollo y la implementación de nuevas tecnologías, lo que fomenta el I+D y provoca el avance en áreas tales como la eficiencia energética, el almacenamiento, la gestión de energía y las energías renovables. Algunos de estos campos también pueden ser aplicables al desarrollo de nuevos sensores y armas.

⁸ Ley 8/2011, de 28 de abril, por la que se establecen medidas para la protección de las infraestructuras críticas.

La ETID⁹ 2020 prevé las siguientes líneas de I+D+i de interés para el Ministerio de Defensa:

- Sistemas de energía de alta potencia.
- Sistemas de captación de energía ambiental (*energy harvesting*).
- Sistemas de pilas de combustible para su uso en entorno militar.
- Sistemas de microgeneración de energía eléctrica como microturbinas o grupos electrógenos portátiles.
- Sistemas de almacenamiento de energía eléctrica para su uso en entorno militar.
- Sistema integrado de generación de energía eléctrica renovable para bases en zona de operaciones.
- Redes inteligentes de energía eléctrica para Defensa.
- Autoproducción de combustibles.
- Climatización y ACS integrada y eficiente.

Otro aspecto importante es la imprescindible digitalización de las redes de distribución internas de las instalaciones militares (las empresas distribuidoras ya tienen digitalizadas sus redes). Esta digitalización debe fundamentarse en los siguientes objetivos:

- Crear un modelo de datos que soporte las necesidades de la transición energética.
- Instalar dispositivos IoT¹⁰ que, conectados a una nube propia del Ministerio de Defensa, hagan posible una total monitorización de los activos de la red, es decir, la creación de un gemelo digital completo de la red, que no sería difícil, para las nuevas instalaciones construidas o adaptadas a BIM, como ya se ha comentado.
- Dotar al gemelo digital de inteligencia, lo que permitiría el control y, por tanto, la optimización del equilibrio entre la generación distribuida y la gestión de la demanda en función de las situaciones de disponibilidad operativa de las instalaciones, horarios, etc.

2.4. Ahorro económico a largo plazo

Una vez superada la inversión inicial, la transición con uso de energías renovables conlleva un ahorro significativo. Sirva como

⁹ ETID. Estrategia de tecnología e innovación para la Defensa.

¹⁰ IoT. *Internet of Things*.

ejemplo el caso de la Armada, que tiene una inversión en curso de 8,3 M€ de los fondos del Plan de Recuperación Transformación y Resiliencia (PRTR) para la instalación de placas fotovoltaicas en el Arsenal de Cartagena, en la Base Naval de Rota, en el Arsenal de las Palmas y en las estaciones de radio de Madrid, con lo que se va obtener un ahorro de un 11 % sobre el coste de suministro eléctrico anual¹¹ de la Armada. Por lo tanto, esta inversión quedará amortizada en seis años. Además, no hay que olvidar que también supone una reducción significativa de vertido de CO₂.

2.5. Reducción de gases de efecto invernadero

Las infraestructuras críticas, como sistemas de sistemas complejos interconectados e interdependientes, pueden estar distribuidas por el espacio cubriendo vastas áreas geográficas, gestionadas por múltiples entidades y sirviendo a múltiples clientes de manera simultánea a menudo en un mercado competitivo. Estas características pueden exponer a las instalaciones militares a los impactos indirectos del cambio climático.

Además, el cambio climático crea o exacerba los desafíos para la fiabilidad, la seguridad, la eficiencia y la resiliencia de la instalación crítica. El cambio climático es una preocupación creciente para la seguridad y la defensa de la UE, ya que la lista de fenómenos climatológicos, cada vez más frecuentes, que pueden afectar a las instalaciones militares, dañar los activos físicos y los suministros, y perturbar las operaciones militares es amplia y no para de aumentar.

Actualmente se asume que cualquier sistema energético, instalación o capacidad militar existente se ve o puede verse afectado en cierta medida por el cambio climático, ya sea por fenómenos de evolución lenta (aumento de temperaturas, del nivel del mar, sequía, etc.) o rápida. Algunos ejemplos de riesgos derivados del cambio climático sobre las instalaciones, los equipos y el personal militar y sus capacidades asociadas podrían ser las siguientes (Tavares da Costa y Krausmann, 2021):

- Olas de calor. Daños en las estructuras debidos al estrés térmico. Fallos en los equipos por sobrecalentamiento.

¹¹ El porcentaje del 11 % se ha calculado teniendo en cuenta las horas de sol anuales en promedio en las respectivas regiones donde se instalan.

- Aumento del nivel del mar, que afectaría especialmente a las instalaciones de la Armada.
- Inundaciones y lluvias torrenciales. Daños y disfunciones debidos a la acción del agua sobre estructuras y equipos en zonas inundables a nivel del suelo.
- Tormentas de viento y rayos.
- Incendios forestales, etc.

Es deber de los ejércitos anticiparse en la medida de lo posible a los impactos que pudieran repercutir en la disponibilidad y el normal desarrollo de estas funcionalidades.

Actualmente hay escasez de estudios cuantitativos sobre los efectos del cambio climático en las instalaciones militares, de orientaciones para evaluar el riesgo climático y la capacidad de recuperación, y de herramientas de apoyo a la toma de decisiones para comparar las diferentes opciones de adaptación al cambio climático y de mitigación de sus efectos.

No conviene olvidar que los cambios climáticos tienen un impacto directo y se entrecruzan con las cuestiones energéticas, y que la energía puede convertirse en un arma y utilizarse para la guerra híbrida (Rühle y Grubliauskas, 2015).

Tomaremos como caso de estudio la tormenta invernal Uri en EE. UU. y la crisis energética subsiguiente en Texas en 2021.

En febrero de 2021, un vórtice polar provocó una de las tormentas invernales más frías registradas en EE. UU. (fue el febrero con temperaturas más bajas y con más nieve desde 1979). Esta tormenta invernal provocó la interrupción simultánea del suministro de gas natural, electricidad, agua y transporte durante varios días (Doss-Gollin *et al.*, 2021), lo que tuvo repercusiones en las instalaciones militares. El suministro eléctrico no pudo satisfacer la demanda, cuya previsión se subestimó en un 14 %. Esta situación provocó interrupciones o reducciones (funcionamiento por debajo de la capacidad máxima neta) de 1796 recursos de generación y almacenamiento de electricidad. El impacto sobre las instalaciones fue severo.

Tras la evaluación posterior, el Departamento de Defensa obtuvo las siguientes lecciones aprendidas:

- Los mercados por sí solos no parecen ofrecer incentivos suficientes para reducir a cero el riesgo de las instalaciones mili-

- tares críticas ante los peligros naturales y el cambio climático, y para reforzar la resiliencia.
- La meteorización de los sistemas de producción de energía requiere una supervisión firme y coordinada.
 - La respuesta a la demanda y las interrupciones continuas necesitan un enfoque más granular (por ejemplo, la identificación de cargas críticas) y una mejor priorización.
 - Los sistemas energéticos requieren más flexibilidad (eficiencia energética, interconexiones, almacenamiento, generación distribuida, generadores de energía de reserva optimizados, reducción de la demanda, microrredes inteligentes).
 - Sería ventajosa la participación de múltiples partes interesadas en la elaboración de escenarios y juegos de crisis.

2.6. Mejora de la imagen institucional

El consumo tradicional de combustibles fósiles contribuye a las emisiones de gases de efecto invernadero y a la degradación del medio ambiente. La transición de los ejércitos hacia fuentes de energía sostenibles se alinea con los esfuerzos globales más amplios para combatir el cambio climático. Al adoptar alternativas energéticas más limpias, las instalaciones militares pueden reducir su huella de carbono, lo que contribuye a la reducción de las emisiones nacionales globales. Esta postura proactiva no solo demuestra responsabilidad medioambiental, sino que también posiciona al Ministerio de Defensa como líder en prácticas sostenibles.

2.7. Adaptación a futuras regulaciones/amenazas

La transición energética prepara las instalaciones militares para futuras regulaciones o para estándares más estrictos en caso de que el proceso del cambio climático se acelere o de que surjan nuevas amenazas, como pueden ser:

- Reducción de la capacidad de importación y exportación.
- Quiebra de empresas suministradoras.
- Subida de precios por crisis externas.
- Sobrecarga de las líneas de transmisión y distribución.
- Cambios forzados en la topología de la red eléctrica.
- Cierre de subestaciones y centrales eléctricas.
- Reducción de la capacidad de reserva.
- Degradación de la frecuencia/calidad/normativa.

3. Medidas para promover la transición energética de las instalaciones de las FAS

3.1. Definición de los requisitos operativos de los Estados Mayores

Es necesario un análisis de los riesgos específicos tales como la dependencia de las instalaciones militares del suministro energético externo, su especial ubicación geográfica, la criticidad de la instalación para el apoyo a la fuerza, etc. Además, es imperativo un análisis pormenorizado de las vulnerabilidades energéticas del inventario de instalaciones de defensa. Estas consideraciones deben dar lugar a un documento de requisitos operativos que sirva de punto de partida para la planificación y la ejecución de la transición energética.

3.2. Modelo organizacional

El modelo actual, dirigido desde DIGENIN, se considera adecuado para planificar la transición energética en el ámbito del Ministerio de Defensa con base en las necesidades operativas y a las prioridades definidas por los Estados Mayores. La ejecución descentralizada en los Ejércitos y la Armada permitirá la puesta en práctica de soluciones adecuadas al objetivo de transición energética. Adicionalmente, será necesaria una formación adecuada y específica de los cuerpos de ingenieros en soluciones técnicas avanzadas para eficiencia energética.

El proceso descrito ya se ha puesto en práctica para la programación de los proyectos PRTR¹² del Ministerio de Defensa. Estos, partiendo de la asignación de 264 M€, se han programado desde DIGENIN para lograr un 30 % de mejora energética en los edificios hasta completar la superficie total de 541 614,67 m² y una inversión solo en implementación de sistemas de energía solar fotovoltaica u otras energías renovables de 35,8 M€. Las figuras

¹² Segunda adenda al Acuerdo Interdepartamental entre la Secretaría de Estado de Energía y la Secretaría de Estado de Defensa para la Ejecución del Plan de Transición Energética en la Administración General Del Estado, en el Marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia. 17 de noviembre de 2023. Este acuerdo prevé actuaciones con los siguientes criterios:

- Fomentar la rehabilitación energética de los edificios.
- Mejorar la eficiencia energética de las infraestructuras consumidoras de energía.
- Desplegar energías renovables eléctricas.
- Dotar de medios de movilidad sostenible.

2, 3 y 4 detallan y desglosan las inversiones en curso que tienen su fecha de finalización establecida en junio de 2026.

En el caso de la Armada, estos fondos han permitido programar la mejora de la eficiencia energética del edificio B del Cuartel General de la Armada desde hace 35 años mediante la modernización de la fachada acristalada, que ha tenido un coste de 13 M€.

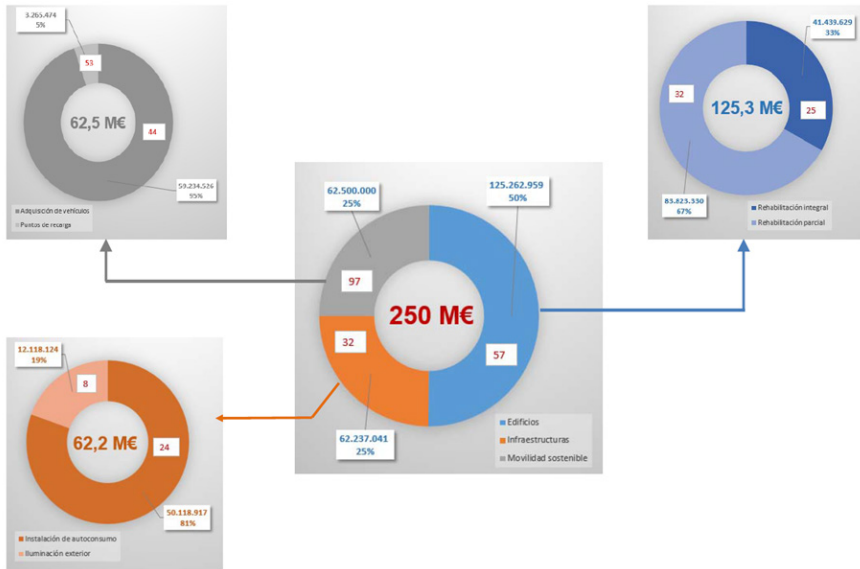


Figura 2. Tipología de actuaciones en el Ministerio de Defensa con fondos PRTR. Fuente: Dirección General de Infraestructuras. Ministerio de Defensa

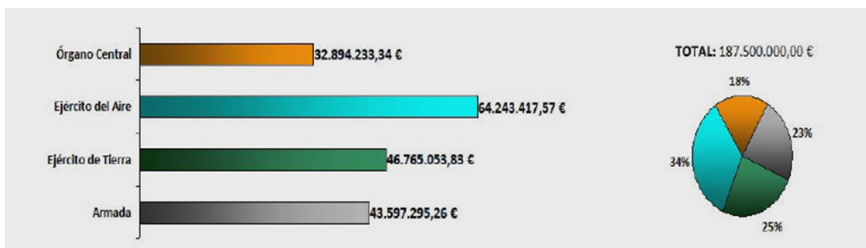


Figura 3. Distribución de fondos en el Ministerio de Defensa con fondos PRTR. Fuente: Dirección General de Infraestructuras. Ministerio de Defensa

3.3. Planificación y desarrollo de capacidades energéticas

En función del análisis de riesgos obtenido se puede continuar con una planificación de respuestas en tres niveles (prioritario-urgente, medio plazo, largo plazo).

- Establecimiento de sinergias entre distintas instalaciones de las Fuerzas Armadas en un área geográfica común.
- Minimización de redundancias entre Ejércitos/Armada en instalaciones compartidas.
- Impulso de las soluciones industriales para la transición energética. En este sentido cabe apoyarse en la Estrategia Industrial de Defensa 2023, que incluye en su EJE 5 (cohesión y distribución territorial) la línea de acción «fomento de la eficiencia energética y sostenibilidad medioambiental».
- Programación de soluciones energéticas con base en los recursos disponibles.
- Estudio pormenorizado de fondos EU disponibles para la transición energética.

3.4. Modelo coordinado con organizaciones supranacionales

Las instalaciones militares a menudo operan colaborando con aliados extranjeros y naciones anfitrionas. Adoptar prácticas energéticas sostenibles puede mostrar el compromiso de una nación con los objetivos medioambientales globales, lo que promueve las relaciones diplomáticas y refuerza las asociaciones internacionales. Los esfuerzos conjuntos en la transición energética pueden conducir al intercambio de conocimientos, el desarrollo de capacidades y la transferencia de tecnología entre naciones, lo que también fomenta la colaboración más allá de los asuntos de defensa.

En 2020, La UE publicó el documento *Climate Change and Defence Roadmap*, donde menciona la necesidad de explorar el impacto de las directivas generales de la UE relacionadas con la energía en la infraestructura militar de los países. Esto es de gran interés porque a menudo esa infraestructura está obsoleta. El mismo documento menciona que la EDA elaborará estudios sobre el impacto del cambio climático en la infraestructura militar.

La UE es consciente de que los edificios en general suponen un 40 % de la energía consumida y emiten un 36 % de los gases de efecto invernadero. Recientemente, el 7 de diciembre de 2023, el Consejo de la Unión Europea y el Parlamento Europeo alcanzaron un acuerdo político provisional para la revisión de la directiva de eficiencia energética de los edificios¹³ dentro del paquete

¹³ *Energy Performance of Buildings Directive (EPBD)*.

de medidas *Objetivo 55*¹⁴ para que, a partir de 2028, todos los edificios públicos de nueva construcción sean de cero emisiones y que ,a partir de 2030, sea de aplicación a todos los edificios de nueva construcción, además de otras medidas para edificios ya existentes. Estas medidas no serán preceptivas para edificios integrantes de los ministerios de Defensa de los países, pero sin duda pueden ser una guía para mejorar nuestras infraestructuras militares.

Por su parte, la OTAN ha creó, en 2012, el NATO Energy Security Center of Excellence, en Lituania, y adoptó, en febrero de 2014, el *Green Defence Framework*, que ha quedado mediatizado por la invasión de Crimea un mes después y por la posterior invasión de Ucrania.

En el *Concepto Estratégico de 2022*, emitido en Madrid, afirma que «contribuirá [...] a mejorar la eficiencia energética, invirtiendo en la transición a fuentes de energía limpia y aprovechando las tecnologías verdes», pero no tiene normativa específica para la transición energética en instalaciones militares fijas. No obstante, también en 2020, el secretario general, Jens Stoltenberg, aseguraba en una entrevista la necesidad de contribuir a la neutralidad de emisiones en 2050 y ponía como ejemplo el Cuartel General en Bruselas, un edificio verde que dispone de geotermia para calefacción y utiliza agua de lluvia para el mantenimiento.

El comunicado posterior a la Cumbre de Vilna, en julio de 2023, declara que:

«El cambio climático es un desafío decisivo con un profundo impacto en la seguridad de los Aliados que enfrentan las generaciones presentes y futuras. Sigue siendo un multiplicador de amenazas. La OTAN está comprometida a convertirse en la organización internacional líder en lo que respecta a comprender y adaptarse al impacto del cambio climático en la seguridad. Seguiremos abordando el impacto del cambio climático en la defensa y la seguridad, incluso mediante el desarrollo de herramientas innovadoras de análisis estratégico. Integraremos consideraciones sobre el cambio climático en todas las tareas centrales de la OTAN, adaptaremos nuestra infraestructura, capacidades militares y tecnologías para garantizar la resiliencia a futuros entornos operativos.

¹⁴ *Objetivo 55* es un conjunto de propuestas encaminadas a revisar y actualizar la legislación de la UE para reducir las emisiones en un 55 % en 2030.

Para contribuir a la mitigación del cambio climático, nos comprometemos a reducir significativamente las emisiones de gases de efecto invernadero por parte de las estructuras e instalaciones políticas y militares de la OTAN; También contribuiremos a combatir el cambio climático mejorando la eficiencia energética, haciendo la transición a fuentes de energía limpias y aprovechando tecnologías limpias innovadoras de la siguiente generación, al tiempo que garantizamos la eficacia militar y una postura de disuasión y defensa creíble. Continuaremos fortaleciendo nuestros intercambios con los países socios, la comunidad científica, así como con otras organizaciones internacionales y regionales que participen activamente en el cambio climático y la seguridad. Acogemos con satisfacción el establecimiento de un Centro de Excelencia de la OTAN para el Cambio Climático y la Seguridad en Montreal».

Además, la OTAN, perfectamente consciente de que el primer paso para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero es medirlas, ha publicado en 2023 el documento titulado *The NATO Greenhouse Gases Emission Mapping and Analytical Methodology* para proporcionar guía y herramientas con el objeto de calcular las emisiones para instalaciones militares de la propia OTAN que, aunque no es preceptiva para las instalaciones de los aliados, puede ser útil a estos para facilitar la confección de sus propios planes nacionales.

Aunque la OTAN no tiene competencias sobre las instalaciones militares fijas de los países aliados, sí que podría emitir STANAGs¹⁵ sobre eficiencia/seguridad energética en instalaciones que, una vez ratificados por los países, fueran la guía para la implantación de soluciones fiables y seguras. En algún momento, la OTAN ha comentado la posibilidad de establecer un *NATO Green Fund* para apoyar la transición energética¹⁶, aunque todavía no se ha sustanciado.

Por su parte, la Agencia de Defensa Europea está trabajando activamente en el CF SEDSS¹⁷, creado para apoyar a los ministerios de Defensa y a las Fuerzas Armadas de la UE. La

¹⁵ *Standard NATO Agreement*.

¹⁶ En 2022, el anterior asistente del secretario general para desafíos emergentes de seguridad, Jamie Shea, sugirió un *NATO Green Fund* para ayudar a los aliados menos avanzados a financiar pruebas y demostraciones.

¹⁷ Consultation Forum for Sustainable Energy in the Defence and Security Sector.

fase III, finalizada en septiembre de 2023, tenía los siguientes objetivos:

- Mejorar la eficiencia energética y el rendimiento de los edificios.
- Utilizar fuentes de energía renovables en el sector de defensa.
- Aumentar la resiliencia de las infraestructuras energéticas críticas relacionadas con la defensa.
- Abordar temas transversales como:
 - o Gestión y política energética.
 - o Tecnologías energéticas emergentes y disruptivas.
 - o Temas relacionados con la financiación.

Recientemente, durante el 22 y el 23 de noviembre de 2023, se ha celebrado en Málaga la 6.ª Conferencia de CF SEDSS, con la participación del director general de la EDA y el DIGENIN.

Las estrategias y compromisos nacionales en materia de energía y clima no siempre son coherentes y no siempre existen mecanismos para supervisar los avances e informar sobre cuestiones energéticas. Las normativas de la UE suelen excluir de su ámbito de aplicación las instalaciones militares. Esa circunstancia es parcialmente debida a las reticencias por parte de algunos de los Estados miembros a compartir información veraz y actualizada sobre el consumo energético de sus instalaciones y plataformas. Debido a esa falta de información, no pueden dimensionarse actuaciones adecuadamente en el ámbito de la UE. No está claro para la UE si las políticas o las normas nacionales que se están aplicando de forma aislada son suficientes para proteger las infraestructuras, reforzar la resiliencia e impulsar la sostenibilidad energética en la defensa conjunta.

La EDA está trabajando activamente en esta línea porque es crucial compartir datos e intercambiar conocimientos para la prospectiva estratégica. De esta forma, se establecen sinergias entre países, se identifican *best practices* que pueden ser replicadas y se evitan solapamientos, redundancias e ineficiencias en la gestión de los recursos. Un ejemplo claro de esta línea de trabajo es el proyecto DEneS (Defence Energy Suite), que fusiona dos sistemas de información previos¹⁸ para lograr la aglutinar la información de los ministerios de Defensa de los países miembros.

¹⁸ Los sistemas son EDCAS (Energy Data Collection Analysis and Sharing) y EDESEP (European Defence Sustainable Energy Profiles). Este último incluye entre sus objetivos reunir información de los esfuerzos realizados por los ministerios de Defensa para

Un caso de éxito de la EDA es el proyecto Defence Resilience Hub Network in Europe (RESHUB). Esta iniciativa de Eslovenia, apoyada por Alemania, Bélgica y Hungría, pretende establecer núcleos de producción de energía de fuentes renovables para instalar en bases militares y su tercera fase ya está ejecutándose en Eslovenia con fondos UE. RESHUB es la materialización del concepto de «centro de energía» que permite la implantación de diferentes vectores energéticos. Incluye almacenamiento de energía, monitorización inteligente y operación flexible, y también ofrece beneficios como una mayor fiabilidad, flexibilidad en la oferta de demanda y capacidades de optimización. Esto se logra utilizando diferentes energías primarias, ya sean fósiles, nucleares o basadas en energías renovables, que luego son transformadas en otras formas de energía, tales como electricidad, calefacción, refrigeración, hidrógeno, etc. El prototipo ha demostrado que, con una producción de renovables 2,5 veces superior al pico previsto de consumo de la instalación, puede proporcionar, en promedio, un sobrante de un 19 % de electricidad a usuarios externos.

Sin embargo, pese a todos estos esfuerzos, el European Defence Standards Reference System¹⁹ (EDSTAR) no ha consolidado estas iniciativas en una guía o especificación sobre adopción de energías renovables en el entorno militar.

3.5. I+D+i. Investigación, desarrollo e innovación tecnológica

La búsqueda de la transición energética fomenta la innovación tecnológica en contextos militares. Contempla la implantación de las mejores tecnologías disponibles (y asumibles económicamente), así como la integración de conceptos como la economía circular o el análisis de ciclo de vida.

La investigación y el desarrollo en tecnologías de energías renovables pueden producir avances que tengan aplicaciones de doble uso, lo que beneficia tanto al sector militar como al civil. Por ejemplo, las innovaciones en almacenamiento de energía, microredes e infraestructuras energéticamente eficientes desarrolladas para instalaciones militares pueden adaptarse a operaciones

promover la investigación, innovación y desarrollo de energía sostenible para lograr la neutralidad climática en 2050.

¹⁹ EDSTAR es la agencia de estandarización de la EDA.

de ayuda en caso de catástrofe, comunidades civiles remotas y esfuerzos humanitarios.

En lo que respecta al suministro eléctrico, las instalaciones militares suelen estar conectadas a la red eléctrica civil y tradicionalmente han utilizado generadores de energía de reserva individuales (a menudo diésel-generadores), unidades de alimentación ininterrumpida (SAI) y redundancia como protección frente a las interrupciones de la energía eléctrica. Una alternativa a este enfoque es el uso de microrredes inteligentes que pueden interconectar varios recursos energéticos distribuidos que actúan como una única unidad controlable y permiten operar la instalación militar en modo aislado (es decir, fuera de la red de distribución) dentro de unos límites eléctricos definidos.

Por tanto, se hace necesario destacar dos tecnologías cuyo desarrollo es imprescindible para hacer realidad el conjunto de eficiencia, fiabilidad y resiliencia energética que buscamos: microrredes inteligentes (*smart grids*) y almacenamiento de energía.

Las microrredes inteligentes proporcionan gestión independiente de la red eléctrica civil cuando es necesario y pueden mejorar la fiabilidad y la calidad del servicio mediante funciones automáticas como el equilibrado y la reconfiguración de la red, la detección de fallos, el aislamiento y la restauración. También permiten un mayor control sobre la elección de las fuentes de energía (diversidad tecnológica), lo que facilita la integración local de energías renovables y el control del rendimiento energético y de las necesidades de mantenimiento utilizando sensores, adquisición de datos, análisis y algoritmos adecuados, que pueden ser de inteligencia artificial.

Por otra parte, los sistemas de almacenamiento de energía a gran escala actuales, principalmente bombeo hidráulico reversible, no son adecuados para instalaciones militares. La utilización de baterías de litio no es una solución para almacenar la energía de forma masiva. Además, por el momento tienen una vida limitada y un coste alto, aunque se espera una reducción a la mitad de los costes de las baterías de ion-litio por kilovatio/hora y un aumento del número máximo de ciclos de carga-descarga (en torno al triple) hacia 2030²⁰. La previsión de instalaciones de almacenamiento acumulativo energía en el mundo hasta 2040

²⁰ El Ejército del Aire y el Espacio está instalando un sistema de almacenamiento por baterías de 10 Mw en la Base Aérea de Gando.

supone un factor de 11 respecto a 2023, con un incremento previsto especialmente en EE. UU. y China.

Para acentuar la importancia de esta tecnología, basta decir que el Departamento de Energía de EE. UU. dispone del Federal Consortium for Advanced Batteries (FCAB) para estimular la industria y la producción de baterías avanzadas.

Por lo que respecta al hidrógeno verde, aún no se han implantado de forma definitiva las soluciones basadas en la producción de hidrógeno verde cuando hay excedentes de energía que luego puede ser utilizado cuando no hay sol ni viento.

Mirando hacia el futuro, cabe esperar soluciones más eficientes a través de bobinas superconductoras que tienen, en prototipo, solo entre un 2 % y un 3 % de pérdidas de energía en su ciclo de carga-descarga, pero esta tecnología esto requiere años de desarrollo.

De los trabajos que actualmente se están llevando a cabo en esa línea puede entreverse que los sistemas energéticos de la UE, incluidos los militares, pueden requerir modernización e inversión para reforzar la transición energética y avanzar hacia unas bajas emisiones de gases de efecto invernadero. Es una decisión estratégica dedicar o no recursos I+D de Defensa a esta área.

4. Lista de parámetros y tecnologías potencialmente aplicables

Con el objetivo en mente de la electrificación, la experiencia proveniente de la aplicación práctica de las diferentes tecnologías asociadas a la transición energética nos está permitiendo ya llegar a algunas conclusiones.

Partiendo de la base de que el combustible más barato y seguro es el que no se consume, el análisis de los datos deja patente que el consumo se ha multiplicado por veinte en los últimos cincuenta años.

El siguiente listado no pretende ser exhaustivo. Se basa en que, para llevar a cabo una planificación energética que resulte integradora en términos de transición energética, los parámetros y tecnologías que se presentan a continuación deberían tenerse en cuenta.

4.1. Generación de energía

- Desarrollo de la capacidad de generación local de energías renovables en las instalaciones militares.

- Combustibles renovables. Alternativas técnicamente viables:
 - o Biocombustibles (*drop-in-fuels*). Generados a partir de fuentes orgánicas como la biomasa, aceites vegetales sostenibles y residuos orgánicos, actualmente representan el 10 % de la energía (transporte ligero y pesado) utilizada en 2022 en Europa.
 - o Combustibles sintéticos. Se producen a partir del hidrógeno procedente de la electrólisis del agua y de la captura de CO₂. Amoníaco. Bioetanol.
 - o Hidrógeno renovable. Se deriva de la electrólisis del agua o del reformado de materias primas renovables mediante fuentes de energía renovable.

4.2. Distribución de energía

- Implantación de modelos de sensorización de la planta a través de gemelos digitales protegidos y aislados de ciberamenazas externas.
- Desarrollo e implantación local de microrredes inteligentes (*smart microgrids*) protegidas y aisladas de ciberamenazas externas.
- Adecuación a redes de suministro externo. Las instalaciones militares deben disponer de diversificación de interconexiones.
- Suministro de energía eléctrica a los buques para evitar la emisión de CO₂ durante la estancia en puerto (*cold ironing*). La Armada lo lleva practicando desde siempre, aunque en los últimos años la IMO²¹ y la Directiva 2014/94/EU de la Unión Europea están impulsando su implantación en buques mercantes durante la carga y descarga en puerto.

4.3. Consumo de energía

- Implantación de modelos de sensorización de la planta a través de gemelos digitales protegidos y aislados de ciberamenazas externas.
- Racionalización de consumos.
- Eficiencia energética en procesos, instalaciones y plataformas. Nuevos modelos de construcción. Adecuación de parámetros optimizados de climatización.

²¹ IMO. International Maritime Organization. Es el organismo especializado de las Naciones Unidas responsable de la seguridad y protección de la navegación, y de prevenir la contaminación del mar por los buques.

- Combinación de tecnologías (electricidad, biocombustibles y combustibles sintéticos)
- Implantación de vehículos eléctricos y/o de hidrógeno.

4.4. Almacenamiento de energía

- Bancos de baterías basados en la tecnología de ion-litio protegidos en contenedores blindados frente a amenazas como proyectiles, fenómenos climáticos o ciberataques. Sobre esta tecnología en concreto se hace necesaria una adecuada planificación logística, ya que existe un número muy significativo de modelos de baterías diferentes que no son siempre interconectables, a menudo alimentados por diferentes tipos de conexión. Por otra parte, como ya se viene observando, las baterías de litio son muy sensibles a la humedad y los impactos.
- Bobinas superconductoras.

5. Modelo energético de una base naval

La figura 4 sintetiza y aplica todas las ideas vertidas el artículo y expresa el modelo que se debe seguir en una base naval para conseguir la transición energética en términos de fiabilidad, eficiencia y resiliencia adecuados a la continuidad en la misión con el mínimo gasto energético y vertido de CO₂, y la máxima seguridad energética. No debe ser entendido como un diseño, sino como un modelo.

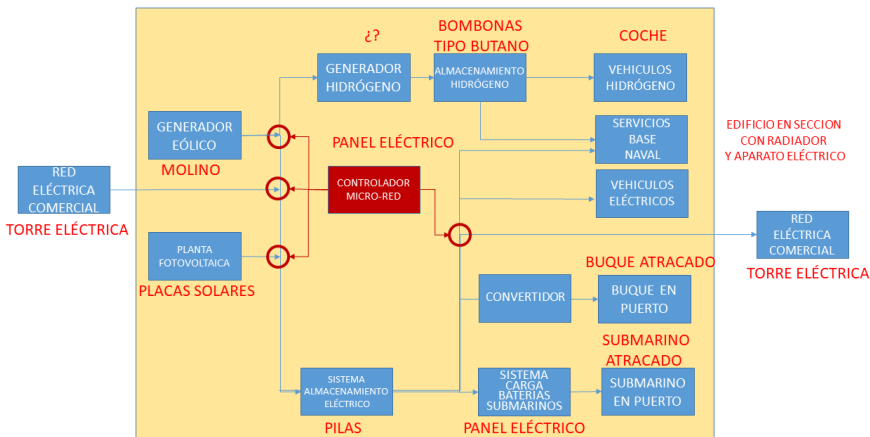


Figura 4. Modelo instalación naval resultado de la transición energética.
Fuente: elaboración propia

La solución propuesta consiste en la hibridación de fuentes de energía renovable, además de la conexión a la red eléctrica, con el añadido de un control inteligente basado en microrredes para proporcionar a los consumidores de la base naval (vehículos, instalaciones en tierra, buques o submarinos) la fuente de energía eléctrica más adecuada en cada momento.

Además, la base dispone de un almacenamiento adecuado para dotarla de energía en caso de discontinuidad del suministro. En función de la tecnología disponible la disposición topológica del almacenamiento puede ser distinta.

Por otra parte, cuando haya excedente de energía este se utilizará para la generación de hidrógeno, que puede ser utilizado en las propias instalaciones o en vehículos y, en última instancia, para derivar energía a la red pública.

La figura 5 es una representación de la base naval resultante de la aplicación del modelo energético descrito.



Figura 5. Instalación naval resultado de la transición energética.
Fuente: elaboración propia

Bibliografía

- US Department of Defence. (2020). *Annual Energy Management and Resilience Report (AEMRR) FY 2020*.
- Consejo de la Unión Europea. (2020). *EU's Climate Change and Defence Roadmap*.
- Doss-Gollin, J. et al. (2021). How unprecedented was the February 2021 Texas cold snap? *Environ. Res. Lett.* 16 064056.
- European Defence Agency. (2022). *Defence data 2020-2021. Key findings and analysis*. Bélgica, EDA
- European Union External Action. (S. f.). *EU's Strategic Compass for Security and Defence*
- Bordoff, J. y O'Sullivan, M. L. (2022). The new energy order. *Foreign Affairs*.
- Henderson, J. y Meidan, M. (2023). *Introduction-rebalancing the energy trilema. Key themes for the global energy economic in 2023*. The Oxford Institute of Energy Studies.
- Louise van Schaik et al. (2022). *The World Climate and Security Report 2022: Decarbonized Defense - Combating Climate Change and Increasing Operational Effectiveness with Clean Military Power, The Need for Clean Military Power in the Age of Climate Change*. Center for Climate and Security, an Institute of the Council on Strategic Risks.
- NATO NSPA. (2023). *Clean Energy Industry Event*.
- Tavares da Costa, R., Krausmann, E., Hadjisavvas, C. (2023). *Impacts of climate change on defence-related critical energy infrastructure*. Luxembourg, Publications Office of the European Union.
- Parkinson, S. y Cottrell, L. (2021). *Under the radar. The carbon footprint of Europe's military sectors*. Conflict and Environment Observatory (CEOBS) and Scientists for Global Responsibility (SGR).

Capítulo segundo

Transición energética en las operaciones militares

David Poza Cano

Resumen

La transición energética aplicada a las Fuerzas Armadas y, más en concreto, a las operaciones militares, ha solido tener cierto reparo dentro del estamento militar como consecuencia de presentarse como un posible inconveniente para mantener la eficacia operativa. La descarbonización de unos ejércitos cuya principal fuente de energía, prácticamente en exclusiva, son los combustibles fósiles es un factor que se debe tener en cuenta por imperativo exterior a estos, pero no parece que sea esencial, desde un punto de vista militar, a la hora de cumplir con las obligaciones de defensa y seguridad que nuestras sociedades tienen encomendadas a nuestras Fuerzas Armadas.

Sin embargo, en este capítulo se va a mostrar que la dependencia absoluta de los ejércitos de las fuentes fósiles (petróleo y gas natural principalmente) supone un riesgo crítico a su operatividad que afecta a su autonomía en el frente de batalla, en especial en los tipos de conflictos que se están desarrollando en el siglo XXI, donde la energía se puede convertir en arma de guerra.

Desde un punto de vista más allá de la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, la transición energética, a

través de sus líneas de desarrollo o implementación, ofrece a las Fuerzas Armadas la oportunidad de aumentar su autonomía estratégica, mejorar su eficacia y poder minimizar riesgos operativos, todo ello reduciendo emisiones, de tal manera que mientras que en el pasado la descarbonización se ha visto como un objetivo que debe equilibrarse o supeditarse a las necesidades de mantener la eficacia operativa, ahora y en las próximas dos décadas la eficacia operativa bien puede llegar a depender de la descarbonización.

Por lo tanto, la transición energética se va a ir incorporando a las Fuerzas Armadas a medida que vaya aportando soluciones energéticas que mejoren la eficacia y resiliencia de las operaciones militares.

Palabras clave

Transición energética, Fuerzas Armadas, Operaciones militares, Logística militar, Autonomía estratégica, Eficiencia energética, Descarbonización, Energía.

Energy transition in military operations

Abstract

The energy transition applied to the armed forces, and more specifically to military operations, has tended to have some reluctance within the military because of presenting itself as a possible drawback to maintaining operational efficiency. The decarbonisation of armies whose main source of energy, almost exclusively, is fossil fuels is a factor to consider by external imperative, but does not seem to be essential, from a military point of view, in fulfilling the defence and security obligations that our societies have entrusted to our armed forces.

However, in this chapter it will be shown that the absolute dependence of the armies on fossil sources (oil and natural gas mainly) poses a risk to their critical operation that affects their autonomy on the front line, especially in the conflicts of the 21st century, where energy can become a weapon of war.

From a point of view beyond reducing greenhouse gas emissions, the energy transition, through its development or implementation lines, offers the armed forces the opportunity to increase their strategic autonomy, to improve their efficiency, and to be able to minimise operational risks while reducing emissions. This is done in such a way that while in the past decarbonisation has been seen as an objective to be balanced or made subject to the need to maintain operational efficiency, now and over the next two decades operational efficiency may well become dependent on decarbonisation.

Therefore, the energy transition will be incorporated into the armed forces as they provide energy solutions that improve the efficiency and resilience of military operations.

Key words

Energy Transition, Armed Forces, Military Operations, Military Logistics, Strategic Autonomy, Energy Efficiency, Decarbonisation, Energy.

TRANSICIÓN ENERGÉTICA: HACIA UN NUEVO CONCEPTO EN LA GENERACIÓN Y USO DE LA ENERGÍA

TRANSICIÓN ENERGÉTICA



EFFECTO INVERNADERO: CO₂, METANO, ETC.

CO₂ GENERADO POR LA ACTIVIDAD ECONÓMICA HUMANA



CAMBIO CLIMÁTICO



ACUERDO DE PARÍS

2015 - ACUERDO INTERNACIONAL HISTÓRICO PARA COMBATIR EL CAMBIO CLIMÁTICO

PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE ENERGÍA BASADO EN FUENTES FÓSILES: HIDROCARBUROS

TRANSICIÓN ENERGÉTICA

PRODUCCIÓN CON FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES O BAJAS EN CARBONO, CON CONSUMO MÁS EFICIENTE Y SOSTENIBLE



ENERGÍAS RENOVABLES O BAJAS EN EMISIONES DE CARBONO

SOL, VIENTO, BIOMASA, ETC.



ELECTRIFICACIÓN Y DIGITALIZACIÓN MASIVA DE TODOS LOS SECTORES ECONÓMICOS Y SOCIALES

TRANSPORTE, SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO, ETC.



EFICIENCIA ENERGÉTICA



PRIORIZACIÓN DE LAS INVERSIONES CONSIDERANDO FACTORES MEDIOAMBIENTALES, SOCIALES Y DE GOBERNANZA

NUEVO MARCO EN LA GENERACIÓN Y CONSUMO DE LA ENERGÍA

CONTROL Y DISTRIBUCIÓN INTELIGENTE:

PUEDA GESTIONARSE DE LA MANERA MÁS ECONÓMICA Y FIABLE, MANTENIENDO LA CALIDAD DEL SERVICIO Y CON UNA GRAN AUTONOMÍA

SISTEMA DE ENERGÍA INTEGRADO

EFICIENCIA DE TODO EL SISTEMA Y SUS PARTES:

GENERA LA ENERGÍA NECESARIA PRECISA, EVITANDO DERROCHES Y PÉRDIDAS INJUSTIFICADAS

CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO:

PUEDA MANEJAR EXCESOS DE ENERGÍA PARA SU USO POSTERIOR CUANDO LA DEMANDA SUPERE EL SUMINISTRO LOCAL

INDEPENDENCIA DE SUMINISTRO:

PUEDA USAR CUALQUIER FUENTE DE ENERGÍA, EN GRAN PARTE DISPONIBLE LOCALMENTE

APORTA LA SOLUCIÓN MÁS ECONÓMICA Y EFICIENTE CONSIDERANDO: LA ACCESIBILIDAD Y DISPONIBILIDAD DE LA FUENTE DE ENERGÍA, EL RENDIMIENTO EFICIENTE Y LA FIABILIDAD DE TODO EL SISTEMA DE ENERGÍA INTEGRADO Y EL ÓPTIMO ECONÓMICO PARA EL COSTE.

RIESGOS Y OPORTUNIDADES EN LAS OPERACIONES MILITARES

RIESGOS PARA LAS FF.AA. POR SU DEPENDENCIA ABSOLUTA DE LOS COMBUSTIBLES FÓSILES



DEPENDENCIA DE REDES ENERGÉTICAS EXTERIORES



RIESGO GEOPOLÍTICO MUY ALTO ASOCIADO A LOS HIDROCARBUROS



LA LOGÍSTICA DE LA ENERGÍA EN LAS OPERACIONES MILITARES PRESENTA GRANDES RIESGOS OPERATIVOS Y FINANCIEROS



DAÑO DE REPUTACIÓN E IMAGEN



USO COMO ARMA DE GUERRA



SHOCKS ECONÓMICOS



ALTO NÚMERO DE BAJAS EN LOS CONVOYES DE DISTRIBUCIÓN



COSTES INDIRECTOS DESORBITADOS

DEPENDER DE UNA ÚNICA FUENTE DE ENERGÍA HACE QUE LAS FUERZAS ARMADAS SEAN VULNERABLES, ASUMIENDO RIESGOS CRÍTICOS QUE NO GARANTIZAN LA SEGURIDAD DE SUMINISTRO Y AFECTAN A SU AUTONOMÍA EN EL FRENTE, GENERANDO TENSIONES Y DEBILIDADES OPERATIVAS Y FINANCIERAS QUE AFECTARÍAN A SU CAPACIDAD Y EFICACIA.

OPORTUNIDADES QUE OFRECE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA PARA DESCARBONIZAR LAS FF.AA.

DIVERSIFICACIÓN DE FUENTES DE ENERGÍA

(ENERGÍAS RENOVABLES O BAJAS EN EMISIONES DE CO₂)

REDUCCIÓN O ELIMINACIÓN DEL USO DE COMBUSTIBLES FÓSILES

(DISMINUCIÓN DE GEI)

GENERACIÓN AUTÓCTONA DE LA ENERGÍA

(EN EL PROPIO LUGAR DEL DESPLIEGUE)

ELECTRIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS

(MAYOR DIGITALIZACIÓN)

EFICIENCIA ENERGÉTICA

(OPTIMIZACIÓN DE LOS SISTEMAS)

OPORTUNIDADES PARA

MAYOR INDEPENDENCIA ENERGÉTICA

MENOR VULNERABILIDAD A LA VOLATILIDAD DE PRECIOS ENERGÉTICOS ASOCIADOS A RIESGOS GEOPOLÍTICOS

MEJORA DE LA EFICACIA OPERATIVA: DESPLIEGUES MÁS RÁPIDOS Y MÁS PROLONGADOS

REDUCCIÓN DE LA CADENA LOGÍSTICA Y DE SUS RIESGOS ASOCIADOS

MAYOR AUTONOMÍA ESTRATÉGICA

AUMENTO DE LA RESILIENCIA Y MAYOR FLEXIBILIDAD

MEJORA DE LA IMAGEN Y REPUTACIÓN SOCIAL

TECNOLOGÍAS

ECOCOMBUSTIBLES Y COMBUSTIBLES SINTÉTICOS

SISTEMAS NO TRIPULADOS, AUTÓNOMOS Y OPERADOS EN REMOTO

SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO

ELECTRIFICACIÓN CON MICRORREDES Y REDES INTELIGENTES

SISTEMAS HÍBRIDOS ELÉCTRICOS

PILAS DE COMBUSTIBLE DE HIDRÓGENO Y ELECTROLIZADORES

MINIREACTORES NUCLEARES MODULARES MÓVILES

NUEVOS SISTEMAS DE AVITUALLAMIENTO DE COMIDA Y AGUA IN SITU

1. Cambio climático, transición energética y sus implicaciones

1.1. El cambio climático y las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI)

La constatación de un cambio climático en nuestro planeta y la contribución a este de la actividad económica humana supuso la reacción de la comunidad internacional frente a este reto en la última década del pasado siglo xx. Desde entonces, las conferencias, los análisis, las políticas desarrolladas, algunos avances tecnológicos y parte de la actividad económica mundial en torno a esta cuestión se han multiplicado enormemente, adquiriendo cada vez más relevancia en nuestras sociedades, en especial en las occidentales, y creando una inquietud mundial con importantes repercusiones sociales (cambios de actitud en las generaciones más jóvenes, grupos de presión a nivel global, movimientos que se plantean cambios en la economía y en la actual forma de vivir, etc.) que se trasladan a la arena política. Como ejemplo de esta vorágine de eventos y actividades, el año pasado se celebró la COP28 en Dubái, lo que implica que ya ha habido 28 ediciones de esta conferencia internacional, casi una por año desde que se celebró la primera en 1995.

De toda esta incesante actividad internacional, vinculada principalmente a las COPs, se destacarían tres hitos o acuerdos que, en gran parte, conforman el actual marco internacional de actuación política y de definición de objetivos en materia de cambio climático de la mayoría de los países del mundo:

- La Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) adoptada en 1992 y que, a lo largo del tiempo, ha sido ratificada por todos los países miembros de la Organización de las Naciones Unidas y también por algunas instituciones transnacionales, como por ejemplo la Unión Europea. Esta convención estableció en su artículo 2 el siguiente objetivo:

«El objetivo último de la presente Convención y de todo instrumento jurídico conexo que adopte la Conferencia de las Partes¹, es lograr, de conformidad con las disposiciones per-

¹ La ratificación de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático puede ser realizada tanto por países como por instituciones de carácter internacional o multinacional. Por ello, sus firmantes son definidos como partes. De ahí viene el nombre de las reuniones COP, por sus siglas en inglés Conference of the Parties.

tinentes de la Convención, la estabilización de las concentraciones de gases de efecto invernadero en la atmósfera a un nivel que impida interferencias antropógenas peligrosas en el sistema climático. Ese nivel debería lograrse en un plazo suficiente para permitir que los ecosistemas se adapten naturalmente al cambio climático, asegurar que la producción de alimentos no se vea amenazada y permitir que el desarrollo económico prosiga de manera sostenible».

Es interesante destacar que la CMNUCC indicaba que las actividades humanas han ido aumentando sustancialmente las concentraciones de gases de efecto invernadero en la atmósfera e intensificando el efecto invernadero natural. Por tanto, identificaba a los gases de efecto invernadero (GEI) —aquellos que, ya sean naturales o antropógenos, estando en la atmósfera absorben y reemiten radiación infrarroja— como los principales elementos causantes del cambio climático.

- El Protocolo de Kioto, aprobado en 1997 y que, tras un complejo proceso de ratificación, entró en vigor en 2005. Tiene adscritas unas 192 partes.

El propósito del Protocolo de Kioto fue el de poner en funcionamiento la CMNUCC de 1992, que no había definido ningún compromiso específico cuantificable, de tal manera que se establecieron unos objetivos concretos que comprometían a los países más desarrollados a limitar y reducir las emisiones de GEI de conformidad con metas individuales acordadas. En concreto, se establecía una reducción de emisiones para el quinquenio 2008-2012 que alcanzaran de media un 5 % en el conjunto en comparación con los niveles de 1990 para 38 países industrializados o en procesos de transición a economías de mercado (es decir, los antiguos países europeos del bloque soviético) y para la Unión Europea (por aquel entonces Comunidad Europea). Además, se identificaban los siguientes gases de efecto invernadero: dióxido de carbono (CO_2), metano (CH_4), óxido nitroso (N_2O), hidrofluorocarbonos (HFC), perfluorocarbonos (PFC) y hexafluoruro de azufre (SF_6).

Uno de los aspectos destacables del protocolo de Kioto es que bajo este protocolo los países industrializados tenían que presentar anualmente un informe inventariando de sus emisiones de GEI, lo que incluye las emisiones militares nacionales o domésticas, pero no las emisiones procedentes del uso de

combustibles para el transporte internacional, principalmente en navegación marítima y aviación, los conocidos en inglés como *fuel bunkers*. Esta decisión, pensada para no crear excesivos problemas en el comercio mundial, hizo que las operaciones militares internacionales en el exterior quedaran exentas de ser contabilizadas en los objetivos de reducción de emisiones asignados a los países y, por tanto, no se identifican, lo que constituye una excepción. Asimismo, en 2012 se aprobó la *Enmienda de Doha al Protocolo de Kioto* para un segundo periodo de compromiso que comenzaría en 2013 y duraría hasta 2020. Introdujo nuevas responsabilidades para las partes, una lista revisada de los GEI sobre los que informar, enmiendas a varios artículos del Protocolo de Kioto y una nueva organización y composición de las partes.

- El Acuerdo de París, tratado internacional jurídicamente vinculante adoptado por 196 partes en 2015, entró en vigor en 2016. Su objetivo más famoso es:

«Mantener el aumento de la temperatura media mundial muy por debajo de 2 °C con respecto a los niveles preindustriales, y proseguir los esfuerzos para limitar ese aumento de la temperatura a 1,5 °C con respecto a los niveles preindustriales, reconociendo que ello reduciría considerablemente los riesgos y los efectos del cambio climático».

Sin embargo, el Acuerdo de París también tiene por objeto reforzar la respuesta mundial a la amenaza del cambio climático aumentando la capacidad de adaptación a sus efectos adversos, promoviendo la resiliencia al clima y un desarrollo con bajas emisiones de GEI sin comprometer la producción de alimentos, y situando los flujos financieros en un nivel compatible con una trayectoria que conduzca a ello. Con respecto a informar sobre las emisiones de GEI de las Fuerzas Armadas de cada país, el Acuerdo de París mantiene la excepción, hasta el día de hoy, del Protocolo de Kioto, si bien introduce el matiz de que voluntariamente se pudiera dar cuenta de las emisiones en las operaciones en el exterior de aquella parte que así lo considerada, hecho que en la práctica no ocurre con ninguna porque afectaría a cuestiones de seguridad, ya que el conocer las emisiones de un ejército en las operaciones en el exterior puede revelar la escala de estas en función del tamaño de las emisiones e incluso apuntar a los lugares desde donde operan.

Una cuestión muy relevante del Acuerdo de París es que, si bien es una continuación reforzada de acuerdos desarrollados en COPs previas, en cierta manera supone un cambio de paradigma, ya que requiere una transformación económica y social basada en la mejor ciencia disponible. Es decir, plantea importantes cambios económicos enfocándose principalmente en la financiación de actividades económicas en línea con los objetivos de los acuerdos de cambio climático, prioriza desarrollos tecnológicos y de investigación para conseguir los objetivos de reducción de emisión de GEI y diseña estrategias a corto y a largo plazo como alcanzar la neutralidad de carbono en 2050.

Es precisamente en el marco del Acuerdo de París y en el contexto que surge de transformación económica y nuevos desarrollos tecnológicos donde aparece el concepto de transición energética. La energía está presente en toda actividad del ser humano, de tal manera que no es posible desarrollar una actividad económica sin el uso de alguna fuente de energía. Hoy en día el sistema de generación de energía está principalmente basado en fuentes fósiles (petróleo, gas natural y carbón), que representan en su conjunto aproximadamente el 81 % de la energía primaria consumida en todo el mundo.

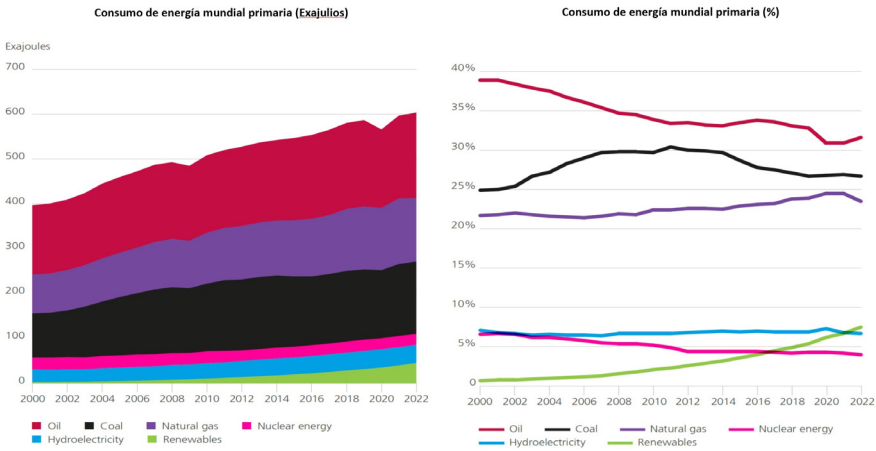


Figura 1. Consumo de energía primaria en el mundo por fuentes de energía.
Fuente: Energy Institute Statistical Review of World Energy (2023)

Esta predominancia de las fuentes de generación de energía fósiles hace que todo nuestro modelo económico mundial, en origen y por defecto, emita en sus procesos industriales y actividades

GEI de manera general y masiva, principalmente dióxido de carbono y metano. Por tanto, en el marco de los acuerdos internacionales de cambio climático la solución más trascendental para resolver este problema es la de abordar un cambio profundo en el sector energético mundial que permita pasar de los actuales sistemas de producción y consumo de energía basados mayoritariamente en las fuentes fósiles (petróleo, gas natural y carbón), que son los principales emisores de GEI producidos por la actividad del ser humano, a un nuevo sistema energético basado en otras fuentes de energía más limpias y en un consumo más eficiente y sostenible de la energía que reduzca drásticamente las emisiones de GEI. Este cambio de un modelo de generación y consumo de energía a otro es lo que se conoce como transición energética.

1.2. Vectores de la transición energética

Un cambio de paradigma tan relevante en un sector que afecta a toda la actividad humana como es el de la energía se sustenta en tres claves impulsadas por los líderes políticos a nivel internacional. En primer lugar, en una clave política en la cual se definen leyes, regulaciones y objetivos para la dirección y apoyo que permitan el cambio en el modelo energético. La segunda es una clave económica en la cual las ayudas financieras y subvenciones que vienen de los poderes públicos se encauzan hacia nuevos sistemas de generación de energía más limpios y hacia un uso de la energía más eficiente, lo que también condiciona al sector privado, que se ve en cierta manera forzado a buscar nuevos modelos de negocio que están mejor financiados en el campo de la transición energética. Por último, este cambio se sustenta en una clave tecnológica y de innovación que se encauza y enfoca a posibilitar la transición energética garantizando que se realiza sin menoscabo del desarrollo económico mundial.

Estas tres claves se implementan a través de cuatro vectores o líneas de actuación:

- Generación de energía a través de fuentes renovables (solar, eólica, biomasa, geotermia, etc.) o bajas en emisiones de carbono. Este tipo de fuentes de energía generan energía eléctrica sin emitir GEI o reduciendo sus emisiones. Las fuentes renovables, no obstante, tienen dos problemas: la inconstancia en la generación como consecuencia de la disponibilidad dependiendo de que haya sol y viento principalmente —es decir, no son gestionables—, y una capacidad de almacena-

miento muy reducida con la tecnología actual, lo que hace que la inconstancia en la generación sea un problema no resuelto de manera satisfactoria desde un punto de vista técnico y económico.

- Electrificación y digitalización masiva de todos los sectores económicos y sociales. Consecuencia del punto anterior puesto que la electricidad es una tecnología versátil, fácil de transmitir y de distribuirse que llega a la mayor parte de la población mundial y que se puede generar de manera limpia con múltiples fuentes energéticas alternativas a las fuentes fósiles. Su expansión masiva, que abarque el mayor porcentaje de las necesidades energéticas de la humanidad, permitiría reducir al máximo el uso del petróleo, del gas natural y del carbón. Un ejemplo claro de esta línea de actuación es la transformación que se pretende en el sector del transporte, que supone aproximadamente un tercio del consumo de energía final mundial y donde, según la Agencia Internacional de la Energía, el 91 % del sector depende de productos derivados del petróleo, de ahí la apuesta por los vehículos eléctricos.
- Eficiencia energética. Cada vez están adquiriendo mayor relevancia en la transición energética los principios y las medidas relacionadas con la eficiencia energética para reducir el consumo de energía procedente de fuentes fósiles y el despilfarro energético. La eficiencia energética no solo se considera un medio para conseguir un abastecimiento de energía sostenible, reducir las emisiones de los GEI, mejorar la seguridad del suministro y rebajar los gastos de importación, sino también para fomentar la competitividad económica, ya que reducir la demanda de energía puede ayudar a controlar el nivel de inversión necesario para la transición hacia las energías renovables, favorecer un enfoque más sostenible en el uso de los recursos limitados y aumentar la resiliencia de los sistemas energéticos. Por ello, muchas veces una inversión para producir energéticamente de una manera más eficiente puede ser mejor que otras soluciones más complejas o costosas para la transición energética. Como se suele decir en el ámbito de la eficiencia energética: la energía más barata es la que no se consume.

Considerar la eficiencia energética teniendo en cuenta las necesidades energéticas y sin renunciar al confort o a las necesidades de operación no es solo una cuestión de reducir el consumo, sino también de reducir la producción de energía. De esta manera se garantiza que solo se produce la energía

realmente necesaria, se evitan inversiones en activos varados², se reduce la demanda de energía y se gestiona de una manera más eficiente desde un punto de vista de costes. Es decir, poder hacer lo mismo o más con menos. Un ejemplo claro es el de las bombillas. Las antiguas bombillas de filamento para generar luz perdían gran parte de la energía que necesitaban para alumbrar en radiación de calor mientras que las modernas bombillas LED no solo necesitan el consumo de mucha menos energía para alumbrar lo mismo que una bombilla de filamento, sino que además la mayor parte de la energía que consumen va a la generación de luz y no se disipa tanto en calor.

- Priorización de las inversiones considerando factores medioambientales, sociales y de gobernanza. No solo las instituciones públicas a nivel mundial, sino también cada vez más los inversores privados incorporan valores ecológicos, además de sociales, a sus carteras, por lo que prefieren incluir y financiar aquellas actividades empresariales que tengan modelos económicos responsables en consonancia con un crecimiento sostenible que contribuya a la transición hacia una economía con bajas emisiones de carbono. En este sentido cada vez hay más variedad de productos financieros que cumplen con estos criterios, como fondos de inversión sostenibles, bonos verdes y sociales, capital de riesgo social y préstamos verdes,

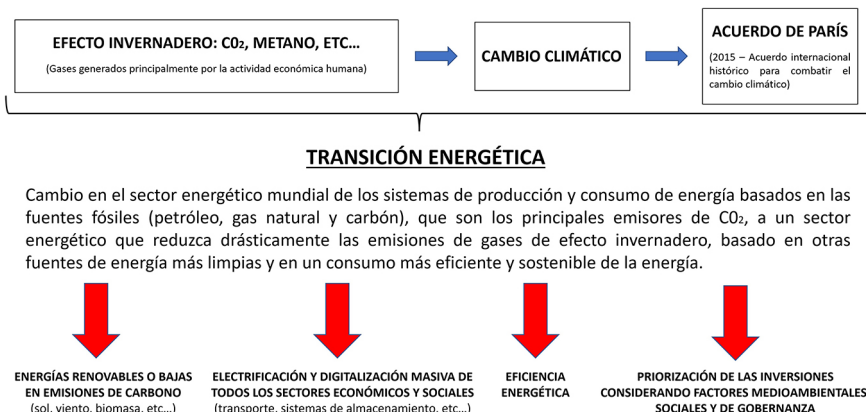


Figura 2. Esquema de la transición energética. Fuente: elaboración propia

² Los activos varados son aquellas inversiones que se realizan pero que en algún momento antes del final de su vida económica (según se supuso en el momento de la decisión de inversión) ya no pueden generar un retorno económico como resultado de cambios en el mercado y en el entorno regulatorio.

y muchas veces estos productos financieros tienen mejores condiciones de préstamos que los que pueda haber para otro tipo de actividades económicas.

Finalmente, y no por ser lo último en este apartado tiene menos relevancia, es importante destacar que, en la transición energética, el paso de un sistema energético basado en las fuentes fósiles a otro basado en otras fuentes de energía más limpias con menor emisión de GEI debe preservar siempre los tres principios básicos de toda política energética: la seguridad y la garantía de suministro, incluyendo aquí la diversificación de fuentes, la competitividad económica y la sostenibilidad medioambiental. Esto implica que la transición energética debe realizarse de manera progresiva, si bien podrá tener distintos ritmos de aceleración o no según las decisiones de los líderes políticos y en función de las circunstancias, pero siempre se tendrán que asegurar de antemano los tres principios mencionados para así poder mantener las funciones y actividades que correspondan y que se tengan encomendadas en todos los sectores de la sociedad, tanto en el sector privado como en los servicios públicos. Por supuesto, esto incluye también a las Fuerzas Armadas.

2. Combustibles fósiles y emisiones de GEI en las Fuerzas Armadas

2.1. La excepción militar y su fin

Hasta el día de hoy, tal y como veíamos en el apartado anterior, las Fuerzas Armadas están excluidas o al margen de cualquier acuerdo internacional sobre el cambio climático asumido por sus países, de tal manera que no han tenido que realizar un inventario público claro y preciso que permitiera contabilizar sus emisiones de GEI (principalmente en sus actividades y movimientos en el exterior o en operaciones internacionales o de guerra) y, por tanto, no han tenido la obligación de sumarse al esfuerzo de sus sociedades civiles en la reducción de los GEI según los compromisos adquiridos internacionalmente por sus respectivas naciones. Sirva como ejemplo al respecto nuestra Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética que, en su disposición adicional primera titulada «Exclusión del ámbito de la ley de los equipos, sistemas de armas, instalaciones y actividades de las Fuerzas Armadas y de las Fuerzas y Cuerpos de Seguridad», dice lo siguiente:

«Quedan excluidos del ámbito de aplicación de esta ley los equipos, sistemas de armas, instalaciones y actividades cuyo propósito sea la protección de los intereses esenciales de la Defensa Nacional y de la Seguridad Pública. No obstante, los Ministerios de Defensa y del Interior se esforzarán por garantizar que la actuación de las Fuerzas Armadas y de las Fuerzas y Cuerpos de Seguridad del Estado se lleve a cabo, en la medida de lo posible, de forma compatible con los objetivos de la ley».

Sin embargo, se prevé la desaparición de esta excepción militar en los próximos años por varios motivos. Uno de ellos es la presión y el *lobby* de grupos civiles, principalmente ecologistas, sobre Naciones Unidas y la comunidad internacional en general que, al extremar su mensaje introduciendo el concepto de emergencia climática, exigen que se conozcan con precisión todas las emisiones de GEI mundiales, lo que también incluiría las emisiones militares en operaciones en el exterior ya que, como instituciones u organizaciones individuales a nivel mundial, las Fuerzas Armadas son de los mayores consumidores de combustibles fósiles. En este sentido, en febrero de 2023, grupos de presión escribieron a la CMNUCC reclamando a este organismo climático de Naciones Unidas que se incluyeran en la contabilidad mundial todas las emisiones de GEI militares dada su importancia para la contabilidad global de CO₂ aseverando que: «Nuestra emergencia climática ya no puede permitirse el lujo de permitir la omisión de las emisiones militares y relacionadas con conflictos dentro de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático» (McFarlane y Volcovici, 2023). Esta mayor presión sobre las emisiones militares se manifiesta en los estudios científicos al respecto que comienzan a aparecer. Tal es así que en los cinco primeros meses de 2023 se publicaron diecisiete artículos científicos revisados por pares sobre las emisiones de GEI en las Fuerzas Armadas, tres veces más que todos los publicados sobre el tema en 2022 y más que todos los artículos publicados al respecto en los nueve años anteriores. Otro de los motivos por los que se prevé la desaparición de la excepción militar se debe a las políticas definidas por los Gobiernos de cada país que son los que, a la postre, asumen y definen las políticas de defensa, la determinación de sus objetivos y la dirección de las actuaciones de las Fuerzas Armadas bajo su autoridad. Al definir unos objetivos de reducción de GEI cada vez más exigentes y difíciles de cumplir para sus sociedades, los Gobiernos van a obligar al estamento

militar a incorporarse a ese esfuerzo, ya que no alcanzarían el objetivo de cero emisiones netas sin incluir también las emisiones militares.

2.2. ¿Cuál es el impacto de las actividades militares en las emisiones de GEI?

¿Cuántas emisiones de GEI suponen las actividades de los Ejércitos? ¿Es una magnitud relevante? Puesto que solo hay ciertos datos de emisiones a nivel nacional y no hay datos sobre las emisiones de GEI de manera global que consideren las operaciones que se desarrollan en el exterior, en realidad no se sabe con exactitud qué impacto pueden tener todas sus operaciones tanto en paz como en guerra. Sin embargo, se empiezan a tener ciertas indicaciones o aproximaciones a través de estudios académicos que han presentado estimaciones, de datos oficiales de algunos Ejércitos y de ciertas aseveraciones que no parecen muy controvertidas, tal y como mostraremos a continuación para hacernos una idea de cuánto pueden suponer a nivel mundial las emisiones de CO₂ de la actividad militar. Algunos ejemplos de distintos estudios y con Ejércitos de diversos tamaños nos presentan el siguiente panorama:

- La huella de carbono, o las emisiones de CO₂, de todas las Fuerzas Armadas del mundo y de las industrias que las equipan podrían alcanzar hasta un 5 % del total de las emisiones mundiales según un estudio que se presentó en la revista *Nature* en 2022 (Ali Rajaeifar *et al.*, 2022). Este porcentaje sería comparable al que emite la aviación y navegación marítima civil en su conjunto.
- Las emisiones acumuladas de CO₂ en el periodo 2001-2018 del Ejército de Estados Unidos habrían sido de 1300 millones de toneladas de CO₂; sus actividades relacionadas con las guerras de Iraq, Afganistán (y actividades vinculadas en Pakistán) y Siria conllevarían unos 440 millones de toneladas de CO₂ según un estudio de 2019 (Crawford, 2019). Estas cifras supondrían como media unos 72 millones de toneladas de CO₂ al año, lo que representa aproximadamente el 1,1 % de las emisiones totales de Estados Unidos.

Como cabe esperar, las emisiones de GEI del Ejército estadounidense tienden a ser significativamente mayores cuando están en guerra o preparándose para la guerra, tal y como se muestra en la siguiente gráfica.

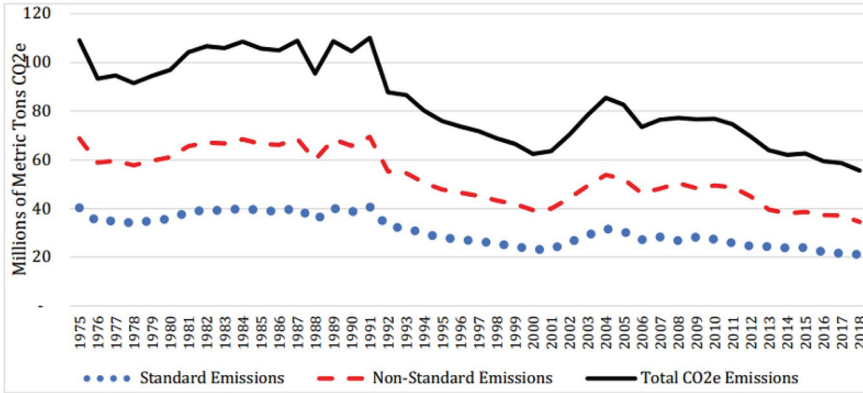


Figura 3. Emisiones estimadas del Ejército de EE. UU. en el periodo 1975-2018. Fuente: «Costs of war, Pentagon Fuel Use, Climate Change, and the Costs of War». Neta Crawford. 2019. Brown University, Rhode Island. Nota: Se entiende por Non-Estándar Emissions las emisiones relacionadas con actividades de guerra

Se puede apreciar que, durante los años de Reagan (década de 1980), aumentaron, luego disminuyeron al final de la Guerra Fría y volvieron a aumentar ligeramente en la Guerra del Golfo (1991). Después de los ataques del 11 de septiembre de 2001 y de las posteriores guerras estadounidenses en el extranjero, las emisiones volvieron a aumentar significativamente.

No obstante, cabe señalar que la tendencia a largo plazo de las emisiones militares estadounidenses está disminuyendo.

- Para el Ejército del Reino Unido, las estimaciones realizadas en 2020 por la organización británica Scientists for Global Responsibility habrían sido de unos 11 millones de toneladas de CO₂ al año. Esta cifra incluiría las cadenas de suministro y representaría aproximadamente el 3 % de las emisiones nacionales del país.
- Las estimaciones de emisiones de CO₂ realizadas para el Ejército de Noruega en 2017 (Sparrevik y Utstøl, 2020) dan un valor del 1,1 % del total del país y se desglosarían en 0,37 millones de toneladas de CO₂ del transporte por tierra, mar y aire, 0,27 millones de toneladas de CO₂ en actividades auxiliares y 0,17 millones de toneladas de CO₂ en edificios.

Aunque hay que tener en cuenta las cifras anteriores, que apuntan el peso posible de la huella de carbono que las actividades militares pueden tener a nivel mundial, estas presentan ciertos problemas de metodología y de definición de qué actividades militares deben considerarse a la hora de contabilizar las emisio-

nes de GEI. A nivel nacional y públicamente, las Fuerzas Armadas solo suelen considerar en los inventarios de emisiones aquellas del combustible utilizado por la aviación, los buques marinos y los vehículos terrestres, además del consumo en las bases en sus territorios nacionales, es decir, las emisiones directas. No obstante, dejan al margen a otro tipo de emisiones indirectas que pueden llegar a ser muy superiores, como por ejemplo las que estarían relacionadas con las cadenas de suministro o con la fabricación de equipos militares y armamento. Si consideramos y se pudieran contabilizar todas las asociadas a operaciones de guerra, como pudieran ser, además de las emisiones directas, la destrucción de reservorios naturales de carbono (quema de bosques o de yacimientos de petróleo), la destrucción y quema de infraestructuras y ciudades, e incluso, siendo estrictos, el proceso de reconstrucción posterior tras concluir la guerra, las emisiones de GEI generadas por las actividades militares podrían llegar a ser bastante considerables y se concentrarían en pequeños intervalos de tiempo.

Como ejemplo de la diferencia que puede suponer tan solo considerar o no ciertos costes indirectos, y para seguir aportando cifras de lo que las operaciones militares pueden suponer en emisiones de GEI, tenemos el caso de la Unión Europea. En un informe sobre emisiones militares directas de los países miembros en 2018, la UE reportó 4,52 millones de toneladas de CO₂ basándose en los



EU and UK military carbon footprint, excluding emissions generated by conflicts, showing relative difference between direct and indirect emissions.

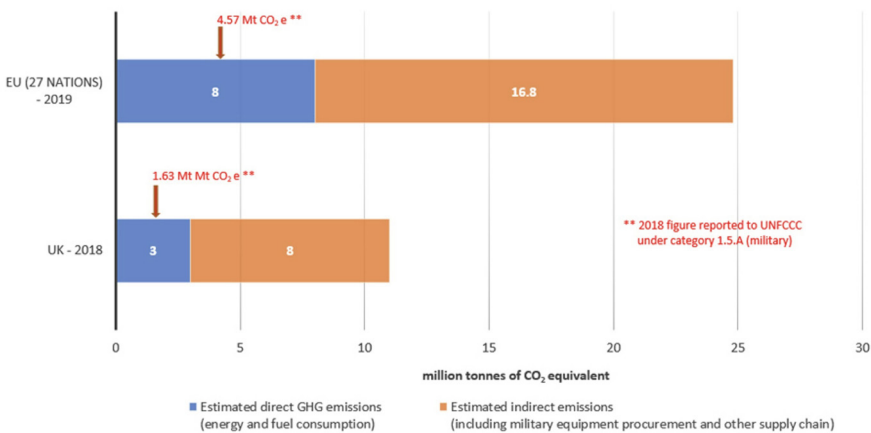


Figura 4. Emisiones directas e indirectas de la Unión Europea y el Reino Unido. Fuente: Conflict and Environment Observatory, 2021

datos que las Fuerzas Armadas tienen la obligación de reportar en sus ámbitos nacionales. Sin embargo, una institución como el Conflict and Environment Observatory estimó que, considerando las emisiones de las cadenas de suministro, las emisiones reales eran más de cinco veces superiores. En un estudio similar para el Reino Unido, las emisiones eran casi cuatro veces más.

Como podemos apreciar, el tema metodológico de cómo contabilizar las emisiones de GEI en las actividades militares es una cuestión importante no solo porque permitiría conocer la implicación real de las Fuerzas Armadas en este asunto —y así tener una magnitud más exacta del problema generado por la actividad humana en el cambio climático—, sino también porque el hecho de definir una metodología estándar y aplicarla sería ya de por sí una medida de transición energética que permitiría a las Fuerzas Armadas identificar posibles derroches energéticos, ser más conscientes de sus consumos de energía y, por tanto, poder aplicar medidas de eficiencia energética que reduzcan costes, entre otros posibles beneficios. Tener los datos sobre la demanda y el consumo de energía en las Fuerzas Armadas pueden condicionar las decisiones de inversión, ayudar a definir el papel de tecnologías emergentes, disruptivas o innovadoras que sean más sostenibles, así como aportar datos valiosos a la planificación operativa. En este sentido, sirva como ejemplo de la importancia de la metodología el que la OTAN haya desarrollado una metodología analítica y cartográfica de las emisiones de GEI procedentes de sus actividades e instalaciones militares. Esta metodología, además de pretender conseguir las ventajas ya descritas, proporcionaría directrices y herramientas para calcular las emisiones de las instalaciones de la OTAN como organización, lo que puede contribuir a formular objetivos voluntarios para reducir las emisiones de GEI (NATO, 2023).

2.3. No es solo una cuestión ecológica

Como hemos visto, los acuerdos internacionales sobre el cambio climático y sus compromisos, en especial desde el Acuerdo de París, están empezando a materializarse en obligaciones nacionales principalmente en los países de Occidente. En 2019, el Reino Unido fue el primer país en convertir en ley su compromiso de emisiones netas cero. Desde entonces, países como Canadá, Dinamarca, Francia, Hungría y Suecia han hecho lo mismo. También lo ha hecho la UE, y Estados Unidos se ha comprometido

a que el Gobierno federal alcance la neutralidad en carbono para 2050. No solo los países occidentales han definido el objetivo de alcanzar las emisiones netas cero, sino que también lo han hecho países como China para el 2060 y la India para el 2070.

Este objetivo de la comunidad internacional se está trasladando al sector privado comercial que, ya sea por una cuestión de conciencia ecológica, reputación e imagen o simplemente por nuevas oportunidades de negocio, está haciendo que muchas empresas estén apostando y elaborando sus planes para conseguir cero emisiones netas en todos sus procesos. Por último, la población en general, en especial la de Occidente, apoya todo este proceso de alcanzar en las próximas décadas la neutralidad en carbono en nuestras economías.

En resumen, entre los Gobiernos, el sector privado y la población en general, especialmente en Occidente, hay buenas razones para anticipar que, de una forma u otra, el futuro será bajo en carbono. La única cuestión que todavía no se conoce es cómo de rápido será este proceso para alcanzar las emisiones netas cero. En este ímpetu, las Fuerzas Armadas, más pronto que tarde, se van a ver imbuidas.

- La energía en el Ejército es fundamental para todos los aspectos de las operaciones militares, y el combustible, en la actualidad principalmente fósil, es lo que permite el despliegue de operativos y armamento, los transportes de carga, los desplazamientos de aviones y buques, el funcionamiento de las bases militares, las comunicaciones de mando, etc. Garantizar la seguridad de suministro es crucial para que las Fuerzas Armadas puedan cumplir con sus obligaciones de defensa. Para muchos Ejércitos, como el de España, basar su energía en una única fuente —los combustibles fósiles (petróleo y gas natural)— implica:
- Depender de redes energéticas de suministro civiles, en muchos casos de otros países.
- Estar expuesto a las condiciones impuestas por los mercados internacionales para fijar los precios del petróleo y del gas natural, que cuando hay tensiones geopolíticas y, por tanto, cuando más riesgo y posibilidades hay de un despliegue de las Fuerzas Armadas, es cuando aumenta la volatilidad de los precios al alza de manera impulsiva.

Estos riesgos de falta de autonomía de los países que no son productores de petróleo o de gas natural se han manejado tradi-

cionalmente con una solución clásica: se garantiza la seguridad de suministro diversificando las fuentes de origen. Sin embargo, en los nuevos conflictos del siglo XXI esto ya no es suficiente, y mucho menos en lo que se refiere a la energía.

La energía, a diferencia de muchos otros consumibles, se puede convertir en un arma de guerra. Esto es algo que ha practicado habitualmente Rusia y que, por primera vez, hemos experimentado los europeos con la guerra en Ucrania. Ya no se trata solo de necesitar a otros países para que tus Fuerzas Armadas tengan la energía que necesitan para desarrollar su función y misión, sino de que precisamente sea tu enemigo el que te garantizaba el suministro energético. Hasta aquí, la diversificación de los orígenes de los combustibles fósiles parece que puede funcionar ya que, si compras a muchos tus suministros energéticos de petróleo y gas, aunque uno de ellos se convierta en tu enemigo el impacto podría manejarse. Pero aparte de que el petróleo y el gas natural puedan convertirse en armas de guerra, también ocurre que son mercados globales, por lo que cualquier perturbación en la oferta —y usar el petróleo y el gas natural como arma de guerra es una gran perturbación— afecta a todo el mundo, lo que constriñe las cadenas logísticas internacionales de distribución de petróleo y gas, y hace que la seguridad de suministro deje de estar garantizada ni siquiera desde tus amigos o aliados.

La diversificación del origen de las fuentes se considera la mejor solución posible en cuanto a suministro de las Fuerzas Armadas porque sería difícil que todo colapse y que se tenga la mala suerte de que todos tus proveedores sean los que se vean afectados por tensiones en los mercados energéticos de combustibles fósiles. Sin embargo, la diversificación de fuentes de origen no puede controlar la reacción de los mercados para fijar los precios del petróleo y del gas al alza en caso de tensiones geopolíticas: si todos tus proveedores te garantizan el suministro energético pero no tienes el dinero para pagarlo como consecuencia del alza de precios por tensiones geopolíticas en los mercados energéticos —mercados que, en el caso del petróleo y del gas natural, son muy sensibles a estas tensiones— te quedarás fuera del mercado y sin acceso a los combustibles fósiles que necesitas para tus Fuerzas Armadas quizá en el momento que más falta te harían.

En la actualidad hay que ampliar el concepto de diversificación considerando la diversificación de fuentes de origen y la de fuen-

tes de energía. Es decir, no podemos basarnos en una única fuente de energía —como es el caso de las Fuerzas Armadas con los combustibles fósiles—, sino que es necesario ampliar el uso de otras energías para minimizar la dependencia del petróleo y del gas natural —los que presentan un mayor riesgo geopolítico— y aumentar la resiliencia y flexibilidad, cualidades que han adquirido un especial protagonismo en los nuevos conflictos que están surgiendo en nuestro tiempo.

Por tanto, la idea clave es introducir en las Fuerzas Armadas otras fuentes de energía mediante el desarrollo y la adquisición de tecnologías y procesos de vanguardia energéticos que minimicen la dependencia de los combustibles fósiles sin perder ni un ápice de la capacidad operativa. Estamos hablando, por ejemplo, de introducir ecocombustibles y combustibles sintéticos, sistemas de almacenamiento de energía, medidas de eficiencia energética, energías renovables, pilas de combustible y electrolizadores, energía nuclear con minirreactores móviles, electrificación masiva de los sistemas y las operaciones, uso de microrredes y redes inteligentes, uso de materiales circulares, etc. Lo curioso es que todas estas tecnologías tienen la ventaja de que son bajas en carbono y están alineadas con los cuatro vectores que impulsan la transición energética a nivel mundial, por lo que, más allá de una razón ecológica de reducción de GEI, las Fuerzas Armadas tienen la oportunidad de aprovechar el impulso verde mundial para conseguir una mayor autonomía energética que les permita mejorar su eficacia operativa y su resiliencia, y garantizar mejor su seguridad de suministro energético alejándose de su dependencia prácticamente absoluta de los combustibles fósiles y, por tanto, de su sobreexposición a los precios de estos y de la volatilidad de su precio ante riesgos geopolíticos.

2.4. Por tierra, mar y aire

Cada uno de los tres Ejércitos tiene sus propias peculiaridades y presenta distintas posibilidades y problemáticas ante una transición energética en sus operaciones.

Aunque puede variar mucho de un país a otro y depende de la estructura definida y de la situación geopolítica de cada nación, lo habitual es que, de todo el combustible fósil que consume un ejército, la mayor parte lo consuma el Ejército del Aire, que puede suponer, de manera general y aproximada, entre un 60 % o 70 % del consumo total de las Fuerzas Armadas. Le seguiría la

Armada, cuyo consumo podría rondar entre el 20 % o 30 %, y finalmente el Ejército de Tierra, que consumiría en torno al 10 % o 15 %. Desafortunadamente el Ejército del Aire, que es el que más consumo de combustibles fósiles líquido requiere, es el que menos posibilidades ofrece para su descarbonización seguido de la Armada y, por último, del Ejército de Tierra, que es el más versátil y el que tiene múltiples opciones para la aplicación de todas las tecnologías bajas en carbono.

Dentro de las Fuerzas Armadas se pueden buscar mejoras en el transporte aéreo en la propulsión de los vuelos intentando hibridar con electricidad, mejorar la aerodinámica e incluso desarrollar materiales avanzados más duraderos y livianos, pero al final estas opciones dan poco margen para la reducción de la huella de carbono, lo que prácticamente deja como única opción tecnológica para una mayor descarbonización del Ejército del Aire la introducción gradual, y cada vez mayor en porcentaje, de los ecocombustibles, en especial de los sintéticos.

La Armada también es difícil de descarbonizar, aunque los ecocombustibles son una buena opción tecnológica. Sin embargo y a diferencia del Ejército del Aire, los buques de la Armada permiten la introducción de otras tecnologías como la nuclear o los sistemas de almacenamiento de energía.

El Ejército de Tierra es el que más permite la introducción de prácticamente todas las tecnologías bajas en carbono. Como veremos en el apartado siguiente, ofrece grandes posibilidades, en especial en el campo de la logística.

Vistas las opciones que presentan los tres Ejércitos, se aprecia con claridad que hay una tecnología o fuente que sí puede ser aplicada a todos ellos: los ecocombustibles.

No es la intención de este capítulo abordar una descripción de los ecocombustibles o de sus distintas tecnologías y procesos, ya que en *Energía y Geoestrategia 2023* se escribió un magnífico capítulo al respecto³. Sin embargo, exponer lo que implicaría introducir los ecocombustibles en las Fuerzas Armadas y sus ventajas geoestratégicas es relevante y del ámbito de este capítulo.

³ Ver en *Energía y Geoestrategia 2023*. capítulo 2: Ecocombustibles y combustibles sintéticos y su papel ante el panorama actual. Berta Cabello Calvo. Instituto Español de Estudios Estratégicos, el Ministerio de Defensa, el Club Español de la Energía y el Comité Español del World Energy Council.

Hay muchas definiciones de los ecocombustibles. Podríamos decir que son combustibles elaborados a partir de una materia prima sostenible con bajas emisiones de carbono en su ciclo de vida, o al menos inferiores a las que se emiten para obtener el petróleo y sus derivados, que pueden mezclarse o ser incorporados al suministro habitual existente de combustibles fósiles y que puede reemplazar a estos últimos de manera directa. En un lenguaje muy coloquial podríamos decir que son combustibles iguales que los combustibles fósiles —de hecho, cualquier usuario sería incapaz de discernir si está usando un combustible fósil tradicional o un ecocombustible (más allá de por el precio actual)—, pero que en su elaboración la huella de carbono es más baja y pueden generarse desde fuentes y tecnologías alternativas muy variadas.

Por lo tanto, si para el usuario un ecocombustible es igual que un combustible fósil, en su uso y combustión podría emitir el mismo CO₂ o similar, su distribución sería igual y por las mismas redes de suministro, y encima hoy en día es más caro, ¿qué ventajas puede ofrecer a las Fuerzas Armadas? La respuesta es una mayor autonomía estratégica.

Los ecocombustibles pueden elaborarse por completo en España. Tenemos empresas que dominan esta tecnología y que están desarrollando estas nuevas fuentes de energía, y un sistema de refino sólido que facilitaría la generación de ecocombustibles de manera fiable. Las materias primas para producir los ecocombustibles serían nacionales, lo que impulsaría la economía circular e incluso podría dar un uso a ciertos residuos de las Fuerzas Armadas.

En el Ejército del Aire y la Armada, que son difíciles de descarbonizar y electrificar, los combustibles sintéticos tienen grandes posibilidades de futuro. Los combustibles sintéticos se producen a partir del hidrógeno procedente de la electrólisis del agua y la captura de CO₂, y el hidrógeno es un vector energético por el que se está apostando firmemente en Europa, donde se están estableciendo ya los cimientos de su desarrollo industrial para las próximas décadas.

¿Y el precio? Es verdad que hoy en día son más caros que los combustibles fósiles, pero estamos hablando de apuesta de futuro, de ir preparando el camino. En la actualidad los combustibles fósiles son más baratos, e incluso podrían llegar a bajar más de precio, pero el precio del petróleo y del gas natural es

especialmente sensible a los riesgos geopolíticos, lo que no ocurre con los ecocombustibles. No olvidemos también que uno de los vectores principales de la transición energética es priorizar las inversiones considerando factores medioambientales, sociales y de gobernanza. Hoy en día, los proyectos verdes tienen prioridad y mejores condiciones de financiación por instituciones bancarias internacionales, públicas y privadas, que los proyectos de inversión en combustibles fósiles. Además, a medida que se vayan creando mercados para los ecocombustibles estos irán bajando de precio. A la larga, la economía basada en combustibles fósiles irá decreciendo de tal manera que las inversiones y las tecnologías de quema de carbono podrían volverse cada vez más difíciles de desarrollar, más onerosas y más complejas de distribuir al decrecer la disponibilidad de infraestructuras de apoyo, en especial si la base industrial en general tiende a un escenario de descarbonización. En pocas palabras, es probable que un Ejército estructurado principalmente en torno a los combustibles fósiles sea mucho más costoso de mantener en un mundo de emisiones netas cero y, por tanto, requiera una mayor proporción de recursos nacionales.

Por último, en lo referente a ecocombustibles, especialmente los sintéticos, todavía es necesario el desarrollo de algunas tecnologías que forman parte de su cadena de fabricación, por lo que los próximos años serán clave para su desarrollo y para demostrar su factibilidad y su competitividad. Sin embargo, la industria de defensa siempre ha sido un sector tractor de nuevos desarrollos y tecnologías. Una colaboración público-privada entre nuestras Fuerzas Armadas y las empresas nacionales de este sector de los biocombustibles podría acelerar su desarrollo en nuestro país, beneficiar nuestra economía, garantizar un suministro de combustibles ecológicos con menor huella de carbono a nuestros Ejércitos y alcanzar una mayor autonomía en las operaciones. No consiste en cambiar de la noche a la mañana de los combustibles fósiles a los ecocombustibles, pero sí en prepararse para un futuro con mayor presencia de los ecocombustibles que permita a las Fuerzas Armadas tener más independencia, garantizar el suministro y mejorar la eficacia de las operaciones. Podría llegar el día en que las Fuerzas Armadas pudieran generar su propio combustible.

La filosofía para su uso de cara al futuro debería ser clara: cuando haya la oportunidad, utilizar las nuevas fuentes de energía si mejoran la eficacia o la resiliencia de las operaciones militares.

3. Energía y logística de las operaciones: hacia un nuevo concepto del uso de la energía

3.1. El problema de la logística de la energía en operaciones de combate

Las campañas militares en Afganistán e Iraq mostraron a Estados Unidos y a sus aliados el serio problema que implicaban las altas demandas de energía para abastecer a sus Ejércitos debido a que estaban basadas exclusivamente en combustibles fósiles en un momento de aumento de los precios del petróleo. Sin embargo, más que el alto coste que suponía el combustible para mantener operativas las unidades militares en combate, lo que más alarmó fue el problema general que implicaba la logística para garantizar la seguridad en las líneas de suministro, que tuvo unos efectos colaterales perversos debido al alto número de bajas en las unidades que protegían los convoyes de combustibles así como unos costes indirectos no previstos para proteger y transportar los combustibles al escenario de combate que podían dispararse a unas quince veces más que el coste real del combustible. Ante esta situación, el Ejército de los Estados Unidos y sus aliados se vieron forzados a reducir su consumo de energía, no tanto por preocuparse por emitir GEI sino por un imperativo de salvar vidas y mitigar riesgos operativos y financieros. Para ello tuvieron que buscar una mejora en la eficiencia energética y desarrollar iniciativas que exploraran nuevas alternativas energéticas a los combustibles fósiles y a su logística de distribución.

La cuestión de la dependencia exclusiva de las Fuerzas Armadas de los combustibles fósiles, así como los problemas logísticos de su transporte al escenario de combate, no se quedó en un asunto puntual de los conflictos en Afganistán e Iraq, donde la mayoría de los ejércitos occidentales que intervenían estaban a miles de kilómetros de sus territorios nacionales, sino que, más recientemente, en la guerra de Rusia en Ucrania han quedado de nuevo patentes los problemas de suministro de petróleo que ha sufrido el Ejército ruso que opera en Ucrania. Esto ha expuesto con crudeza la vulnerabilidad estratégica de la Unión Europea por la dependencia del petróleo y del gas natural de su antiguo aliado, Rusia, lo que ha requerido intervenciones drásticas para diversificar el suministro de energía y acelerar la transición hacia una economía baja en carbono.

Dicho todo lo anterior, es evidente que la logística de la energía en las operaciones militares, especialmente la basada en combustibles fósiles, es un talón de Aquiles en el desarrollo de los conflictos en el exterior. De tal manera, el futuro de la energía operativa, que es aquella necesaria para el entrenamiento, el desplazamiento y el mantenimiento de las fuerzas militares y sus sistemas de armamento en combate, pasa en gran medida por reducir al máximo la cadena logística de suministro energético generando la energía necesaria de los operativos en el propio lugar del campo de batalla y aprovechando nuevas tecnologías de energía distribuida, como las microrredes, para lograr independencia energética y una mayor resiliencia en las misiones de combate en el exterior.

En definitiva, se trata de conseguir una mayor autonomía de las unidades de combate en general y de la energía en particular (ya que la energía siempre ha sido un factor importante en la guerra porque los combustibles son un factor limitante para la eficacia operativa). Esto se debe a que, por lo general, en los campos de batalla modernos la retaguardia es muy reducida, lo que deja las líneas de suministro muy expuestas y vulnerables a los ataques. Además, los riesgos logísticos en la seguridad del reabastecimiento de energía de las unidades de combate en la última milla de la línea del frente, especialmente a medida que los sistemas militares se vuelven más intensivos en energía, son enormes.

Ante este reto de la logística energética en las operaciones de las Fuerzas Armadas la transición energética cobra protagonismo con sus vectores o líneas de actuación, como son la generación de energía a través de fuentes renovables o limpias autónomas, la eficiencia energética y la electrificación y digitalización masiva de los sistemas, que ofrecen soluciones o alternativas para reducir la vulnerabilidad estratégica asociada al uso exclusivo de los combustibles fósiles en las Fuerzas Armadas y, de este modo, reducir los riesgos logísticos vinculados a las operaciones de combate.

El uso de energías renovables o bajas en emisiones de carbono y la búsqueda e implantación de medidas de eficiencia energética en los operativos podrían permitir despliegues más rápidos y prolongados, mejorar la eficacia operativa y aportar mayor autonomía energética sobre el terreno. Esto mejoraría la autonomía estratégica, minimizaría los riesgos en la cadena logística y reduciría los costes de importaciones extranjeras energéticas. Las operaciones militares, al poder ser más autónomas, también

podrían ser más libres de ciertas estructuras de mando central, lo que ofrece una flexibilidad que puede ser una ventaja ante ciertos desafíos de seguridad más complejos.

Estas oportunidades que ofrece la transición energética para las Fuerzas Armadas no solo necesitan un desarrollo tecnológico innovador que acompañe el alejamiento progresivo del patrón de alto consumo de combustibles fósiles, que es incompatible con los ambiciosos objetivos de descarbonización asumidos por sus Gobiernos (para la Unión Europea suponen una reducción para 2030 de al menos el 55 % de emisiones netas de gases de efecto invernadero en comparación con 1990 y la neutralidad de carbono en 2050), sino también una nueva forma de pensar el uso de la energía en las operaciones. Como ejemplo se proporcionan las siguientes ideas, tendencias e incluso acciones que ya se están implementando:

- Acelerar lo máximo posible la conversión de los sistemas energéticos basados en combustibles fósiles a sistemas energéticos basados en la energía eléctrica (sin olvidar la progresiva penetración del uso de ecocombustibles), de tal manera que los vehículos tácticos puedan ir introduciendo sistemas híbridos eléctricos, especialmente en los del Ejército de Tierra. Un ejemplo sería el modelo de tanque estadounidense AbramX con motor híbrido. En el caso del Ejército del Aire y de la Armada esta electrificación es más difícil. Sin embargo, se puede apostar cada vez más por el uso de embarcaciones, tanto submarinas como de superficie, así como de aviones no tripulados, autónomos y operados en remoto, ya que el empleo de sistemas autónomos conlleva un menor uso de recursos energéticos porque, entre otros motivos, se elimina el factor humano de la tripulación a bordo, lo que reduce sus consumos y emisiones además de hacer menos vulnerables a los operadores de estos sistemas de los efectos de los fenómenos meteorológicos extremos que cada vez son más frecuentes por el cambio climático.
- En el Ejército del Aire, además de la introducción de ecocombustibles y de poder electrificar los sistemas de los aviones hasta donde se pudiera, ya que la cuestión del peso es un factor limitante, hay países que están trabajando para mejorar la eficiencia operativa mediante la transición de misiones de aviones más grandes y con mucho combustible a aviones más pequeños. En general se entiende que operar de manera distribuida, tanto táctica como energéticamente, es una

buena manera de reducir el número de vulnerabilidades y de disminuir los riesgos para las fuerzas en combate.

- Acelerar el desarrollo y el despliegue de microrredes basadas en fuentes de energía renovables en las instalaciones/campamentos, plataformas y sistemas militares. Además de las fuentes de energía renovables se pueden incorporar otros sistemas de generación eléctrica como pilas de combustible de hidrógeno y baterías de almacenamiento. Al utilizar una variedad de fuentes de energía que necesitan integrar distintas tecnologías, la gestión, coordinación y optimización se realizaría mediante redes inteligentes. Estos sistemas pueden proporcionar beneficios adicionales como la reducción de ruido y de las señales de calor.

En este sentido, la OTAN ha realizado ejercicios de logística que demostraron la viabilidad del uso integrado de energías renovables, como la solar y eólica, con sistemas de almacenamiento de energía, lo que dio como resultado la disminución del consumo del diésel en campamentos desplegados sin afectar la eficacia operativa.

- El despliegue de microrredes propias del Ejército basadas en fuentes de energía renovables y el almacenamiento en baterías no solo tienen una implicación positiva en las operaciones en el exterior, sino que también pueden tener, además de su valor ecológico, un valor estratégico a nivel nacional, ya que muchas de las instalaciones militares en suelo nacional dependen de infraestructuras críticas civiles de energía y telecomunicaciones. Tener una mayor autonomía energética gracias al desarrollo de microrredes propias permitiría reducir riesgos ante la caída de infraestructuras civiles ya sea por fenómenos meteorológicos extremos, por ataques terroristas o por ataques informáticos.
- Como soporte a la variabilidad de las fuentes de energías renovables y en el proceso de electrificación de las operaciones militares a través de fuentes con bajas emisiones de CO₂, ya que el desarrollo y uso de la tecnología nuclear mediante pequeños reactores modulares móviles generaría la energía eléctrica necesaria en los despliegues exteriores. Países como Francia y Estados Unidos⁴ tienen sus programas específicos en este ámbito.
- La monitorización del consumo de energía en los campamentos militares. Una medida tan simple permite identificar oportu-

⁴ En concreto, Estados Unidos tiene el Proyecto Pele. Disponible en: https://www.cto.mil/pele_eis/

tunidades para mejorar la eficiencia energética y, por lo tanto, la efectividad en general de las operaciones.

- La autonomía en el despliegue de campamentos militares no solo se enfoca a la energía, ya que también la logística en el avituallamiento de comida y agua se puede beneficiar de nuevos sistemas de producción de alimentos y agua basados en conceptos y aplicaciones desarrollados con ideas de la transición energética. De este modo, existen ya sistemas compactos móviles que generan agua potable a partir de la humedad del ambiente y que pueden usar fuentes de energías renovables bajas en carbono. También se pueden producir ciertos alimentos mediante técnicas de agricultura vertical que se sustentan en sistemas de energía eléctricos y optimizados al máximo en cuanto a los recursos necesarios para su producción.

Sin embargo, todas estas oportunidades y más que ofrece la transición energética no van exentas de ciertas barreras y nuevos problemas que se deben resolver: las fuentes de energías renovables, además de ser intermitentes y depender de las condiciones meteorológicas, pueden provocar interferencias en sistemas militares, evidenciar la posición de las bases y obstruir a veces la libertad de maniobra de las Fuerzas Armadas. Otra de las barreras es la interoperabilidad entre Ejércitos aliados, especialmente si forman parte de organizaciones de defensa colectivas como la OTAN. Hay que desarrollar sistemas de coordinación entre países para movilizar grandes cantidades de tropas y equipos en cualquier momento considerando diferencias tan básicas como el tipo de enchufe que puede usar un país u otro. La coordinación que se diseñe debe tener en cuenta el desarrollo de los recursos energéticos de manera distribuida para garantizar la seguridad y minimizar la carga logística que pudiera soportar el país anfitrión del despliegue. Todo esto exige compartir información, promover la cooperación internacional y regional, y proteger infraestructuras críticas de manera coordinada, de tal manera que se aumente la resiliencia operativa en caso de tener que llegar al desarrollo de operaciones de combate en conjunto.

3.2. Un nuevo marco en el uso de la energía

Como podemos ir intuyendo hasta ahora, la transición energética está definiendo un nuevo marco energético, una nueva forma de usar la energía para satisfacer las necesidades humanas que implica un conjunto de sistemas modernos que incluyen nuevas

y diversas fuentes de energía factibles, interconectadas, inteligentes, autónomas en el suministro y eficientes. No es solo una cuestión de cambiar una fuente de energía por otra o de pasar de unas fuentes fósiles a otras bajas en carbono, ya sea la solar, la eólica, la nuclear, etc., es más bien trabajar con un sistema integrado energético que tiene componentes diversos y que presentaría las siguientes características o atributos:

- Independencia de suministro. Puede utilizar cualquier fuente de energía no fósil, limpia y segura disponible localmente: geotérmica, eólica, solar, biomasa, nuclear, agua, hidrógeno y/u otras fuentes de las que se disponga de la tecnología para aprovechar en la actualidad o en el futuro.
- Almacenamiento integrado. Puede manejar excesos de energía para su uso posterior cuando la demanda supere el suministro local. Las tecnologías de almacenamiento pueden incluir baterías de cualquier química, baterías de flujo y de estado sólido, bombeo hidráulico, volantes de inercia, gases comprimidos, etc.
- Distribución inteligente. Considerando que el principal modo de energía del que se pretende su masificación es la electricidad, una de sus características principales serían los sistemas de control inteligentes para gestionar los suministros y las cargas según los servicios demandados de la manera más económica y fiable. Estos sistemas deben mantener la calidad de la energía, tener una gran autonomía y ser ciberseguros.
- Eficiencia de todo el sistema. Todos los sistemas energéticos que constituyan el sistema mejorarán su eficiencia energética, incluidos los sistemas de combustibles fósiles, y se moderarán los aumentos de demanda de la energía de manera general.

En sí, este nuevo marco del uso de la energía, ya sea en el ámbito civil o el militar, debería aportar la solución más económica y eficiente considerando:

- La accesibilidad. ¿Está disponible la fuente de energía para satisfacer mi demanda? ¿Es de origen autóctona o hay que importarla? Si se importa, ¿existen costes militares asociados con la protección de la fuente o costes asociados con la dependencia de proveedores no deseados?
- Rendimiento y fiabilidad. ¿La fuente de energía cumplirá los objetivos en el momento y lugar en que se necesita la energía?
- Coste. ¿Cuál será el coste total de la energía en el punto de consumo?

4. Cambio climático y su efecto en la seguridad y las operaciones

El cambio climático en general y su manifestación en fenómenos meteorológicos extremos es un desafío para la seguridad y así fue reconocido como tal por la OTAN por primera vez en el Concepto Estratégico del año 2010.

En temas como la defensa, la gestión de crisis y la seguridad, el cambio climático puede dificultar que las Fuerzas Armadas lleven a cabo sus tareas y movimientos: temperaturas extremas, bruscos cambios en los patrones de precipitaciones, frecuencias e intensidades cada vez mayores para fenómenos meteorológicos extremos, sequías, desastres naturales, etc. ponen a prueba la resiliencia de las instalaciones militares y de las infraestructuras críticas, acortan los ciclos de vida de los equipos militares⁵, pueden perjudicar la eficacia en los despliegues y las cadenas logísticas, y pueden generar condiciones más duras para el desarrollo de las operaciones y misiones encomendadas a los ejércitos.

Además, el cambio climático no es solo que complique o pueda entorpecer las operaciones de las Fuerzas Armadas, es que puede crear de por sí incidentes de seguridad y riesgos geopolíticos a nivel internacional que pueden ser explotados por actores estatales o no estatales al generar inestabilidad y competencia geoestratégica por recursos naturales o por nuevas rutas comerciales. Por ejemplo, el cambio climático en el océano Ártico con el deshielo de glaciares y la aparición de nuevas rutas comerciales está generando competencia entre países, y la desertificación o el agotamiento de recursos naturales en ciertas áreas del planeta que puede dar lugar a desastres humanitarios, hambrunas, pérdida de tierras y medios de vida, provocar migraciones masivas de grupos de personas y desestabilizar países generando tensiones regionales y violencia.

⁵ La OTAN publicó tres informes relevantes en el marco de la Cumbre de Vilna (julio 2023): *NATO Climate Change and Security Impact Assessment*, que demuestra cómo las condiciones climáticas extremas crean estrés operativo y acortan los ciclos de vida de los equipos militares. Disponible en: https://www.nato.int/nato_static_fl2014/assets/pdf/2023/7/pdf/230711-climate-security-impact.pdf; *Compendium of Best Practice*, que proporciona ejemplos de Ejércitos aliados para adaptarse al cambio climático. Disponible en https://www.nato.int/nato_static_fl2014/assets/pdf/2023/7/pdf/230710-climate-change-best-practices.pdf; y *The NATO Greenhouse Gas Emissions Mapping and Analytical Methodology*, que ofrece guías y herramientas para calcular las emisiones de GEI en las instalaciones de la OTAN como organización. Disponible en https://www.nato.int/nato_static_fl2014/assets/pdf/2023/7/pdf/230710-NA-TO-GHG-Methodology.pdf

En lo que respecta a la energía, el cambio climático puede afectar al suministro de energía, tanto a las poblaciones civiles como a las operaciones militares, ya que se pueden dañar o alterar las infraestructuras críticas o de transporte de energía. Esto plantea riesgos de seguridad energética, lo que convierte al cambio climático en una variable más que se debe tener en cuenta al tratar la seguridad energética, y genera gran preocupación en organizaciones internacionales de defensa ya que el suministro de energía depende muchas veces del exterior —de infraestructuras críticas de otros países— y se hace a través de oleoductos que son interfronterizos (al igual que las infraestructuras de telecomunicaciones que dependen de cables, muchas veces submarinos, que cruzan océanos y múltiples países). Centrándonos exclusivamente en el campo de las operaciones militares, el aumento extremo —pero también el descenso extremo— de las temperaturas afecta a los sistemas electrónicos, siendo especialmente vulnerable el Ejército del Aire, lo que requiere un mayor esfuerzo logístico y un mayor consumo de energía.

En resumen, los efectos del cambio climático son un multiplicador de amenazas que afecta a la seguridad, a las operaciones y a las misiones de las Fuerzas Armadas, lo que las obliga a tener que evaluar y considerar las consecuencias del cambio climático en su postura de disuasión y defensa, que incluye la preparación, la habilitación, el refuerzo y la movilidad militar. Esto exige un nuevo enfoque en materia de defensa y seguridad para garantizar la eficacia operativa de las Fuerzas Armadas en condiciones cada vez más duras.

En la lucha contra el cambio climático y los efectos de los fenómenos meteorológicos extremos los Ejércitos no tienen que desempeñar un papel específico que pueda minimizar el impacto negativo en sus operaciones, ya que, al ser el cambio climático un fenómeno global, lo único que pueden hacer las Fuerzas Armadas es sumarse a los esfuerzos de la sociedad civil para reducir la emisión de GEI, por lo que han de adaptarse y ayudar en lo que esté en su mano.

5. Conclusiones

Un cambio de tanta profundidad como el que conlleva la transición energética implica, como mínimo, prudencia cuando se debe trasladar a las Fuerzas Armadas, en especial al campo de las operaciones. Los ejércitos tienen como prioridad garantizar su opera-

tividad para cumplir con sus obligaciones de defensa y seguridad y con cualquier misión que sus Gobiernos les encomienden. Por tanto, en este sentido en la actualidad es lícito analizar los riesgos que puedan tener la reducción y la eliminación de los GEI en el futuro en la operación de las Fuerzas Armadas, objetivo principal de la transición energética, y plantear si esto puede comprometer su eficacia operativa.

La energía en las Fuerzas Armadas, como en toda actividad humana, es fundamental e imprescindible, y la garantía de su suministro es necesaria para desempeñar toda su actividad. Hoy en día la fuente de energía primaria predominante en el mundo es la basada en los hidrocarburos (petróleo, gas natural y carbón), que representa alrededor del 81 % del total de fuentes de energía disponibles que se usan. Sin embargo, la tendencia mundial en todos los sectores, en el medio y largo plazo, es la de ir disminuyendo ese 81 % con la introducción de otras fuentes de energía que tienen menos huella de carbono, lo que permitiría reducir las emisiones de GEI que tienen impacto en el cambio climático de nuestro planeta. No obstante, en las Fuerzas Armadas no solo no aplica esa tendencia mundial a reducir el consumo de hidrocarburos, lo que constituye una excepción, sino que además su dependencia de estos es prácticamente del 100 % para el desempeño de sus operaciones.

El hecho de depender de una única fuente de energía para realizar todas sus actividades hace que las Fuerzas Armadas sean especialmente vulnerables y asuman un riesgo crítico por utilizar en exclusiva combustibles fósiles, especialmente los países que no tienen reservas ni son productores de esta fuente de energía. Sin embargo, esto supone un riesgo incluso para aquellos países que lo son, ya que, aunque tengan el producto, están a expensas de *shocks* económicos a la hora de fijar los precios de la oferta porque estos se definen en un mercado internacional. Por ejemplo, un país como Estados Unidos, que no debería tener problema en abastecer a sus ejércitos con hidrocarburos por su autosuficiencia, se ve afectado por cualquier conflicto en Oriente Próximo que dispare el precio del petróleo, ya que tendría que pagar al precio que impongan los mercados. Si el precio se dispara por tensión geopolítica, merma la capacidad del ejército más poderoso del mundo, precio que, para más inri, es especialmente sensible a cualquier riesgo geopolítico internacional. Depender de una única fuente de energía no solo es un riesgo crítico para las Fuerzas Armadas, sino que, además, como ha demostrado la guerra de

Rusia en Ucrania, el enemigo puede usar con facilidad la energía y, sobre todo, los hidrocarburos como arma de guerra.

También el suministro de energía en las operaciones es especialmente frágil frente a los ataques del enemigo, lo que hace que sea un punto negro de muertes de militares y un sumidero enorme de recursos económicos.

Se puede afirmar que la dependencia de los combustibles fósiles de los ejércitos es un riesgo excesivo que puede afectar a la capacidad y a la eficacia para cumplir sus obligaciones y para desarrollar sus operaciones, y más con el cariz que están tomando los conflictos armados en el siglo XXI.

Ante este panorama, la transición energética para las Fuerzas Armadas se puede comenzar a ver como una oportunidad de eliminar la vulnerabilidad de su dependencia de los combustibles fósiles, lo que se relaciona con el objetivo de alcanzar una mayor autonomía estratégica, energética y operativa.

Los vectores que implementan la transición energética (diversificación y uso de fuentes de energía renovables o bajas en carbono, electrificación y digitalización masiva de sistemas y de medios de producción, y eficiencia energética) ofrecen de manera individual coyunturas a las Fuerzas Armadas para aumentar su autonomía estratégica, mejorar su eficacia y poder minimizar riesgos operativos. Todo ello reduciendo emisiones de GEI, de tal manera que, mientras que en el pasado la descarbonización se ha visto como un objetivo que debe equilibrarse o supeditarse a las necesidades de mantener la eficacia operativa, ahora y en las próximas décadas la eficacia operativa bien puede llegar a depender de la descarbonización. De hecho, la descarbonización no sería algo totalmente nuevo para las Fuerzas Armadas, ya que el espacio es un medio donde los satélites militares solo pueden usar energía solar o nuclear.

Sin embargo, no es solo una cuestión de cambiar unas fuentes de energía por otras o de reducir el consumo hasta donde se pueda. La transición energética, como hemos visto, está conformando un nuevo marco del uso de la energía en el que se pueden integrar múltiples fuentes de energía de manera simultánea junto con sistemas de almacenamiento, de control y de gestión sobre la demanda que posibilitan una distribución inteligente de la energía necesaria, la eficiencia de los sistemas y la optimización al máximo del coste económico. Todo este nuevo esquema de uso de la energía es algo que se va a ir imponiendo gradualmente a

medida que el desarrollo tecnológico, seguido de su comercialización, vaya desarrollándose e implementándose. Por ello, las Fuerzas Armadas tendrán que adaptarse e incorporar este nuevo marco energético a medida que mejoren la eficacia o la resiliencia de las operaciones.

¿Y el coste económico? ¿No es todo esto de la transición energética más caro? Depende de la tecnología, pero es una cuestión de determinar costes ocultos, una apuesta de futuro y de prepararse para lo que viene. Todo el sector energético se está transformando y el futuro va a ser descarbonizado. A medida que las tecnologías verdes vayan suplantando a los combustibles fósiles irán bajando de precio. A medio y largo plazo, las tecnologías basadas en petróleo y gas natural serán más difíciles de conseguir e irán perdiendo su competitividad frente a las nuevas tecnologías energéticas. Cuanto antes se anticipen y preparen las Fuerzas Armadas a este cambio de paradigma energético antes serán más autónomas, resilientes y eficaces en sus operaciones, y podrán adquirir una ventaja táctica frente al enemigo.

Con respecto a las inversiones, no todas las que se hagan en tecnología militar verde tienen que provenir del presupuesto clásico de Defensa. Aquí es donde entra el cuarto vector de la transición energética, el que establece la priorización de las inversiones considerando factores medioambientales, sociales y de gobernanza. Muchas de las inversiones que puedan necesitar específicamente las Fuerzas Armadas encajan bien en el marco más amplio de políticas industriales verdes de cada país, en especial para tecnologías de doble uso. En la actualidad, la cantidad de fondos públicos, programas de ayudas, etc. que existe debería ser también una oportunidad para los ejércitos porque si a partir de ahora se les obliga a sumarse al esfuerzo de descarbonización de sus naciones, también deberían tener acceso a los recursos económicos públicos disponibles para tal efecto. Por último, la financiación privada también sopla a favor de las inversiones verdes en detrimento de los combustibles fósiles.

Las Fuerzas Armadas van a tener que asumir su propia contribución al cambio climático limitando sus emisiones de GEI y, por tanto, van a tener que adaptarse cada vez más a una transición energética que tiende a la descarbonización y sumarse a los esfuerzos de sus sociedades para cumplir los objetivos de cambio climático que han asumido sus Gobiernos. Esta adaptación requiere que las Fuerzas Armadas adopten un enfoque sistémico y estratégico que reconozca las oportunidades y desafíos que

existen en las relaciones entre el cambio climático, la seguridad y la transición energética.

La incorporación de las Fuerzas Armadas al objetivo del resto de la sociedad de descarbonizar nuestras economías tiene implicaciones más allá de la operatividad de los ejércitos, ya que también afecta a la reputación y la imagen, lo que, para bien y para mal, es algo que hoy en día tiene un valor intrínseco relevante. Cada vez más, las sociedades, en especial las generaciones más jóvenes, están más sensibilizadas con el cambio climático y con las políticas de descarbonización. El hecho de que las Fuerzas Armadas mantengan su excepción sobre el cambio climático y que puedan ser vistas por sus sociedades como parias climáticas daña considerablemente su imagen y su reputación, algo que ningún Ejército quiere. Tal es así que el departamento de Defensa de Estados Unidos ha querido enfatizar que no quiere ser visto como exento de los objetivos de cero emisiones netas del Gobierno federal de la administración Biden. En el mismo sentido, desde el Ministerio de Defensa del Reino Unido, el teniente general retirado Richard Nugee, uno de los principales arquitectos de la estrategia de sostenibilidad y cambio climático de su país, advirtió a su Gobierno de las implicaciones que podría tener quedarse al margen de las políticas del cambio climático en términos de apoyo público del Ejército —y tal vez incluso de reclutamiento— si las generaciones futuras no estuvieran dispuestas a servir en un sector con altas emisiones de carbono que no considerara su reducción o eliminación. Estas preocupaciones también son compartidas por parte de la industria europea de defensa, donde algunos temen que el no incorporarse a la descarbonización, además de afectar a la reputación, pueda afectar a la capacidad del sector para obtener inversiones futuras.

En la COP28 celebrada en 2021 en Glasgow hubo una mesa redonda de alto nivel, titulada *Climate, Peace and Stability: Weathering Risk Through COP and Beyond*, en la que participó el secretario general de la OTAN, Jens Stoltenberg. En su intervención dijo:

«Necesitamos asegurarnos de que tenemos las tecnologías que reducen las emisiones, pero, por supuesto, no podemos elegir entre Fuerzas Armadas verdes o fuertes, necesitamos Fuerzas Armadas fuertes y verdes al mismo tiempo. Estoy absolutamente seguro de que, en el futuro, los mejores aviones, los mejores barcos y los mejores vehículos militares se-

rán alimentados por algo diferente a los combustibles fósiles. No emitirán⁶».

Bibliografía

- Ali Rajaeifar *et al.* (2022). Decarbonize the military - mandate emissions reporting. *Nature*, 611 (7934), pp. 29-32.
- Conflict and Environment Observatory*. (2021). The military's contribution to climate change [en línea]. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://ceobs.org/the-militarys-contribution-to-climate-change/>
- Crawford, N. (2019). *Costs of war, Pentagon Fuel Use, Climate Change, and the Costs of War*. Rhode Island, Brown University.
- Mcfarlane, Sarah y Volcovici, Valerie. (2023). Insight: World's war on greenhouse gas emissions has a military blind spot [en línea] *Reuters*. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://www.reuters.com/business/environment/worlds-war-greenhouse-gas-emissions-has-military-blind-spot-2023-07-10/>
- NATO (2023). *The NATO Greenhouse Gases Emission Mapping and Analytical Methodology* [en línea]. [Consulta: 2024]. Disponible en: https://www.nato.int/nato_static_fl2014/assets/pdf/2023/7/pdf/230710-NATO-GHG-Methodology.pdf
- Sparrevik y Utstøl. (2020). Assessing life cycle greenhouse gas emissions in the Norwegian defence sector for climate change mitigation. *Journal of Cleaner Production*, 248, 119196.

⁶ Ver: https://www.nato.int/cps/en/natohq/opinions_188262.htm

Capítulo tercero

La OPEP: una larga historia y un papel esencial en el futuro energético

Neil Atkinson

Resumen

La Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) se fundó con el objetivo de lograr un mayor control de los recursos naturales bajo el suelo de los países miembros. Desde sus orígenes en 1960 esta organización ha ejercido un gran poder sobre los mercados internacionales del petróleo, una de las materias primas más comercializadas, y, por lo tanto, sobre la economía mundial. Su cuota del 35 % de la producción le permite actuar de manera coherente y conjunta como una fuerza dominante a la hora de establecer los precios del petróleo en los mercados internacionales. A pesar de los muchos vaivenes que ha sufrido el mercado de los hidrocarburos, la realidad es que el mundo va a seguir demandando mucho petróleo durante las próximas décadas. Ello implica que alguien tendrá que suministrarlo y los países de la OPEP, que poseen el 70 % de las reservas mundiales probadas, se encuentran en una posición privilegiada para hacerlo. No sabemos lo que nos depara el futuro, lo que sí podemos afirmar razonablemente es que los países miembros de la OPEP seguirán teniendo un papel crucial en los mercados internacionales del petróleo durante mucho tiempo. La organización ha disfrutado de

una larga y, en ocasiones, turbulenta historia. No cabe duda de que esta no ha terminado.

Palabras clave

Petróleo, Organización, Precio, Mercados, Demanda, Transición, Futuro.

OPEC: a long history and an essential role in the energy future

Abstract

The Organization of the Petroleum Exporting Countries (OPEC) was founded in 1960 with the goal of achieving greater control of the natural resources beneath the soil of member countries. Since its origins, this organization has exercised a great power over the international oil markets, one of the most traded raw materials, and therefore, over the world economy. Its 35% share of oil production allows it to act coherently and jointly as a dominant force in setting oil prices on international markets. Despite the many ups and downs that the hydrocarbon market has suffered, the reality is that the world will continue demanding a lot of oil over the coming decades. This means that someone will have to supply it, and the OPEC countries, which hold 70% of the world's proven reserves, are in a privileged position to do so. We cannot know the future, but what we can reasonably predict is that OPEC member countries will continue to play a crucial role in international oil markets for a long time. The organization has enjoyed a long and sometimes turbulent history. There is no doubt that this is not over yet.

Key words

Oil, Organization, Price, Markets, Demand, Transition, Future.

OPEP: UNA GRAN HISTORIA Y UN PAPEL IMPORTANTE EN EL FUTURO DE LA ENERGÍA



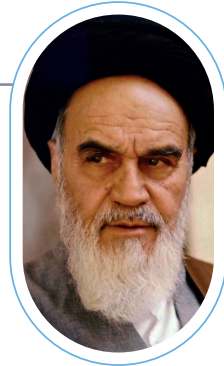
1960

LA OPEP ES FUNDADA EN BAGDAD POR IRAK, IRÁN, KUWAIT, ARABIA SAUDITA Y VENEZUELA.



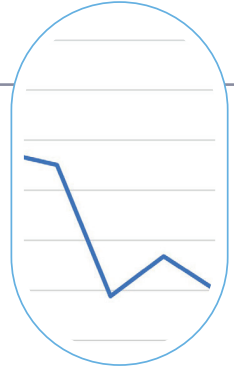
1973

LAS CONSECUENCIAS DE LA GUERRA DE YOM KIPPUR SITUAN A LA OPEP EN EL ESCENARIO MUNDIAL



1980

UN AÑO DESPUÉS DE LA REVOLUCIÓN IRANÍ, INICIO DE LA GUERRA IRÁN-IRAK QUE DURA HASTA 1988



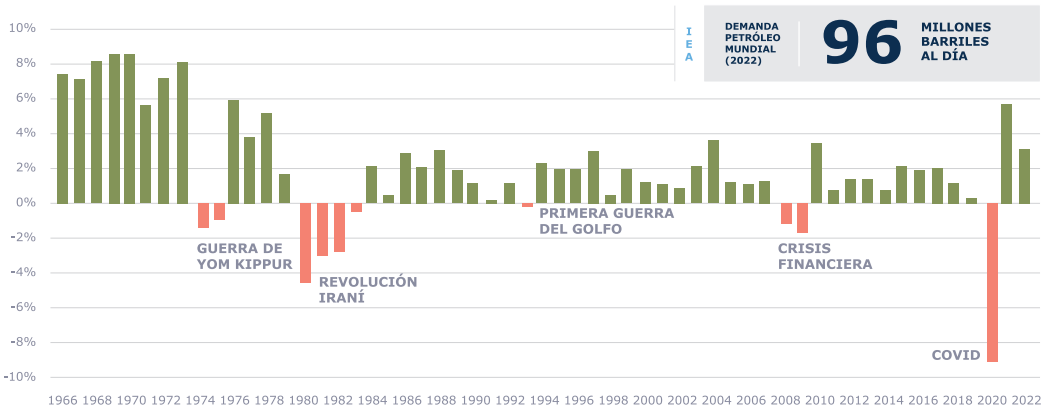
1986

LA OPEP ABANDONA LA LUCHA POR LA CUOTA DE MERCADO Y RECORTA LA PRODUCCIÓN COMO REACCIÓN AL AUMENTO DEL MAR DEL NORTE Y ALASKA

DEMANDA DE PETRÓLEO MUNDIAL: HISTÓRICA Y FUTURA

SOURCE: ENERGY INSTITUTE: STATISTICAL REVIEW OF WORLD ENERGY, 2023

LA DEMANDA CAYÓ EN RESPUESTA A LAS ALTERACIONES/ALTOS PRECIOS



PREVISIONES DE DEMANDA DE PETRÓLEO A FUTURO

IEA

DEMANDA PETRÓLEO MUNDIAL (2050)

55-97

MILLONES BARRILES AL DÍA

(ESCENARIOS "COMPROMISOS" "ALTERNATIVOS" Y "OPTIMISMOS ACTUALES" RESPECTIVAMENTE)

OPEP

DEMANDA PETRÓLEO MUNDIAL (2045)

116

MILLONES BARRILES AL DÍA

BAJO ESCENARIO OPEP, POSIBLEMENTE LOS PRECIOS DEL PETRÓLEO SE MANTENDRÁN MÁS ALTOS Y EL INCENTIVO A LA INVERSIÓN TAMBIÉN.

SÓLO SABREMOS LO QUE OCURRIRÁ CON EL TIEMPO, PERO LOS PAÍSES DE LA OPEP SEGUIRÁN TENIENDO UNA POSICIÓN CRUCIAL DURANTE MUCHO AÑOS.



1990

IRAK INVADÓ KUWAIT. PRIMERA GUERRA DEL GOLFO EN 1991



2014

ARABIA SAUDITA LLEVA A LA OPEP A UNA SEGUNDA GUERRA DE CUOTA DE MERCADO CON ESTADOS UNIDOS Y OTROS PAÍSES

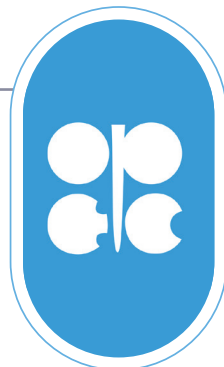
OPEC and non-OPEC oil-producing countries re-affirm commitment to unity, full cohesion and market stability through Declaration of Cooperation (DC)

At the request of OPEC, the OPEC Secretariat in consultation with OPEC Member Countries and the non-OPEC oil-producing countries participating in the DC, has had consultations with the countries participating in the DC in order to assess as they continued and strengthening efforts to maintain oil market stability through the Declaration of Cooperation, signed on 10 December, further endorsed in subsequent meetings.

Moreover, OPEC Member Countries re-affirm their longstanding commitment to the objectives of unity and cohesion, and within the Organization, and with the aim of maintaining positive contributions to the DC.

The undersigned efforts by OPEC Member Countries and non-OPEC oil-producing countries in the DC, have been modest in supporting the global economy's long-standing resilience throughout the past several years, including the COVID-19 pandemic, and have ensured stability of the oil market especially when supply disruptions.

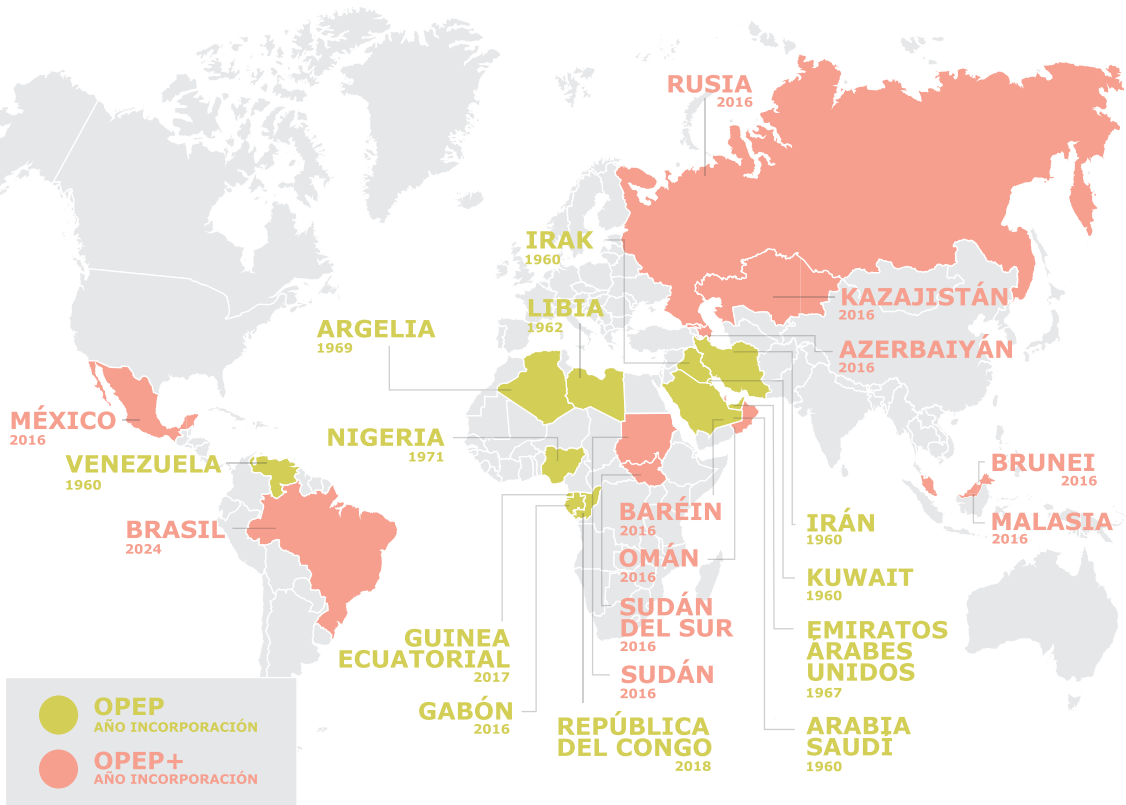
Undersigned efforts of cooperation, dialogue, understanding and support for the DC, have continued collaborative efforts going forward for the OPEC and non-OPEC countries, in order to the global economy.



2024

ANGOLA SALE DE LA OPEP Y BRASIL SE UNE A LA OPEP+. OPEP TODAVÍA TIENE UN IMPORTANTE FUTURO

PAÍSES MIEMBROS DE LA OPEP Y OPEP+



La OPEP, también conocida como la Organización de Países Exportadores de Petróleo, se fundó en 1960 y, desde entonces, su historia ha sido turbulenta. En ocasiones, esta organización ha ejercido un gran poder sobre los mercados internacionales del petróleo y, por lo tanto, sobre la economía mundial. El petróleo es, con diferencia, una de las materias primas más comercializadas. Diariamente se producen ciento dos millones de barriles que, sobre el papel, representan unos tres billones de dólares al año. La OPEP cuenta con una cuota del 35 % de la producción, lo que significa que, cuando actúa de manera coherente y conjunta, es una fuerza dominante a la hora de establecer los precios del petróleo.

El sector energético internacional ha ido emprendiendo poco a poco, de la mano de los Gobiernos, una importante transición en la que se han comprometido a reducir el uso de combustibles fósiles y reemplazarlos por fuentes de energía de baja emisión de carbono. Para alcanzar los objetivos que se firmaron en el acuerdo de la Conferencia de las Partes de Naciones Unidas que se llevó a cabo en París en 2015, en algún momento deberá producirse un pico en el uso del petróleo seguido de su declive. Los caminos más ambiciosos para reducir las emisiones de carbono, como el escenario Cero Emisiones Netas en 2050 de la Agencia Internacional de la Energía¹, prevén que la demanda mundial de petróleo caiga de 102 millones de barriles al día que se produjeron en 2023 a tan solo 24,3 millones de barriles en 2050. Pocos analistas creen que sea viable, pero, si suponemos que en la próxima década aumentará la presión a las políticas en materia de cambio climático, sería razonable sugerir que la demanda de petróleo alcanzará su máximo en la década de 2030. No obstante, aún se desconoce el ritmo al que disminuirá. Para los productores de petróleo, entre los que incluimos a la OPEP y a los socios de la alianza OPEP+, supone un desafío existencial.

En este capítulo procederemos a analizar a la OPEP en tres fases:

- En primer lugar, estudiaremos cómo y por qué se fundó la OPEP.
- A continuación, veremos los desafíos a los que se enfrenta a corto y medio plazo.
- Por último, responderemos a la pregunta sobre si se puede expandir la OPEP y si su función seguirá siendo relevante durante la ya mencionada transición energética.

¹ Ver *World Energy Outlook 2023* de la Agencia Internacional de la Energía.

1. Cómo se fundó la OPEP y por qué era necesaria

La Organización de Países Exportadores de Petróleo se fundó en 1960². En sus primeros años de existencia era poco conocida por el público general. En octubre de 1973, a raíz de la guerra del Yom Kipur, esto cambió radicalmente. Desde ese momento, la OPEP se convirtió en sinónimo del mercado internacional del petróleo. En algunas ocasiones, las decisiones que se han tomado en las reuniones que se llevan a cabo entre los ministros que representan a los países miembros han tenido graves consecuencias.

Desde 1973 su objetivo ha sido garantizar un nivel de ingresos estable a partir del precio más alto posible siempre que fuera coherente con la garantía de una creciente demanda de su petróleo. En ciertas ocasiones, alcanzar este equilibrio ha sido un proceso delicado y la OPEP ha tenido problemas para mantener los precios del petróleo en los niveles deseados. Supuso un menor problema en los primeros años posteriores a 1973, momento en el que la cuota de la OPEP en la producción internacional de petróleo apenas superaba el 50 %. Hoy en día, su cuota de mercado es del 33 % y solo unos pocos países podían llevar a cabo los cambios necesarios en la producción para gestionar el mercado.

La OPEP nació del deseo de hacerse con un mayor control de los recursos naturales que yacían bajo tierra en los países miembros. Durante muchos años, sus fundadores se quejaron por la forma en la que se repartían los beneficios derivados de la explotación de sus recursos. Antes de que se fundara la OPEP, unas pocas empresas, las denominadas «siete hermanas» (*Seven Sisters*), dominaban el sector petrolero internacional³. Eran corporaciones estadounidenses, que se crearon tras la disolución de la Standard Oil Trust en 1911, y de Europa Occidental.

Durante los primeros años del siglo xx el petróleo se utilizaba para iluminar y como lubricante industrial. Posteriormente, gracias al desarrollo del motor de combustión interna, el mundo del transporte cambió por completo y se disparó la fabricación de turismos y camiones en los cincuenta años posteriores. Poco después, el transporte marítimo se transformó también y pasó a utilizar petróleo en lugar de carbón. El ejemplo más

² Irán, Irak, Kuwait, Arabia Saudí y Venezuela son los cinco miembros fundadores de la OPEP.

³ El título en inglés del famoso libro de Anthony Sampson publicado en 1975. Las siete hermanas eran: BP, Royal Dutch Shell, Texaco, Socal, Exxon, Gulf y Mobil.

famoso tuvo lugar en 1911, cuando Winston Churchill, que en aquel momento era primer lord del Almirantazgo, decidió que muchos de los buques de la Marina Real británica que eran de carbón pasaran a utilizar petróleo (Yergin, 1991: 11-12). Más adelante llegó la aviación, un sector que no se generalizó hasta bien entrada la década de 1960, cuando surgieron las vacaciones baratas y las aerolíneas de bajo coste. El uso de plásticos se afianzó a medida que aumentaba el poder adquisitivo de los consumidores. Hoy en día podemos encontrar plásticos en casi todo lo que utilizamos, plásticos que dependen del petróleo y del gas como materias primas para su producción y fabricación.

La economía petrolera moderna no despegó hasta después de la Segunda Guerra Mundial. La financiación del Plan Marshall impulsó al principio la recuperación de posguerra en Europa y en otros lugares, pero la abundancia de combustibles fósiles baratos fue un factor fundamental. El carbón dominaba la producción de energía eléctrica mientras que el petróleo prevalecía en el sector del transporte. Hasta 1975, lo que en Francia denominaron *trente années glorieuses*⁴, el PIB internacional aumentó a un ritmo medio anual del 4,7 %⁵. Los precios del petróleo se mantuvieron bajos hasta que se desató la guerra del Yom Kipur a finales de

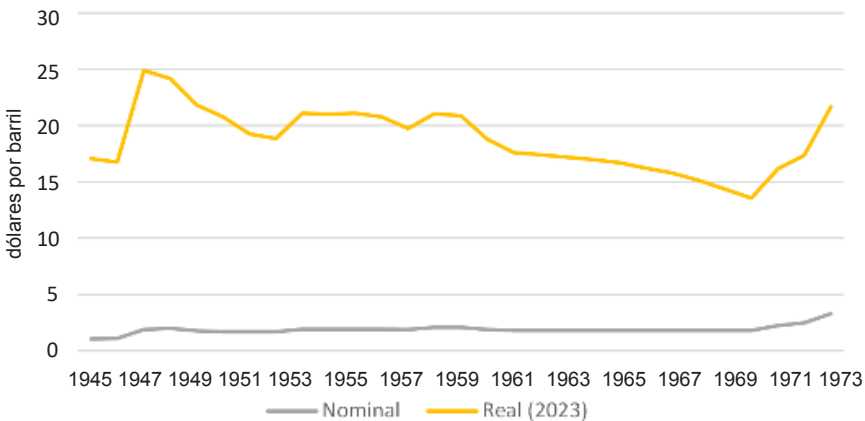


Figura 1. Precios del petróleo 1945-1973. Fuente: Energy Institute, Statistical Review of World Energy, 2023

⁴ Los treinta gloriosos.

⁵ Ver: <https://www.statista.com/statistics/1234645/gdp-growth-us-japan-europe-1950-1987/>

1973. De hecho, como puede observarse en el siguiente gráfico, en términos monetarios de la época, los precios apenas cambiaron y, en cifras reales, incluso bajaron hasta 1973.

En un contexto en el que el petróleo era barato no resulta sorprendente que se disparara su consumo internacional. En 1973, la demanda mundial alcanzó los 56 millones de barriles al día, lo que supuso un crecimiento medio anual del 10 % en la década anterior. En aquella época, la mayor parte de la demanda se concentraba en los denominados países «ricos» que formaban parte de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE), que se fundó al mismo tiempo que la OPEP⁶. En 1973, los países miembros de la OCDE tenían una cuota del 75 % del consumo mundial de energía⁷.

A pesar de que el consumo de petróleo estaba en auge, los países que lo producían no cosechaban sus frutos. Antes de la fundación de la OPEP en 1960, muchos países productores tenían poblaciones pequeñas (la población total de los cinco miembros fundadores de la OPEP era solo de 41 millones de personas). En algunos casos, estos países estaban gobernados por líderes tribales que no tenían experiencia previa en el riguroso mundo comercial más allá de sus fronteras y, en ocasiones, tenían poca influencia en las industrias que operaban en sus territorios. Irán fue uno de los primeros países en desarrollar un sector petrolero moderno. La Anglo Iranian Oil Company (AIOC) recibió su primera concesión en 1901. Como reflejo de las actitudes imperiales de la época, se consideraba que la AIOC actuaba con prepotencia y arrogancia respecto a la población local y era, a todos los efectos, un Estado dentro de otro Estado. La concesión original solo otorgaba el 16 % de sus beneficios al Gobierno, que apenas tenía influencia en la organización. La AIOC no pagaba ningún otro impuesto. A medida que esta organización se expandía por Kuwait e Irak y cosechaba enormes beneficios, el Gobierno iraní decidió que tenía las de perder y los políticos exigieron a la AIOC renegociar la concesión original. Así se hizo, pero resultó poco beneficiosa para Irán. De hecho, el plazo de la concesión original se amplió de 1961 hasta 1993 (De Bellaique, 2013). No obstante, en 1951 ya se había sembrado la semilla de la posible nacionalización del sector petrolero iraní, aunque un golpe de Estado urdido entre

⁶ La OPEP se creó en Bagdad en septiembre de 1960 y la OCDE (sucesora de la Organización para la Cooperación Económica Europea) se fundó oficialmente en diciembre de ese mismo año.

⁷ Según la *Statistical Review of World Energy* (2023) del Energy Institute.

Estados Unidos y Reino Unido derrocó en 1953 al Gobierno que llevó a cabo esta política.

Si estos Gobiernos y las «siete hermanas» pensaban que habían acabado con el nacionalismo petrolero se iban a llevar una decepción. A finales de la década de 1950, el ascenso a la jefatura de Egipto de Gamel Abdel Nasser disparó el sentimiento nacionalista en el resto de los países de Oriente Medio. En 1958, el golpe de Estado en Irak provocó un mayor enfrentamiento entre el nuevo Gobierno y las corporaciones petroleras internacionales. Ese mismo año, en Venezuela, un golpe de Estado hizo que el nuevo Gobierno aumentara su participación en los beneficios del petróleo, pasando del 50 al 70 %, y, lo que es aún más importante y que fue crucial para que se formara la OPEP: Venezuela tomó la iniciativa de convocar a otros productores de petróleo para debatir sobre la posibilidad de formar un grupo que actuara contra lo que se consideraba una administración arbitraria de los precios e ingresos por parte de las siete hermanas (McNally , 2017: 115-122). De esta forma, después de una primera reunión en El Cairo en 1959, en 1960 se fundó en Bagdad de manera oficial la Organización de Países Exportadores de Petróleo. Los impulsores de esta nueva organización, Arabia Saudí y Venezuela, se veían a sí mismos como una versión actualizada de la Comisión de Ferrocarriles de Texas que, desde finales de la década de 1920, regulaba de manera estricta gran parte de la producción de petróleo en Estados Unidos. Hoy en día conserva esta potestad reglamentaria sobre más de 5,5 millones de barriles diarios.

2. El mundo se transformó para la OPEP en 1973

Desde sus inicios hasta finales de 1973, la OPEP apenas fue capaz de actuar de forma coherente y colectiva. Los miembros de esta organización se negaron a aceptar las cuotas de producción e incluso algunos países dejaron de asistir a las reuniones durante bastante tiempo⁸. A efectos prácticos, cada miembro se las arreglaba como podía con las empresas que operaban en su territorio. El público general desconocía la existencia de la OPEP, pero esto cambió radicalmente en 1973.

⁸ Por ejemplo, al principio Irak no reconocía la soberanía de Kuwait, sino que lo consideraba parte de su territorio. Esta cuestión resurgió en 1990, año en que Irak invadió Kuwait (McNally, 2017: 121).

En octubre de 1973, un ataque sorpresa a tierras controladas por Israel por parte de Egipto, Siria y otros países árabes fue repelido por las fuerzas superiores de Israel. Además de ser un acontecimiento geopolítico importante, las consecuencias de la guerra cambiaron por completo los mercados del petróleo al impulsar a la hasta entonces inerte OPEP. Hay muchos malentendidos sobre lo que ocurrió en realidad en 1973. Existe la creencia generalizada de que la OPEP decidió cortar el suministro de petróleo a los países aliados de Israel. De hecho, la Organización de Países Árabes Exportadores de Petróleo decidió, diez días después de que comenzara la guerra del Yom Kippur, reducir la producción de petróleo en un 5 % mensual «hasta que se complete la retirada israelí de los territorios árabes ocupados en junio de 1967 [...]»⁹. Señalaron que Estados Unidos y los Países Bajos prestaban un apoyo considerable a Israel y les embargaron los suministros. En la práctica, estos embargos resultaron ser casi insignificantes puesto que, a principios de 1973, las reservas de petróleo habían aumentado hasta el punto de que los quinientos millones de barriles que se habían acumulado durante el año eran más que suficientes para compensar el embargo o el temor de que se llevara a cabo. Asimismo, los productores de petróleo que no pertenecían a Oriente Medio estaban más que dispuestos a suministrar barriles adicionales.

Otro de los mitos es que los países miembros de la OPEP incrementaron los precios como arma política. No cabe duda de que los precios aumentaron bruscamente entre 1973 y 1974, pero ya habían empezado a subir a principios de la década porque los Gobiernos productores aumentaron los precios públicos y los impuestos. Argelia y Libia fueron los pioneros, aunque Venezuela les pisaba los talones. A principios de 1971, los países miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) suscribieron en Teherán un acuerdo de negociación de precios. Según este acuerdo, los incrementos de precio derivados de la escasez de oferta a corto plazo serían consensuados entre todos los países productores.

Sin duda, fue este aumento de precios el que puso en el mapa a la OPEP. Al principio, algunos países acapararon los titulares de manera individual. A finales de octubre de 1973, el petróleo crudo libio se comercializaba a 9 dólares por barril, lo que

⁹ Publicado en *The New York Times* el 18 de octubre de 1973 y citado por Adelman (1995: 112).

marcaba un aumento significativo respecto a los 2,8 dólares del año anterior. Venezuela e Indonesia experimentaron cambios similares. A mediados de diciembre de 1973, la Compañía Nacional de Petróleo de Irán vendió petróleo en subasta a precios de hasta 17,04 dólares por barril. Las subidas de precios que siguieron a la guerra del Yom Kipur perjudicaron a la economía internacional. La alteración del mercado petrolero provocó compras masivas y los precios de los barriles de petróleo se cuadruplicaron, pasando de 3,29 dólares el barril en 1973 a 11,58 dólares en 1974, lo que precipitó un gran cambio en las fuerzas que controlaban el petróleo. La OPEP vio cómo sus ingresos se dispararon de 23 000 millones de dólares en 1972 a 140 000 millones en 1977 (Yergin, 1991: 634-635), un precio demasiado alto para los consumidores. A corto plazo, el PIB estadounidense cayó un 6 % entre 1973 y 1975, pero a largo plazo el PIB de los países miembros de la OCDE disminuyó, desde un 5 % de media en la década anterior a 1973 a un 3 % en la siguiente (OCDE, 2011). Durante los diez años que precedieron a la guerra del Yom Kipur la inflación mundial alcanzó una media del 3,6 % anual y en los diez años siguientes, que incluyeron otra subida brusca de los precios tras la revolución iraní y el estallido de la guerra entre Irán e Irak, se situó en el 11,6 % de media. Esto supuso un gran impacto en la economía internacional, incluidos los países desarrollados y los países en vías de desarrollo que tenían menor capacidad para hacer frente a la crisis del petróleo, puesto que hubo un gran flujo de riqueza entre los productores de petróleo, lo que cambió para siempre sus economías y las expectativas a largo plazo sobre el precio «justo» del petróleo.

Como respuesta, las principales economías, lideradas por Estados Unidos, decidieron que necesitaban protegerse frente a futuras interrupciones de suministro mediante una reserva estratégica que pudieran utilizar en caso de emergencia. Con este fin se fundó a finales de 1974 la Agencia Internacional de la Energía (AIE). La creación de las inmensas reservas exigidas por la AIE, que hoy en día ascienden a 1200 millones de barriles (AIE, 2023), es un claro ejemplo de iniciativa que cambia las reglas del juego. Su uso ocasional ha supuesto una gran diferencia cuando se han producido alteraciones en el mercado.

Liderados por Irán y Arabia Saudí, los productores hicieron valer su poder tanto para fijar los precios como para obtener un mayor control de sus industrias petroleras. Durante décadas, las «siete

hermanas»¹⁰ dirigieron las industrias, pero en este momento, los Gobiernos receptores iniciaron una transformación que, con el paso del tiempo, convertiría a las empresas petroleras internacionales en socios minoritarios y proveedores de servicios. Esta afirmación de control soberano es un claro ejemplo con el que cambió todo definitivamente a partir de 1973.

El poder ya no residía en los consumidores como había ocurrido durante la posguerra, sino que había pasado a los productores de manera definitiva. Durante la mayor parte de la década de 1970, la nueva y poderosa OPEP se salió con la suya.

3. La década de 1980 fue desastrosa para la OPEP

Sin embargo, al pasar de la década de 1970 a la de 1980 empezamos a presenciar una inversión parcial en la distribución del poder en el mercado del petróleo. La solución para los altos precios del petróleo provocados por la guerra del Yom Kipur fue esta misma subida de precios, ya que permitió que aumentara la inversión en nuevos suministros a la vez que consiguió que la demanda de petróleo cayera en 1974 y 1975, y de nuevo en los cuatro años siguientes a 1980. En el momento en que se alcanzó

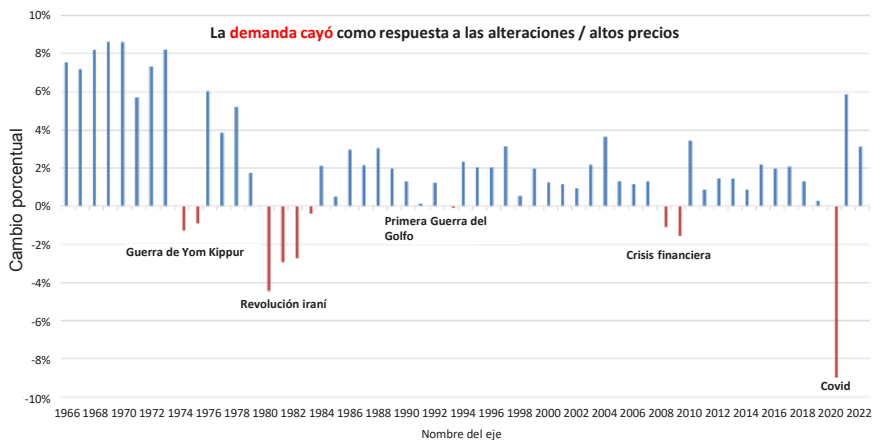


Figura 2. Cambio anual en la demanda mundial de petróleo Fuente. Energy Institute: Statistical Review of World Energy, 2023

¹⁰ El título en inglés del famoso libro de Anthony Sampson publicado en 1975. Las siete hermanas eran: BP, Royal Dutch Shell, Texaco, Socal, Exxon, Gulf y Mobil.

el máximo de 37 dólares por barril (lo que equivaldría a 131 dólares el barril en 2023), los precios sufrieron una enorme presión debido a la baja demanda y al aumento de la producción en el mar del Norte, que pasó de 41 000 barriles diarios en 1973 a 3 millones solo diez años después. Durante este mismo periodo, la producción en Alaska pasó de menos de 200 000 barriles diarios a 1,8 millones de barriles al día.

Desde su nivel máximo en 1980, los precios bajaron a 14,43 dólares por barril en 1985. Para conseguir que se mantuvieran a un nivel tolerable debido a la baja demanda y al aumento de la producción de sus competidores, la OPEP estableció como solución recortar la producción. En solo cinco años pasaron de producir un máximo de 30 millones de barriles al día en 1979 a casi la mitad, 15,5 millones de barriles diarios, en 1985. Con ello, la OPEP cedió cuota de mercado y pasó del 50 % de la producción mundial de petróleo en 1973 a únicamente un 27 % en 1985. Las decisiones políticas tomadas en varias reuniones ministeriales para reducir la producción respaldaron el crecimiento en regiones como el mar del Norte. A mediados de la década de 1980, los costes iniciales de exploración y explotación ya se habían amortizado y el factor principal para mantener esta nueva producción eran los costes operativos. Estos resultaron ser mucho más bajos de lo que la OPEP creía. Un entorno general de precios del petróleo más bajos apenas mermó el rápido ritmo de crecimiento que se había observado tanto en Reino Unido como en los sectores noruegos del mar del Norte.

Esta mala racha se detuvo parcialmente cuando la bajada de precios contribuyó a estimular el crecimiento de la demanda de petróleo internacional. En los diez años que transcurrieron hasta 1992, la demanda creció una media anual de casi un 2 %; en el caso de China aumentó más del 5 %. Mientras tanto, el ritmo de crecimiento de la producción fuera de la OPEP disminuyó. Hasta 2004 la cuota del mercado de la OPEP no alcanzó el 40 % y, desde entonces, se mantuvo bastante estable.

El fuerte aumento de la demanda en los países en desarrollo coincidió con un crecimiento más lento en los países miembros de la OCDE, donde se alcanzó el pico en la demanda en 2005 con 50,2 millones de barriles al día. En 2013, los países en vías de desarrollo superaron por fin a los miembros de la OCDE y no han dejado de crecer desde entonces, salvo la interrupción provocada por la pandemia del covid-19.

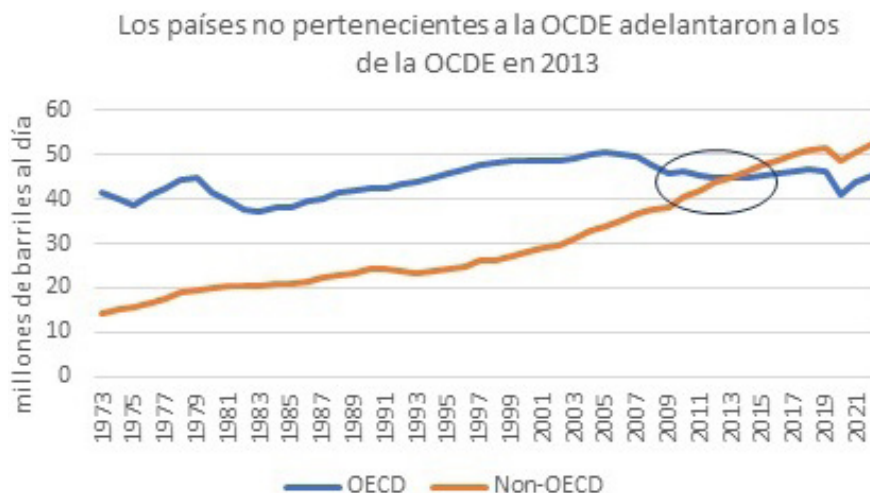


Figura 3. Demanda de petróleo internacional

4. A mediados de la década de 2010 el pasado volvió a perseguir a la OPEP

Cuando estalló la crisis económica internacional de 2008, la OPEP ya había recuperado una fuerte posición en el mercado petrolero gracias al aumento de la demanda. Después de dos años difíciles durante la crisis —2008 y 2009—, en los que la demanda mundial cayó, entre 2010 y 2014 se produjo una recuperación y los precios del petróleo alcanzaron una media de 100 dólares por barril. Una vez más, esta subida de precios resultó ser la solución. En esta ocasión, en un extraño eco de la subida anterior que se produjo en el mar del Norte y Alaska, el aumento de la producción de crudo en Estados Unidos pasó de 5 millones de barriles al día en 2008 a 9,4 millones en 2015, con Brasil y Canadá juntos creciendo en 1,8 millones de barriles en el mismo periodo, lo que volvió a poner a la OPEP en un aprieto.

Esta vez, ante la amenaza que suponía para su cuota de mercado el aumento de la producción en otros países, los ministros de la OPEP decidieron luchar para conservarla y no ceder terreno al recortar su producción, lo que podría ser un esfuerzo inútil para mantener los precios. Su teoría era que las fuerzas del mercado perjudicarían a Estados Unidos y a otros productores con costes más elevados y les obligarían a cerrar los pozos.

Sin embargo, aunque la producción estadounidense descendió de un máximo de 9,7 millones de barriles al día en abril de

2015 a 8,6 millones en septiembre de 2016, empezó a remontar a medida que los productores mejoraron la eficiencia operativa y reducían los costes. Los proyectos de elevado coste y a largo plazo de Brasil y Canadá empezaron a funcionar según lo previsto.

En noviembre de 2014, cuando la OPEP decidió que no iba a recortar la producción ante la caída de los precios, el petróleo Brent cotizaba a 77,75 dólares el barril y, a finales de año, bajó hasta los 57,33 dólares el barril. Debido a la decisión de la OPEP de no actuar y como la producción estadounidense no descendió bruscamente, a mediados de enero de 2016 el precio del petróleo Brent cayó a 28,55 dólares el barril. Para entonces, la Agencia Internacional de la Energía planteó la siguiente pregunta en una editorial: «¿Puede caer más?» y concluyó que «[...] la respuesta a nuestra pregunta es un rotundo sí, podría bajar aún más» (AIE, 2016).

Los consumidores se beneficiaron de lo que se había convertido en un mercado libre del petróleo y, como era de esperar, la demanda aumentó más del 2 % anual desde 2015 y 2017. No obstante, si nos fijamos en la otra cara de la moneda, para los productores este mercado libre resultó ser un desastre. El valor de las exportaciones de petróleo procedentes de los países miembros de la OPEP descendió de algo más de 901 000 millones de dólares en 2014 a solo 418 000 millones de dólares en 2016 (OPEP, 2023). Para Arabia Saudí el desastre fue particularmente agudo porque en abril de 2016 el príncipe heredero Mohammed bin Salman lanzó Visión 2030, un enorme plan de desarrollo para diversificar la economía. Para ello, era fundamental que los precios del petróleo se mantuvieran estables y preferiblemente altos. La opinión general en 2024 es que los costes para llevar a cabo este plan requieren que el precio del barril de petróleo sea de 100 dólares.

5. La OPEP tiende la mano a los países que no forman parte de la organización

A medida que avanzaba 2016 y los precios del petróleo permanecían obstinadamente bajos, siendo el precio más alto para el Brent ese año de 57,05 dólares por barril, algo tenía que suceder. Los recortes en producción estuvieron acompañados de uno de los acontecimientos más importantes de la historia del mercado petrolero: la creación de la alianza OPEP+, que incluía a los miembros

de la OPEP y a otros diez países productores¹¹. En la década de 1980, durante la caída de los precios del petróleo y ante los esfuerzos ineficaces de la OPEP por detenerla, se intentó algo similar. La OPEP estableció una alianza flexible con un grupo de importantes países productores¹² para reducir la producción y estabilizar los precios. Estos esfuerzos no fueron más allá de lo simbólico, pero a finales de 2016 se firmó una declaración de cooperación formal. La inclusión de Rusia fue esencial, puesto que su producción representa hoy en día el 64 % de la parte «+» de la alianza. Es uno de los tres grandes productores mundiales de petróleo¹³ y su participación en la gestión de la oferta ha dado a la OPEP+ un importante control del mercado. Esto se ha demostrado porque la OPEP+ ha llevado a cabo mes a mes una microgestión del mercado del petróleo, en especial ante la incertidumbre derivada del covid-19.

6. La OPEP+ reacciona ante el covid-19

La pandemia del covid-19 en 2020 llevó a la paralización de importantes sectores de la economía mundial. El impacto sobre la demanda de petróleo fue insólito: en el primer trimestre de 2020 la demanda fue de 94,7 millones de barriles por día y en el segundo trimestre se redujo a 84,7 millones de barriles por día. Sucedió lo mismo con los precios del Brent, con un promedio de 51 dólares por barril en el primer trimestre y solo 33 dólares en el segundo. Para intentar reequilibrar el mercado, los países de la OPEP+ decidieron limitar la producción de manera significativa en 9,7 millones de barriles por día. A medida que el confinamiento se fue flexibilizando y que la actividad económica habitual se recuperaba, se pudo incrementar gradualmente la producción, y los precios mejoraron. Se evidenció la importancia de conseguir una alianza de diez países con la OPEP tras su respuesta ante la crisis del covid-19. Se podría argumentar que la respuesta a una crisis tan profunda podría haberse logrado sin recurrir a la Declaración de Cooperación (DDC). Sin embargo, su existencia y el control del 42 % del mercado internacional del petróleo facilitaron en gran medida los acuerdos.

¹¹ Azerbaiyán, Baréin, Brunéi, Kazajistán, Malasia, México, Omán, Rusia, Sudán del Sur, Sudán.

¹² Había cinco participantes principales (Egipto, México, Malasia, Angola, y Omán). Además, Noruega se comprometió a restringir el crecimiento de la producción.

¹³ En 2016, Arabia Saudí produjo 10,4 millones de barriles por día, Estados Unidos 8,8 millones de barriles por día y Rusia 11,3 millones de barriles por día, lo que representa un 31 % del total mundial.

7. ¿Cuáles son los desafíos a los que se enfrenta a corto y a medio plazo?

Una crisis reciente, y que posiblemente seguirá siendo relevante en los próximos años, fue la invasión rusa de Ucrania en febrero de 2022. En ese momento, Rusia producía 11,4 millones de barriles por día y se creía que la aversión ante sus acciones causaría un colapso mayor en la producción y la exportación, y que las sanciones internacionales se convertirían en una realidad a largo plazo. De hecho, en los primeros días tras la invasión, la Agencia Internacional de la Energía (2022) declaró que «estimamos que desde abril, 3 mb/d de producción de petróleo ruso podrían sellarse a medida que las sanciones se consoliden y los compradores rechacen las exportaciones». Llegado el momento se demostró que se trataba de una estimación descabellada y que, a medida que la Unión Europea, el G7 y otros países imponían sanciones, Rusia podía, sin dificultad ninguna, buscar otros compradores para el petróleo crudo. Un ejemplo fue la India, que incrementó significativamente las compras de petróleo crudo de los Urales de Rusia de menos de 0,1 millones de barriles por día antes de la invasión de Ucrania hasta 2,3 millones de barriles por día a mediados de 2023. Por supuesto, el hecho de que el diferencial entre los Urales y el *Dated Brent* se disparase desde un nivel cercano a la paridad antes de la invasión a un descuento extraordinario de más de 36 dólares por barril fue un factor importante.

Anteriormente, cuando un miembro de la OPEP se encontraba en una situación especial, como cuando los miembros estaban en guerra entre sí (por ejemplo Irán e Irak en la década de los 80 y la invasión iraquí de Kuwait en 1990), se otorgaban exenciones especiales a los miembros y se los eximía de las obligaciones de sus cuotas. Además, la caída del régimen del coronel Gadafi en Libia en 2011 y la imposición de sanciones contra Irán (en 2012 por el gobierno de Obama y en 2019 por el gobierno de Trump) provocaron que los países se mantuvieran al margen de los acuerdos de producción formales. Este fue el caso también de Venezuela, que fue sancionado por Estados Unidos a principios de 2019.

En el caso de Rusia, la invasión de Ucrania no ha afectado a su producción de petróleo tanto como se esperaba y sigue comprometida con los acuerdos de la OPEP+. Sin embargo, la transparencia no es una virtud asociada a Rusia y desde su adhesión a la alianza de la OPEP+ el cumplimiento de los límites de su producción no ha sido siempre fácil de comprobar, por lo que a

menudo ha producido por encima de su objetivo. Arabia Saudí, Emiratos Árabes Unidos y otros miembros de la OPEP+ han hablado muchas veces del éxito de la alianza, pero cuando los mercados de petróleo caen, como suele ocurrir, los demás países tienen poca tolerancia a la falta de disciplina de Rusia.

Además, la OPEP+ se ha tenido que enfrentar al problema del crecimiento exponencial de las exportaciones de Rusia a China y, especialmente, a la India tras la imposición de sanciones por parte de la Unión Europea y de otros países en 2022. Aunque hoy en día la producción del petróleo crudo ruso es de casi 2 millones de barriles al día por debajo del nivel registrado en febrero de 2022, a pesar de las sanciones las exportaciones de petróleo total son casi exactamente las mismas que antes de la invasión de Ucrania. En lugar de vender grandes cantidades al mercado europeo, lo cual supondría un declive a largo plazo, Rusia ha utilizado como arma descuentos significativos para sus exportaciones frente al marco de referencia internacional y ha aumentado considerablemente sus ventas a China y a la India. Ninguno de los dos países se ha unido para imponer sanciones contra Rusia y ambos son mercados que están en crecimiento a largo plazo.

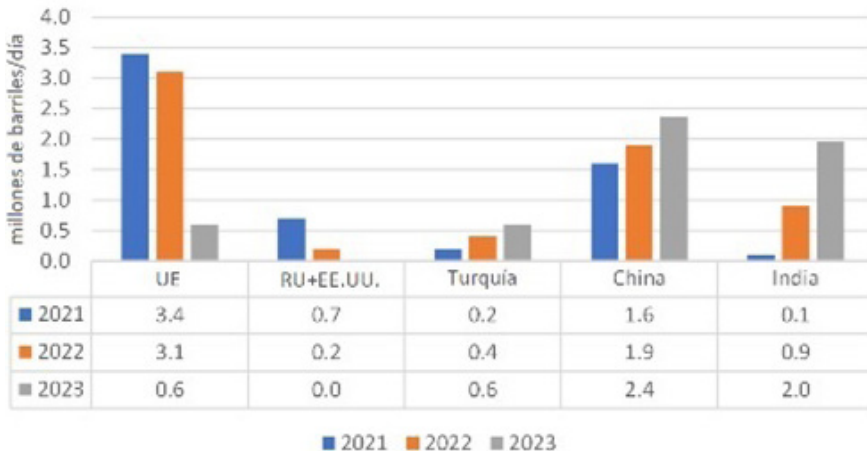


Figura 4. Exportaciones de petróleo ruso

En algún momento habrá alguna solución al conflicto entre Rusia y Ucrania y las tendencias del comercio de petróleo empezarán a normalizarse. Sin embargo, esto podría ocurrir dentro de mucho tiempo: en noviembre de 2023, un alto representante de Estados

Unidos dijo que las sanciones contra Rusia tendrán que mantenerse «durante muchos años»¹⁴ y habló sobre reducir a la mitad los ingresos de la exportación de petróleo de Rusia para el 2030. Hasta ahora, el mecanismo de limitación de precio del G7 diseñado, en primer lugar, para mantener los flujos de exportación de Rusia y, en segundo lugar, para restringir sus ingresos, ha logrado solo un éxito escaso en el segundo aspecto. Si realmente estamos comprometidos a largo plazo con respecto a las sanciones contra Rusia, entonces los principales exportadores de la OPEP se enfrentan a un desafío mayor en sus zonas tradicionales de influencia comercial. Esto implica que podríamos asistir a una guerra de precios entre los miembros de la alianza de la OPEP+ y todo apunta a que podría concluir en términos de cuotas de producción puesto que los miembros de la OPEP+ luchan por su participación en los mercados emergentes. De este modo, se plantea la cuestión del futuro a largo plazo de la declaración de cooperación.

8. Ahora es más fácil lograr la reintegración de Irán en los acuerdos de producción

Irán ha sido objeto de sanciones, tanto a causa de las medidas unilaterales de Estados Unidos como a las sanciones internacionales, durante varios periodos de tiempo desde la revolución de 1979. Tras el acuerdo en 2015 del Plan de Acción Integral Conjunto entre Irán y los llamados países P5+1¹⁵, que limitaría la capacidad de Irán de desarrollar su industria nuclear, hubo un periodo de recuperación. En 2018, el gobierno de Trump decidió retirarse del acuerdo de manera unilateral alegando incumplimiento de sus términos y otros aspectos del comportamiento iraní que no estaban contemplados en el acuerdo. Las sanciones de petróleo que se impusieron a principios de 2019 mantuvieron, en su punto álgido, alrededor de 1,5 mb/d de petróleo iraní fuera de los mercados internacionales. A principios de 2024, se estima que las exportaciones son de alrededor de 0,5 millones de barriles por día por debajo de sus posibilidades debido a las pérdidas y a una posible postura de «hacer la vista gorda» del gobierno de Biden, preocupado por las posibles consecuencias electorales de la subida de precios del petróleo en un año electoral.

¹⁴ Ver: <https://www.ft.com/content/277c1f9c-3f0f-4562-b0f0-80b390012087>

¹⁵ P15+1 se refiere a los miembros permanentes del Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas (Estados Unidos, China, Rusia, Reino Unido, y Francia) más Alemania.

Irán no es miembro de los acuerdos de producción vigentes de la OPEP+, lo cual no ha supuesto un problema siempre y cuando sus exportaciones estuvieran restringidas por las sanciones. Sin embargo, el hecho de que se hayan recuperado de manera significativa plantea la cuestión sobre cuánto tiempo los demás productores pueden dejar sin abordar el nivel de producción de Irán. Otro factor geopolítico que es importante y relevante para la OPEP es la tensa relación política que existe entre Irán y Arabia Saudí. Los dos países no tuvieron relaciones diplomáticas formales entre 1987 y 1990 y tampoco durante siete años desde el 2016. Las razones de estos cismas fueron muchas y muy complicadas. El problema más reciente surgió de una rivalidad general con respecto a la supremacía regional, del apoyo de Irán a los rebeldes hutíes en Yemen, desde donde se lanzaron ataques en 2019 contra la infraestructura petrolera de Arabia Saudí, y del apoyo a diferentes bandos en la guerra civil siria. En 2023, las relaciones entre las dos superpotencias regionales fueron restablecidas gracias a una iniciativa diplomática por parte de China. El conflicto entre Hamás e Israel que estalló en octubre de 2023 podría llegar a tensar aún más las nuevas relaciones, pero, según la opinión general, Irán y Arabia Saudí son conscientes de que les conviene coexistir de manera pacífica a largo plazo. Sus poblaciones notan una liberalización de los sistemas sociales —paulatinamente por ley en el caso de Arabia Saudí y mediante un largo proceso de «erosión» por parte de los ciudadanos en Irán (Ghattas, 2020)— y, por tanto, no estarán inclinados hacia la guerra. Esto ayudará a la reintegración de Irán en los mecanismos de producción oficiales de la OPEP y de la OPEP+ suponiendo que la producción de Irán continúe creciendo independientemente de las sanciones de Estados Unidos. Es innegable que la cohesión de la OPEP ha mejorado notablemente gracias al acercamiento entre Arabia Saudí e Irán.

9. Venezuela podría llegar a convertirse en un desafío de reintegración para la OPEP

El caso de Venezuela es completamente diferente al de Irán. Desde 1999, los gobiernos de los presidentes Chávez y Maduro han hecho mucho más por paralizar la industria petrolera que cualquier régimen internacional de sanciones. Cuando Chávez llegó a la presidencia, la producción petrolera de Venezuela era de 3,4 mb/d. En la década de los 90, la empresa petrolera estatal Petróleos de Venezuela S. A. publicó un plan corporativo destinado a incre-

mentar la capacidad de producción a 6,4 millones de barriles por día para el año 2007¹⁶ y a integrar más adelante la empresa en los mercados mundiales a través de asociaciones estratégicas de refino y comercialización. Por el contrario, bajo el liderazgo de una sucesión de dirigentes de escasa credibilidad industrial, la producción del petróleo se desplomó y las ambiciones de establecer una industria de gas natural licuado nunca llegaron a cumplirse. La caótica situación económica de Venezuela, que estuvo cerca de colapsar los servicios habituales, causó una fuga de cerebros de PDVSA. Cuando, a principios de 2019, el gobierno de Trump impuso sanciones para castigar las políticas represivas del gobierno de Maduro la producción se había desplomado a menos de 1,5 mb/d. Este colapso drástico se debió a la corrupción, a la mala gestión y a la falta de inversión. Las sanciones de Estados Unidos excluyeron a Venezuela de un mercado de exportación clave, pero solo son responsables en parte del nuevo colapso de la producción, de alrededor de 700 mil barriles por día a comienzos del 2024.

Hay indicios de acercamiento entre el gobierno de Biden y el presidente Maduro. Es difícil determinar si esto está motivado por un deseo de impulsar a Venezuela hacia una dirección más democrática o de permitir más exportaciones de petróleo para garantizar que los consumidores estadounidenses de gasolina estén mejor protegidos contra la subida de precios. Lo que sí podemos asegurar es que, si se recuperan las relaciones normales, la industria petrolera de Venezuela será una gran oportunidad para grandes inversiones, tanto en *upstream* como *downstream*. Dentro de una década, Venezuela podría volver a ser una potencia petrolera gracias a la mayor reserva probada de petróleo del mundo, con 304 000 millones de barriles (solo se acerca Arabia Saudí, con 297 000 millones de barriles), y a la posibilidad de revivir una infraestructura decadente, así como de vender petróleo a las refinerías de la costa del golfo estadounidense, ávidas de obtener barriles más baratos, pesados y sulfurosos.

Para la OPEP, el resurgimiento de Venezuela podría representar un desafío si se busca introducir más barriles en un mercado que ya está abastecido. Por otra parte, una Venezuela renovada podría significar una buena contribución al poder y a la influencia de la OPEP siempre y cuando la participación de la organización en el mercado mundial aumente en la década de 2030.

¹⁶ Al Muhanna, Ibrahim. *Oil Leaders - An Insider's Account of Four Decades of Saudi Arabia and OPEC's Global Energy Policy*, p. 81.

10. Libia sigue siendo un participante impredecible en los mercados internacionales de petróleo

Ha habido más de una década de inestabilidad en Libia desde la destitución de Muammar Gaddafi en 2011. Unos años antes de la revolución, Libia producía cerca de 2 millones de barriles por día de la mayor base de reservas en África¹⁷. Tras la caída del régimen, la producción descendió hasta apenas 0,6 millones de barriles por día antes de recuperarse con más de 1 millón de barriles por día, en diversos periodos. Sin embargo, en varias ocasiones la reanudación del conflicto ha provocado una disminución de la producción, siendo el ejemplo más reciente cuando los manifestantes cerraron el campo de producción más grande de Libia a principios de 2024. Antes de esta interrupción, la producción se había establecido en 1,2 millones de barriles por día. El panorama global de Libia, en teoría, es bastante prometedor: una Libia estable representa una gran oportunidad para que la industria petrolera internacional desarrolle una base de reservas grande y venda petróleo al mercado europeo. Este es un hecho especialmente oportuno si tenemos en cuenta que las sanciones contra Rusia continuarán en vigor durante muchos años. El Gobierno de Trípoli tiene por objetivo un aumento de la producción de petróleo crudo a 2 millones de barriles por día en el plazo de cinco años. Sin embargo, para ello se requiere un clima de inversión y político estable que no está en absoluto garantizado.

Para la OPEP, como en el caso de Venezuela, una Libia resurgente podría ser tanto positivo como negativo, dependiendo de la demanda de la producción de la OPEP a medida que avance la década del 2020 y nos adentremos en la década del 2030.

11. ¿Puede la OPEP expandirse y seguir siendo relevante durante la transición energética?

A lo largo de su trayectoria, la afiliación de la OPEP ha aumentado de los cinco miembros fundadores originales a los trece actuales¹⁸. Sin embargo, Gabón, Ecuador, Catar e Indonesia se

¹⁷ Según el Energy Institute en el *Statistical Review of World Energy 2023*, las reservas probadas de Libia son de 48 400 millones de barriles, cómodamente por delante de las siguientes reservas africanas más grandes, las de Nigeria, con 36 900 millones de barriles.

¹⁸ A Arabia Saudí, Irán, Irak, Kuwait y Venezuela se unen Argelia, Angola, El Congo, Guinea Ecuatorial, Gabón, Libia, Nigeria y Emiratos Árabes Unidos.

han incorporado, abandonado y reincorporado a la organización varias veces, los últimos tres de forma permanente. Para la OPEP, cuantos más miembros pueda atraer mayor será la influencia en los mercados internacionales del petróleo. Sin embargo, aunque en teoría los miembros son iguales, en la práctica algunos lo son más que otros. Arabia Saudí es el líder indiscutible de la OPEP ya que su producción representa alrededor del 30 % del total de la producción del grupo y que mantiene una capacidad productiva que, con aproximadamente 12 millones de barriles al día, duplica a la siguiente más grande, Irak. El reino, con 34,7 millones de habitantes¹⁹, está muy igualado o es superado por otros seis países miembros²⁰, y todos ellos registrarán un importante crecimiento demográfico para 2050. Es muy poco probable que estos países experimenten un gran desarrollo en otros sectores económicos, por lo que su necesidad de maximizar las exportaciones petroleras en el futuro es primordial.

Para que la OPEP pueda mantener su influencia necesita conservar a los actuales miembros y, preferiblemente, atraer nuevos que le aporten valor. Sin embargo, la decisión de Angola a finales de 2023 de abandonar el grupo de manera inmediata perjudicó a la organización y el futuro a largo plazo de Emiratos Árabes Unidos como miembro no está muy claro.

12. Angola se retira de la OPEP

Cuando Angola se unió a la OPEP en 2007 se la consideraba uno de los productores más importantes en ciernes y las compañías petroleras internacionales, incluyendo Exxon Mobil y Chevron, hablaban sobre que su producción podría superar los 2 millones de barriles por día²¹. Desde entonces, el año récord para la producción de petróleo en Angola fue el 2010, cuando la producción media estaba en 1,8 millones de barriles al día. La combinación entre las restricciones de producción de la OPEP, un rendimiento decepcionante en el terreno y la falta de inversión han hecho que la producción retrocediera a 1,1 millones de barriles por día. Angola no ha podido aumentar la producción a los 1,46 millones de barriles por día permitidos conforme el acuerdo de producción de la OPEP+ que entró en vigor en noviembre de 2023. A finales

¹⁹ Datos de la OPEP, *Annual Statistical Bulletin*, 2023.

²⁰ Irak (42,2 millones), Irán (85,7 millones), Venezuela (33,1 millones), Argelia (45,4 millones), Angola (33,1 millones), y Nigeria (221,6 millones).

²¹ Ver: <https://www.reuters.com/article/us-angola-opec-idUSL306355420061130/>

de noviembre, Angola se resistió a los esfuerzos por cambiar su cuota de producción oficial para reflejar la realidad de su producción y manifestó que no tendría en cuenta las limitaciones de producción. Si se hubiera celebrado la reunión presencial de los ministros de la OPEP programada para finales de noviembre de 2023, el ministro de Angola no habría estado presente²². Anteriormente, en la reunión de la organización de junio de 2023, se comunicó que el ministro había «estallado»²³. De esta manera, no resultó sorprendente que el 22 de diciembre se anunciase que Angola abandonaba la organización²⁴.

13. EAU expande sus operaciones y afirma más su posición a nivel comercial

Emiratos Árabes Unidos es otro país del que se ha hablado como posible desertor. EAU se unió a la OPEP en 1967 y se considera que ha ejercido una influencia moderada en los asuntos de la organización. En la práctica es muy poco probable que abandone la organización, pero hay avances que indican que quizá tome una postura mucho más independiente. En particular, la Abu Dhabi National Oil Company está realizando grandes inversiones para expandir su capacidad industrial de la cadena de valor del petróleo y gas, lo que incluye el comercio. En la actualidad, la capacidad de producción de petróleo de EAU (en la cual predomina ADNOC) se estima en 4,2 millones de barriles por día, aunque en octubre de 2023 la producción era de solo 3,25 millones de barriles por día (AIE, 2023: 17). La situación de ADNOC es similar a la de Petróleos de Venezuela a mediados de 1990. Entonces, la dirección de la compañía tenía grandes planes para expandir su capacidad de producción y ampliar su cuota de mercado, especialmente en Estados Unidos. La dirección pensó que las restricciones en la producción causadas por la adhesión de Venezuela a la OPEP no beneficiaban al país y obstaculizaban el deseo de dirigir PDVSA como una empresa de petróleo internacional reconocida. La llegada de Hugo Chávez puso fin a estos sueños. Es muy poco probable que la dirección de ADNOC tenga

²² Ver: <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/oil/112023-angolan-oil-minister-to-skip-nov-26-opec-meeting-sources>

²³ Ver: <https://bnnbreaking.com/finance-nav/business/angolas-oil-minister-leaves-opec-meeting-amid-difficult-discussion-over-production-cuts/>

²⁴ Ver: <https://www.reuters.com/business/energy/angola-quit-opec-reducing-membership-12-countries-2023-12-22/>

un pensamiento similar, pero no cabe duda de que los planes de inversión de la compañía, que contempla un crecimiento de la capacidad de producción hasta los 5 millones de barriles por día en 2030, son un indicador claro de que EAU intenta desempeñar un papel cada vez más decisivo en los mercados internacionales. Si se lograse el crecimiento deseado en la capacidad de producción, EAU tendría incluso mayor poder, en caso de querer ejercerlo, dentro y fuera de la OPEP.

14. Parece poco probable que se unan nuevos productores a la OPEP

Por lo que respecta a nuevas incorporaciones a la OPEP, es difícil prever la adhesión de un exportador de petróleo relevante. Guyana es uno de los países donde la producción y las exportaciones están creciendo rápido. De casi cero antes de la pandemia del covid-19, se estima que la producción será de 0,5 millones de barriles al día en 2024, que aumentará a 1,2 millones de barriles al día para finales de la década, y que se continuará incrementando hasta alcanzar los 1,9 millones de barriles al día para el año 2045²⁵. En la actualidad Guyana tiene una población de solo 820 000 habitantes y en 2045 seguirá siendo bastante escasa, con 879 000 habitantes²⁶. Por tanto, casi toda su producción se exportará. Exxon Mobil (incorporando a Hess Corporation en 2024) y China National Offshore Oil Corporation son los inversores principales en el país para desarrollar sus 10 mil millones de barriles de reservas probadas de petróleo. Anteriormente, Guyana, un país relativamente pobre y con poca proyección en los asuntos internacionales, se consideraba un candidato ideal para unirse a la OPEP, cuyo estatuto declara que «cualquier país con una exportación neta considerable de petróleo crudo, y que comparte intereses fundamentales similares a aquellos de los países miembros, puede ser un miembro pleno de la organización [...]». En realidad, con la industria petrolera de Venezuela funcionando considerablemente por debajo de su capacidad durante el futuro próximo, Guyana tiene una oportunidad excelente de ampliar su cuota de mercado gracias a su petróleo crudo ligero/medio, dulce y de baja intensidad de carbono. Además, mientras Angola y Nigeria continúen operando por debajo de su capacidad,

²⁵ Datos extraídos de *World Oil Outlook to 2045*, OPEP, 2023.

²⁶ Datos extraídos de la División de Población de las Naciones Unidas, *World Population Prospects*, 2022.

las perspectivas de mercado de Guyana mejorarán. No existe ningún argumento comercial ni industrial para que Guyana se una a la OPEP.

La política es otro asunto, pero aquí hay un obstáculo mayor que ha pasado a ocupar el primer plano a principios de 2024: el problema de las relaciones de Guyana con Venezuela. Durante varias décadas, Venezuela ha reclamado soberanía sobre la región conocida como Esequibo, que representa dos tercios del territorio vecino. Gracias al apoyo de Estados Unidos y de otros países, los rumores de guerra por parte de Venezuela, incluyendo las exigencias de Exxon Mobil y de sus socios sobre interrumpir las actividades en Guyana, se contendrán. Incluso aunque Guyana estuviera interesada en unirse a la OPEP, Venezuela, al ser uno de los cinco miembros fundadores, podría vetar su solicitud.

De cara al futuro existe un entusiasmo considerable sobre los primeros resultados de perforación en Surinam, vecino a Guyana. En el suroeste de África, Namibia podría convertirse en un productor importante para el 2030. Shell y Total han encontrado reservas de 11 000 millones de barriles de petróleo, comparables a las de Guyana. Según los medios de comunicación, Total está invirtiendo alrededor de la mitad de su presupuesto de exploración mundial en Namibia. Sin embargo, debido a la profundidad de las aguas (más de 2000 metros) y a la distancia de la costa (entre 250 y 300 kilómetros) es muy poco probable que se consiga una producción significativa para antes de 2030²⁷. No obstante, si se explotan las reservas al mismo ritmo que en la costa de Guyana, Namibia se convertiría en un exportador principal, lo que podría hacerla candidata para incorporarse a la OPEP.

Por otra parte, existen más candidatos potenciales para adherirse a la OPEP. Ninguno de los países que se han unido a la alianza de la OPEP+ han declarado públicamente que les gustaría pasar de la parte «+» a la organización principal de la OPEP. En el caso de México, no es solo miembro de la alianza de la OPEP+, sino que también es miembro de la Agencia Internacional de la Energía. Hasta ahora México no ha realizado un recorte de producción liderado por la OPEP+ que actúe directamente en contra del mandato de seguridad de suministro de la AIE y, en la práctica, México ha tendido a actuar de una manera imparcial respecto a la membresía de los dos organismos.

²⁷ Ver: <https://www.ft.com/content/6e34f11a-63a5-472a-9a17-ebb70e76f6e7>

En noviembre de 2023, Brasil sorprendió al mundo declarando que lo habían invitado a unirse al grupo de la OPEP+. La reelección del presidente Luiz Inácio Lula da Silva en 2022 hizo que el país estuviera liderado por un hombre que, en teoría, está más alineado políticamente con los miembros de la OPEP. No obstante, las esperanzas de que el país —que en 2027 producirá 4 millones de barriles al día— se una a los esfuerzos de gestión de la producción de la OPEP+ se desvanecieron por completo cuando el director ejecutivo de Petrobras aludió a su condición de empresa que cotiza en bolsa en una entrevista con Reuters el 1 de diciembre de 2023²⁸.

15. La OPEP y la transición energética

En la actualidad, en el debate energético predomina la transición energética. Esto surge del acuerdo internacional adoptado en la COP21 de París en 2015 cuyo objetivo es limitar el aumento de la temperatura global a no más de 2 °C y promover esfuerzos adicionales para limitar este aumento a 1,5 °C. Todos los miembros de la OPEP lo firmaron, aunque solo diez lo han ratificado formalmente. La OPEP declaró en un comunicado de prensa que «considera que el Acuerdo es vanguardista, ambicioso, apoya al desarrollo sostenible y es vital para proteger el planeta»²⁹. Esta declaración de apoyo para el proceso de la COP, tomada en sentido literal, parece clara y cordial. No obstante, desde que se firmó el Acuerdo de París a finales de 2015 las señales enviadas por la OPEP y por cada uno de sus miembros se consideran bastante diferentes en general. En la última COP, celebrada en Dubái en diciembre de 2023 y presidida por Sultan Al Jaber, CEO de ADNOC, se llegó a pensar que los intereses petroleros habían influido demasiado. Sin embargo, la inclusión en el texto final de un lenguaje que habla, por primera vez, de la transición para abandonar los combustibles fósiles se percibió como un gran avance.

Sean cuales sean las intenciones de los distintos acuerdos de la COP, la OPEP, como institución, está sin duda en el bando que cree que la demanda de petróleo seguirá creciendo en el futuro. En su *World Oil Outlook*, publicado en octubre de 2023, la Secretaría General de la organización prevé que la demanda

²⁸ Ver: <https://www.reuters.com/markets/commodities/brazil-join-opec-wont-cap-oil-output-petrobras-ceo-says-2023-12-01/>

²⁹ Ver: https://www.opeec.org/opec_web/en/press_room/3432.htm

de petróleo, con un valor de 104,3 millones de barriles al día en 2024, seguirá creciendo hasta 2045, año en el que finaliza el periodo de previsión de la OPEP. En 2045 la demanda de petróleo será de 116 millones de barriles al día, lo que representa un crecimiento medio anual de aproximadamente medio millón de barriles al día. Esta perspectiva constituye un marcado contraste con la de la Agencia Internacional de la Energía que, en su *World Energy Outlook*, publicado en 2023, espera que en 2050 la demanda mundial de petróleo sea de solo 55 millones de barriles al día³⁰. Se podría decir que la estimación alternativa de la AIE es más realista porque, según ella, solo con las políticas energéticas actuales la demanda de petróleo en 2050 seguirá siendo de 97 millones de barriles al día.

No se puede saber cuál será el verdadero nivel de demanda en 2050, pero incluso a corto plazo hay una diferencia considerable entre las perspectivas de la AIE y de la OPEP. Esto es importante porque sus respectivas opiniones envían señales diferentes con respecto a los niveles de inversión necesarios para asegurar un suministro suficiente. Ambas organizaciones han sido acusadas de «barrer para casa». A la AIE se la acusa de haber sido secuestrada por fanáticos del cambio climático y de caer en ilusiones vanas sobre la gran contribución que la energía baja en carbono puede suponer para el futuro suministro energético. Por su parte, a la OPEP se la acusa de ser incapaz de comprender que el cambio radical del sistema energético mundial puede estar en marcha y que podría disminuir el papel de sus países miembros. Aunque la música de ambiente sobre la transición energética es cada vez más alta y difícil de evitar, en realidad hasta ahora ha habido muy poca «transición».

Siempre que se ha dado una transformación significativa en las estructuras económicas (en el pasado cuando pasamos de la agricultura a la industria y, en Occidente, de la industria a los servicios) ha habido un gran aumento en la demanda de energía y en la estructura de la oferta que la satisfacía. Desde quemar madera evolucionamos al carbón y luego al petróleo, el gas, la energía nuclear, la hidroeléctrica y, ahora, la solar y la eólica. Aún seguimos utilizando cantidades récord de combustibles fósiles incluso cuando su uso alcanzó un máximo en los países de la OCDE hace más de quince años. Las fuentes de energía renovables, más que

³⁰ Se refiere al supuesto de «compromisos anunciados» de la AIE en el que se implementan todas las políticas actuales y anunciadas.

reemplazar a otras fuentes, las han complementado. Prueba de ello es que en 1973, cuando estalló la guerra del Yom Kipur, los combustibles fósiles supusieron el 85 % del consumo de energía primaria a nivel mundial. Tal como se muestra en este gráfico circular, en 2022 este porcentaje apenas había cambiado y se situaba en el 82 %³¹. Como los combustibles fósiles apenas han perdido el 3 % de su cuota en un mercado energético mundial que ha crecido en más del 150 % desde 1973, es evidente que la transición energética ha sido mínima.

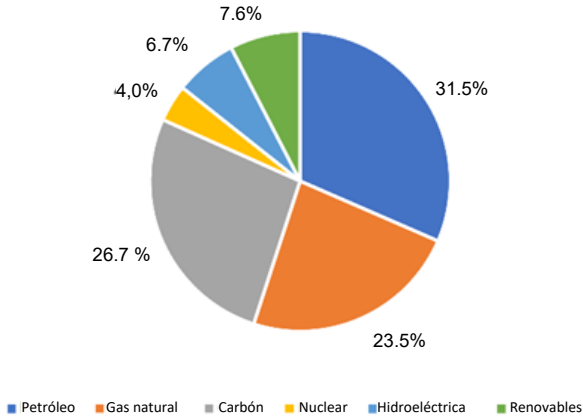


Figura 5. Cuota de consumo de energía primaria 2022

Su opinión sobre el ritmo de esta última transición energética determinará hasta qué punto se considera importante el papel de la OPEP y de la alianza OPEP+, y durante cuánto tiempo.

Una reestructuración del sistema energético a la escala prevista para alcanzar las cero emisiones netas en 2050 (dentro de solo veinticinco años) no puede ser «ordenada» ni posiblemente «justa». Todo el mundo consume energía, incluidos el petróleo y sus derivados, de una manera u otra y es tal la complejidad del sistema energético que es imposible que el mundo entero se coordine en la transición. Los distintos Gobiernos aplicarán combinaciones distintas de recompensas y castigos («zanahorias y palos») para cambiar el comportamiento de las empresas y los consumidores. Los activos fijos tendrán que retirarse antes de terminar su vida útil y, con un margen de diferencia tan amplio en lo que aumentará la demanda de petróleo, no está claro qué parte de la inversión necesaria en fuentes de energía

³¹ Datos del *Statistical Review of World Energy* de Energy Institute, 2023.

limpia puede realizarse con los ahorros derivados de un menor uso del petróleo.

No hay un suministro ilimitado de dinero, equipos, mano de obra y buena gestión que permita una transición ordenada. En la práctica, como los esfuerzos de descarbonización son mundiales, habrá una competición por los recursos y, por tanto, la cruda realidad será que los países donde deberían concentrarse estos recursos (es decir, los países en desarrollo) saldrán perdiendo. De hecho, hoy en día ya estamos presenciando signos de que el aumento de los tipos de interés y de los costes de la mano de obra y de los materiales están obstaculizando los esfuerzos para aumentar las inversiones en la transición energética, en concreto en los países en desarrollo, donde los costes de financiación son más altos.

Donde se debe hacer la mayor parte de los esfuerzos de descarbonización es en el mundo en desarrollo más pobre. Estos países están cada vez más poblados, sus ciudadanos se están haciendo cada vez más ricos y consumirán más energía desde una base per cápita muy baja. En este mundo, su necesidad de energía derivada de los combustibles fósiles será insaciable.

16. La India es un ejemplo clásico en el que el petróleo tendrá un papel a largo plazo y donde habrá esperanza para la OPEP

Para demostrarlo podemos echar un vistazo a la India. No cabe duda de que las cifras del crecimiento económico a gran escala parecen impresionantes: según los datos de la OCDE³², el crecimiento del PIB en 2023 fue del 5 %, y en 2024 será del 6 %. En 2023, la India superó a China y se convirtió en el país más poblado del mundo con más de 1430 millones de habitantes. Según los datos de las Naciones Unidas, la población seguirá creciendo hasta 2063, cuando alcanzará un máximo de 1660 millones. Como parte de este crecimiento, la proporción de población que vive en ciudades sedientas de energía crecerá del 36 % en 2023 al 53 % en 2050, y se espera que los ingresos per cápita se tripliquen durante este mismo periodo.

Según los datos del *World Energy Outlook 2023* de la Agencia Internacional de la Energía, y suponiendo que no se produzca un endurecimiento drástico de las políticas climáticas, la demanda

³² OECD *Economic Outlook*, noviembre de 2023.

de petróleo y de gas aumentará en torno al 70 % de aquí a 2050 mientras que la de carbón también se incrementará, aunque solo en un 10 %, a medida que la energía solar se vaya abriendo paso en el sector de la producción de electricidad. En lo que se refiere a las emisiones de CO₂, en 2023, la India fue el tercer país emisor, solo por detrás de Estados Unidos y China. En volumen, las emisiones de la India equivalen al 54 % de las estadounidenses mientras que, per cápita, solo suponen el 13 %. En su trayectoria política actual, las emisiones de la India aumentarán un 30 % hasta 2050 (y no espera alcanzar las cero emisiones netas hasta 2070).

El crecimiento de la India se basa en cifras relativamente bajas. En la actualidad, el consumo eléctrico promedio por persona en la India es en torno al 30 % del consumo global promedio y a un destacado 9 % del consumo estadounidense. El índice de propiedad de automóviles sigue siendo muy bajo: solo 31 coches por cada 1000 habitantes de la India en comparación con los 201 de China y los 557 de la Unión Europea. Las ventas de vehículos eléctricos muestran signos de crecimiento, pero aún son muy pequeños en cuanto a la cuota de mercado. Los datos proporcionados por los analistas Canalys³³ muestran que los vehículos eléctricos supusieron un 2,4 % del mercado de los vehículos ligeros en la primera mitad de 2023. Esto significa que, de cada dos millones de vehículos vendidos, casi cincuenta mil fueron eléctricos. Para 2030, el Gobierno indio quiere que los vehículos eléctricos supongan un 30 % de la cuota de mercado de vehículos ligeros. Alcanzar este objetivo enfrentará desafíos similares a los relacionados con la autonomía y con la capacidad de carga observados en otras partes del mundo.

En cuanto al sector de la aviación, el 95 % de los 1400 millones de habitantes de la India nunca ha volado. En torno al 85 % de los habitantes de la India nunca se ha ido de vacaciones, como diríamos en Occidente, y el 75 % nunca come fuera de casa. Todos estos indicadores del estilo de vida cambiarán drásticamente en los próximos años a medida que aumenten los ingresos y se disponga de más infraestructuras. En la actualidad, el carbón supone casi el 60 % del consumo de energía primaria de la India, a lo que hay que sumar otro 33 % del petróleo y del gas. La realidad es que, entre tanto revuelo sobre las inversiones en

³³ Ver: <https://canalys.com/resources>

capacidad de energías renovables, estas solo han aportado en torno al 10 % de la generación eléctrica en 2023.

Aunque el 98 % de los hogares indios está conectado a un suministro eléctrico fiable, en la mayor parte de los asentamientos más pequeños la electricidad se utiliza sobre todo para las bombillas (la India es el mayor comprador de bombillas LED del mundo) y para cargar teléfonos móviles. Tener una lavadora es raro, al igual que microondas, lavavajillas, televisores, ordenadores portátiles y demás dispositivos. Fundamentalmente, y de manera algo irónica en vista de la crisis climática, un acceso más amplio a suministros de electricidad más estables conllevará un gran aumento de las instalaciones de aire acondicionado para combatir las altas temperaturas. En los veinte años que quedan hasta 2040 se prevé que la demanda de aire acondicionado se multiplique por ocho. Parte de esta demanda se satisfará con generadores diésel, ya sea como fuente primaria de electricidad o como reserva.

En cuanto a los combustibles fósiles, en el sector doméstico ha habido un gran aumento del uso de gas licuado de petróleo como sustituto de la leña y de la biomasa para cocinar. Actualmente, tras una campaña masiva del Gobierno, las bombonas de GLP están a disposición del 85 % de los hogares. La India se ha fijado el objetivo de generar el 50 % de la electricidad que necesita a partir de fuentes renovables para 2030, pero, como es evidente, el otro 50 % que provendrá de combustibles fósiles (principalmente carbón) formará parte de un pastel mucho mayor. La India está mostrando el mismo patrón que el resto del mundo, donde es imposible desarrollarse desde una base baja y descarbonizarse al mismo tiempo. De hecho, podría debatirse que, para que desarrolle su sistema energético de una manera sostenible con respecto a los objetivos climáticos, la economía de la India tendrá que crecer de tal manera y a un ritmo nunca visto en la historia económica.

Suponiendo que la India mantenga su compromiso de desarrollar su economía de manera sostenible, se necesitará una gran inversión. Es difícil proyectar el desarrollo energético hasta 2070 dadas las enormes mejoras tecnológicas que podrían implementarse, la volatilidad de los precios de la energía y los costes del equipo, material y mano de obra, por no hablar de la disponibilidad y del coste de la financiación. No obstante, las estimaciones aproximadas sugieren que, para alcanzar su objetivo de cero emisiones netas para 2070, la India tendrá que gastarse en torno a 10 billones de dólares en infraestructura de energía limpia, lo

que equivaldría a 240 000 millones de dólares al año. En la actualidad, el gasto anual es de unos 14 000 millones de dólares. Una de las razones de estos resultados tan bajos frente a las necesidades estimadas es que, en 2022, la India atrajo solo el 3 % de la inversión mundial en energía limpia³⁴.

17. La demanda de petróleo per cápita en los países en desarrollo es baja

Según la ONU, la población mundial en 2024 será de 8100 millones y en 2050 aumentará hasta los 9700 millones. Entre África y la India suman 1600 millones de habitantes menores de treinta años. Solo la población de Nigeria crecerá de los 211 millones actuales hasta los 400 millones en 2050. Estos y otros muchos ejemplos de países en desarrollo suponen grandes presiones demográficas.

En los países en desarrollo hay un número considerable de personas, quizá en torno a 800 millones, que no tienen acceso a la electricidad. Por ejemplo, en Angola solo el 48 % de la población tiene acceso a la electricidad, en Nigeria es el 60 % y en la República Centroafricana es solo el 16 %.

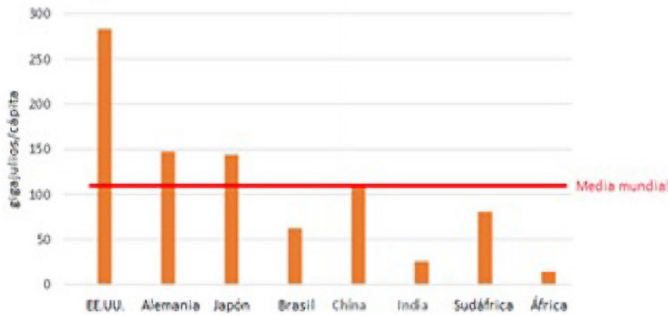
Todos estos indicadores mejorarán en el futuro, pero no está claro cuál será el equilibrio entre la futura demanda con combustibles fósiles o con energías limpias. La demanda de petróleo de China se ha triplicado en los últimos veinticinco años. Aun así, en 2023 utilizó menos de 4 barriles de petróleo per cápita frente a los 9 de Alemania y a los 21 de Estados Unidos, mientras que la media mundial está en 4,6. La India solo utiliza 1,4 barriles de petróleo per cápita, y África solo 1,1. A modo de ejemplo, si la India y África alcanzaran el nivel de consumo de petróleo per cápita de China, su demanda crecería en 19 millones de barriles al día. Naturalmente, eso no puede pasar de un día para otro. De hecho, puede ser que no ocurra nunca dependiendo del progreso de la transición energética.

Para compensar una parte de este crecimiento potencial, los países desarrollados verán más avances en la eficiencia energética, en el aumento de las ventas de coches eléctricos y en una mayor generación de energía solar y eólica. Sin embargo, en estos países el consumo de combustibles fósiles y la emisión de CO₂

³⁴ «Can India Become a Green Superpower?», *Foreign Affairs*, julio/agosto 2023, p. 144-155.

alcanzaron ya su máximo en 2007. Las aspiraciones del creciente número de personas de países más pobres para tener una vida mejor lo antes posible no se pueden satisfacer solo con energías renovables. En la práctica, es probable que se satisfagan más rápidamente con un crecimiento continuado en el consumo de combustibles fósiles.

Enorme diferencia en el consumo de energía per cápita 2022



La India solo utiliza el 9 % de la energía per cápita utilizada en EE.UU. La población mundial podría alcanzar los 9700 millones en 2050, desde los 7800 millones actuales. África se ha quedado rezagado.

Figura 6. Consumo energético per capita. Fuente. Energy Institute. Statistical Review of World Energy, 2023

18. Sustituir el petróleo con fuentes de energía renovables es un proceso muy largo y pertinaz

Aunque la India y otros países en desarrollo pueden atraer una gran parte de la inversión necesaria a nivel global para fuentes de energía con bajas emisiones de carbono, durante al menos la próxima década habrá grandes problemas a la hora de sustituir los combustibles fósiles. En el transporte, los vehículos privados y el sector del transporte de mercancías seguirán dependiendo casi por completo de combustibles líquidos durante más allá de lo que queda de década. Esto se aplica también a la aviación, al transporte marítimo y a la petroquímica.

La aviación es el típico ejemplo de una demanda aspiracional. La gente es cada vez más rica y quiere viajar más. Se estima que alrededor de 5000 millones de personas nunca ha cogido un vuelo. Según Bain & Company, en 2030 el número de pasajeros de vuelos intraasiáticos podría aumentar en un 61 % respecto a los niveles de 2019 anteriores a la pandemia³⁵. Las aerolíneas

³⁵ Ver: <https://www.bain.com/insights/air-travel-forecast-interactive/>

de bajo coste seguirán compitiendo con ferocidad en los precios. Además, el combustible de aviación no suele estar tan gravado como otros. La aviación probablemente siga dependiendo de los combustibles fósiles en un 90 % en 2030 y en años posteriores.

En cuanto a los automóviles, el cambio hacia vehículos convencionales más pesados y menos eficientes en el consumo de combustible favorece a la demanda de petróleo y mantiene las emisiones de CO₂ en unos niveles superiores a los deseados. Los consumidores siguen tendiendo a comprar vehículos utilitarios deportivos (SUV, por sus siglas en inglés), sobre todo en Estados Unidos, Europa y la India. De media, estos vehículos consumen un 20 % más de petróleo que un automóvil mediano promedio. En la actualidad, las baterías de los SUV eléctricos son bastante más pesadas que las de los vehículos eléctricos no SUV. Aun así, para 2030, los vehículos eléctricos probablemente alcancen algo más del 20 % de las ventas, lo que multiplicará por ocho el parque automovilístico: de los 30 millones que hay actualmente hasta los 240 millones. Sin embargo, ison 240 millones de un total de en torno a 2000 millones! Para ser justos, hay analistas que creen que la electrificación del parque automovilístico avanzará a un ritmo mucho mayor.

El alcance de la electrificación en el transporte marítimo es muy limitado, salvo en el tráfico de ferris de corta distancia. A medio plazo, la electrificación del transporte marítimo es inviable debido al tamaño y al peso de las baterías. Más del 80 % del volumen del comercio de mercancías internacional es marítimo y, siempre que la economía mundial crezca, así lo hará el comercio. A partir del año 2030, los combustibles líquidos supondrán el 90 % de las necesidades del transporte marítimo y gran parte del resto la aportará el GNL.

En 2022, solo un 4,5 % de todas las ventas de autobuses y un 1,2 % de las ventas de camiones en todo el mundo eran de vehículos eléctricos. Son cifras sorprendentemente bajas y, en lo que respecta a los autobuses, podría haber posibilidades de acelerarlo, sobre todo porque el Gobierno tiene mucho peso a la hora de adquirirlos.

En cuanto a la petroquímica, incluso en los supuestos de la AIE a largo plazo el uso del petróleo como materia prima solo cae un 10 % hasta 2050 a pesar de las políticas para prohibir o reducir los plásticos de un solo uso, mejorar las tasas de reciclaje y fomentar el uso de materias primas alternativas. Esto no quiere

decir que estas políticas no sean efectivas: las tasas medias globales de reciclaje de plásticos podrían aumentar del 17 % actual al 27 % en 2050. Algunas refinerías de petróleo, incluidas las de los países de la OPEP, están considerando expandirse hacia el reciclaje de plásticos como otra manera de asegurarse nuevas fuentes de ingresos junto con áreas como los biocombustibles y el hidrógeno de bajas emisiones.

19. ¿Cuánto negocio le espera a la OPEP?

Si estamos de acuerdo en que hay muchos sectores difíciles de descarbonizar, al menos durante la próxima década, ¿cuál es el posible nivel de demanda de petróleo y, por lo tanto, qué tamaño alcanzará el negocio de la OPEP? La respuesta se desconoce. Tal como se ha señalado antes, los analistas de la AIE y la OPEP tienen cifras muy diferentes para la demanda de petróleo a largo plazo dependiendo de lo duras que sean las políticas climáticas. En el caso de la India, el escenario de políticas establecidas del *World Energy Outlook 2023* de la AIE muestra que la demanda de petróleo será de 7,8 millones de barriles al día en 2050. Por su parte, la secretaría general de la OPEP estima un crecimiento mucho más agresivo, de 11,7 millones de barriles al día en 2045.

En realidad, aunque la inversión en fuentes de energía bajas en carbono que satisfarán una parte del optimismo de la AIE sobre un pico temprano en la demanda de petróleo aumentará, dada la complejidad de reconfigurar el sistema energético mundial también se satisfarán en parte las expectativas de la OPEP sobre un aumento de la demanda de petróleo durante más tiempo. La demanda de petróleo seguirá creciendo a medio plazo para proporcionar mercados para el petróleo crudo de la OPEP.

La otra cara del equilibrio de mercado es, por supuesto, la oferta. En concreto, ¿a cuánta competencia hará frente la OPEP para satisfacer esta creciente demanda? La secretaría general de la OPEP prevé un crecimiento de la producción en 2024 por parte de Estados Unidos, Canadá, Brasil, Guyana y Noruega. A más largo plazo, en Estados Unidos la producción seguirá creciendo durante la década de 2020; en Canadá, Argentina (debido a las inversiones en petróleo de esquisto) y Guyana podrían seguir creciendo de manera progresiva hasta la década de 2040; en Noruega se mantendrá estable hasta bien entrada la década de 2030; en Brasil no alcanzará su pico hasta 2040 y en los países africanos

que no pertenecen a la OPEP crecerá con moderación hasta la década de 2030.

Considerando a los países no pertenecientes a la OPEP en su conjunto, según el análisis de la OPEP, su producción podría no alcanzar su máximo hasta 2031, con 73,4 millones de barriles al día, antes de iniciar un descenso gradual. Esto representa un crecimiento de 6,2 millones de barriles al día a partir de 2023, lo que está muy por debajo del nivel de crecimiento de la demanda previsto por la OPEP para el mismo periodo, de 10,5 millones de barriles al día. Todo ello, que quizá convendría a los intereses de la OPEP, implicaría un aumento de la demanda de su petróleo crudo.

En mi opinión, el escenario del *World Oil Outlook 2023* de la OPEP quizá se acerca más al resultado más probable para el mercado petrolero que el escenario del pico inicial de demanda de petróleo de la AIE. El crecimiento de la producción de petróleo de los países de fuera de la OPEP a menudo sorprende al alza, como ya ocurrió en 2023. La reciente actividad de adquisiciones y fusiones por parte de Exxon Mobil, Chevron y Occidental Petroleum³⁶, en particular en la zona de esquisto de Estados Unidos, parece indicar que las principales petroleras internacionales confían en que el mercado internacional del petróleo aún puede crecer mucho más.

20. La OPEP seguirá desempeñando un papel importante en las próximas décadas

El mundo va a utilizar mucho petróleo en las próximas décadas incluso si se produce antes un pico en la demanda. Alguien lo tiene que suministrar y los países de la OPEP, que poseen el 70 % de las reservas probadas mundiales³⁷, tienen una posición privilegiada para hacerlo. Esto es un motivo suficiente para concluir que la OPEP seguirá ocupando una posición privilegiada en la gestión del mercado internacional del petróleo. El operador dominante de la OPEP, Arabia Saudí, ha expresado su confianza en el aumento de la demanda de petróleo al comprometerse a aumentar su capacidad de producción hasta 13 millones de barriles al día en 2027 frente a los 12 millones de barriles al día

³⁶ La compra de Pioneer Natural Resources por parte de Exxon Mobil; la de Hess Corporation por Chevron y la de CrownRock por Occidental Petroleum, respectivamente.

³⁷ Datos del *Statistical Review of World Energy* de Energy Institute, 2023.

actuales³⁸. Otros países, en concreto Emiratos Árabes Unidos, también están invirtiendo cantidades considerables. No obstante, no solo se necesita inversión para aumentar la capacidad, sino que se deben invertir grandes sumas cada año para compensar una tasa media de descenso natural anual de la producción del 7 %.

La inversión depende de las perspectivas de los precios. El último desplome de los precios del petróleo, entre finales de 2014 y principios de 2016 (dejando de lado el caso particular de la crisis del covid-19), provocó una fuerte caída en las inversiones en los sectores del gas y de la exploración y producción de petróleo. En 2023, la inversión seguía estando casi por debajo del 30 % en comparación con el nivel de 2015. A pesar de que se han producido mejoras significativas de la eficiencia y de que el bajo nivel de inflación también ha contribuido, sigue existiendo una brecha entre lo que se necesita para mantener la producción actual y la incorporación de la capacidad necesaria para satisfacer la creciente demanda. En la actualidad, en 2024, la inflación es considerablemente más alta, con un aumento de los costes de los materiales y de la mano de obra.

Si la idea de la OPEP sobre el aumento de la demanda es más precisa que la teoría del pico de demanda de petróleo de la AIE,

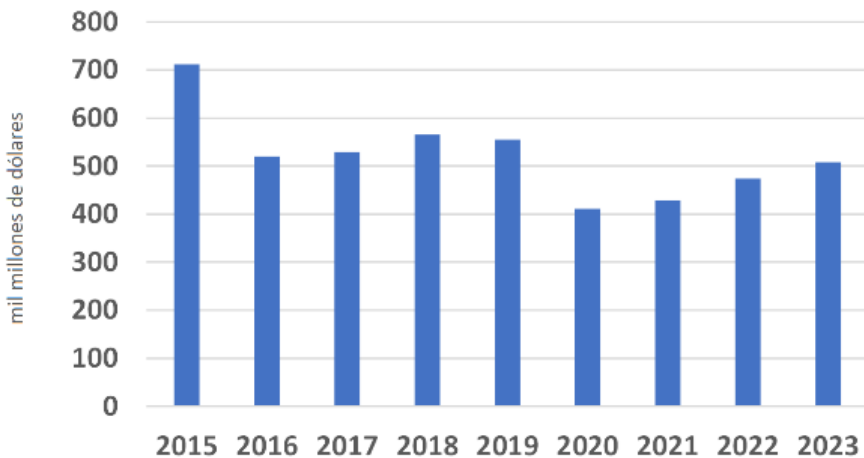


Figura 7. Inversiones Upstream en petróleo y gas

³⁸ Ver: <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/energy-transition/120423-cop28-saudi-aramco-ceo-says-fossil-fuel-investment-more-viable-than-renewables-to-meet-demand>

es probable que los precios se mantengan firmes hasta bien entrada la década de 2030 y en años posteriores. Por otra parte, un menor crecimiento de la demanda supone precios más bajos y, por tanto, menos incentivos para invertir. Todo ello plantea dudas sobre la viabilidad a largo plazo del crecimiento de la producción en varios países líderes que no pertenecen a la OPEP, incluidos aquellos ya citados, cuya estructura de costes suele ser más elevada que la de los países de la OPEP.

Solo sabremos lo que ocurrirá con el tiempo. Lo que sí sabemos es que los países miembros de la OPEP tendrán un papel crucial en los mercados internacionales del petróleo durante mucho tiempo. La organización ha disfrutado de una historia larga y en ocasiones, turbulenta. No cabe duda de que tiene un gran futuro por delante.

Bibliografía

- Adelman, M. A. (1995). *The Genie Out of the Bottle*. MIT Press.
- Agencia Internacional de la Energía. (2023). *Oil Market Report*.
- . (2016). *Oil Market Report*.
- Al Muhanna, I. (2022). *Oil Leaders - An Insider's Account of Four Decades of Saudi Arabia and OPEC's Global Energy Policy*. New York, Columbia university Press.
- De Bellaigue, C. (2013). *Patriot of Persia: Muhammad Mossadegh and a Very British Coup*. Vintage.
- Energy Institute. (2023). *Statistical Review of World Energy*. Energy Institute.
- Ghatts, K. (2020). *Black Wave*. Macmillan.
- Ghosh, A. (2023). Can India Become a Green Superpower? [en línea]. *Foreign Affairs*. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://www.foreignaffairs.com/india/can-india-become-green-superpower#:~:text=But%20if%20steel%20or%20petrochemical,2022%20to%20push%20for%20decarbonization>.
- Lawler, A. (2023). Angola to quit OPEC, reducing membership to 12 countries [en línea]. *Reuters*. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://www.reuters.com/business/energy/angola-quit-opec-reducing-membership-12-countries-2023-12-22/>
- McNally, R. (2017). *Crude Volatility*. Columbia University Press.
- Organización de las Naciones Unidas. (S. f.). *World Population Prospects, 2022*. ONU.

- Organización de Países Exportadores de Petróleo. (2023). *World Oil Outlook*. OPEP.
- . (2023). *Annual Statistical Bulletin*. OPEP.
- . (2016). *OPEC embraces adoption of historic Paris Agreement on climate change* [en línea]. *OPEC*. [Consulta: 2024]. Disponible en: https://www.opec.org/opec_web/en/press_room/3432.htm
- Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos. (2011). *OCDE at 50-Evolving Paradigms in Economic Policy Making*. OCDE.
- . (2023). *Economic Outlook*. OECD.
- S&P. (2023). Angolan oil minister to skip Nov. 26 OPEC+ meeting: sources [en línea]. *S&P Global*. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/oil/112023-angolan-oil-minister-to-skip-nov-26-opec-meeting-sources>
- . (2023b). COP28: Saudi Aramco CEO says fossil fuel investment more viable than renewables to meet demand [en línea]. *S&P Global*. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/energy-transition/120423-cop28-saudi-aramco-ceo-says-fossil-fuel-investment-more-viable-than-renewables-to-meet-demand>
- Simao, P. (2007). Angola will apply for OPEC membership [en línea]. *Reuters*. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://www.reuters.com/article/us-angola-opec-idUSL306355420061130/>
- Statista. (S. f.). Average annual GDP growth rate in the U.S., Japan and Europe in the periods 1950-73 and 1973-87 [en línea]. *Statista*. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://www.statista.com/statistics/1234645/gdp-growth-us-japan-europe-1950-1987/>
- Vigo, R. (2023). Brazil to join OPEC+ but won't cap oil output, Petrobras CEO says [en línea]. *Reuters*. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://www.reuters.com/markets/commodities/brazil-join-opec-wont-cap-oil-output-petrobras-ceo-says-2023-12-01/>
- Weston, G. *et al.* (2023). Air Travel Forecast to 2030: The Recovery and the Carbon Challenge [en línea]. *Bain & Company*. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://www.bain.com/insights/air-travel-forecast-interactive/>

- Wilson, T. (2023). Could Namibia be the next oil frontier? [en línea]. *Financial Times*. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://www.ft.com/content/6e34f11a-63a5-472a-9a17-ebb70e76f6e7>
- Wilson, T. y Cook, C. (2023). US aims to halve Russia's energy revenues by 2030, says official [en línea]. *Financial Times*. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://www.ft.com/content/277c1f9c-3f0f-4562-b0f0-80b390012087>
- Yergin, D. (1991). *The Prize: The Epic Quest for Oil, Money and Power*. EE. UU. Free Press.

Capítulo cuarto

Redes energéticas, geopolítica y transición sostenible

*Jorge Fernández Gómez
Jaime Menéndez Sánchez*

Resumen

Este capítulo analiza el papel de las redes energéticas en el contexto geopolítico actual y, en particular, en el marco de la transición sostenible hacia una economía con cero emisiones netas de gases de efecto invernadero y baja huella medioambiental.

Las redes energéticas de un país (y las infraestructuras en general) son activos esenciales para alcanzar objetivos clave de las sociedades modernas como garantizar la competitividad de la economía y el bienestar de la sociedad, avanzar en la descarbonización y reforzar su seguridad. Disponer de redes energéticas robustas, malladas, integradas y que incluyan las tecnologías digitales más avanzadas favorece la creación de ventajas competitivas para las empresas y para la economía, y una mejor posición geopolítica. Por tanto, son elementos centrales y críticos de las estrategias globales de los países y regiones.

Actualmente, las redes energéticas afrontan su mayor transformación desde la Segunda Guerra Mundial, en un contexto complejo con profundas transiciones en marcha (transición energético-medioambiental, nuevas tecnologías limpias, digitalización,

redefinición de la globalización, reconfiguración de la geopolítica de la energía, etc.) y retos globales de primera magnitud (amenaza climática, conflictos bélicos en marcha o potenciales, polarización ideológica, corrientes de desglobalización y proteccionismo, «carrera verde» entre regiones, etc.).

La transformación de las redes energéticas en redes inteligentes, digitalizadas, interconectadas y que integren todos los recursos energéticos y fuentes de flexibilidad plantea importantes oportunidades en términos geoestratégicos además de contribuir a resolver el llamado «trilema energético». Sin embargo, capitalizar estas oportunidades implicará, necesariamente, resolver algunos desafíos geoestratégicos como los riesgos cibernéticos asociados a la mayor digitalización del sistema energético, la creciente dependencia de la UE (y otras regiones del mundo) de la importación de materias primas y minerales críticos para la transición energética, que está dando lugar a una reconfiguración de las reglas y de las relaciones de la geopolítica de la energía, la tensión entre avanzar en el desarrollo de grandes *hubs* energéticos interconectados de carácter regional o continental, y la necesidad de mantener niveles elevados de seguridad del suministro energético.

Palabras clave

Redes energéticas, Geopolítica, Sistemas energéticos, Trilema energético, Seguridad de suministro.

Energy networks, geopolitics, and sustainable transition

Abstract

This chapter analyses the role of energy networks in the current geopolitical context and, in particular, in the framework of the sustainable transition towards an economy with zero net greenhouse gas emissions and a low environmental footprint.

A country's energy networks (and infrastructures in general) are essential assets for achieving key objectives of modern societies, such as ensuring the competitiveness of the economy and the well-being of society, advancing decarbonization and reinforcing their security. Having robust, meshed, and integrated energy networks that include the most advanced digital technologies favours the creation of competitive advantages for companies and for the economy, and a better geopolitical position. Therefore, they are central and critical elements of the global strategies of countries and regions.

Energy networks are currently facing their biggest transformation since World War II, in a complex context with profound transitions underway (energy-environmental transition, new clean technologies, digitalization, redefinition of globalization, reconfiguration of energy geopolitics, etc.) and major global challenges (climate threat, ongoing or potential military conflicts, ideological polarization, de-globalization and protectionism, «green race» between regions, etc.).

The transformation of energy networks into smart, digitalized, interconnected grids that integrate all energy resources and sources of flexibility offers significant geostrategic opportunities, as well as helps to solving the so-called «energy trilemma». However, capitalizing on these opportunities will necessarily involve solving some geostrategic challenges, such as the cyber risks associated with the increased digitalization of the energy system, the growing dependence of the EU (and other regions of the world) on imports of raw materials and minerals critical for the energy transition, which is leading to a reconfiguration of global energy geopolitics, the tension between advancing in the development of large regional or continental interconnected energy hubs and the need to maintain high levels of energy supply security.

Key words

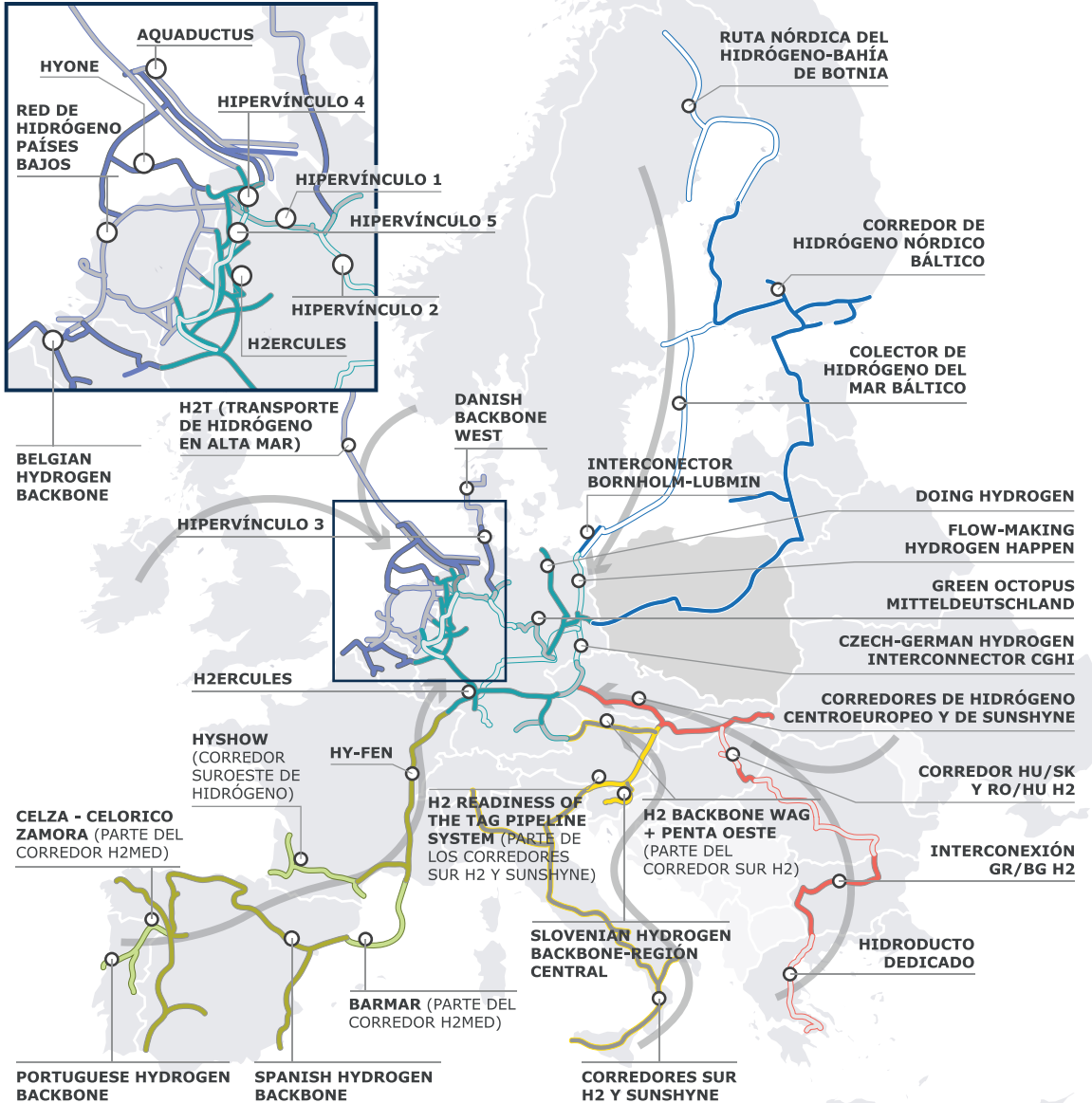
Energy Networks, Geopolitics, Energy Systems, Energy Trilemma, Energy Security of Supply.

RED DE TRANSPORTE DE HIDRÓGENO PREVISTA EN LA INICIATIVA EUROPEAN HYDROGEN BACKBONE

SELECCIÓN DE PROYECTOS DE TRANSPORTE DE HIDRÓGENO INCLUIDOS EN EL EUROPEAN HYDROGEN BACKBONE

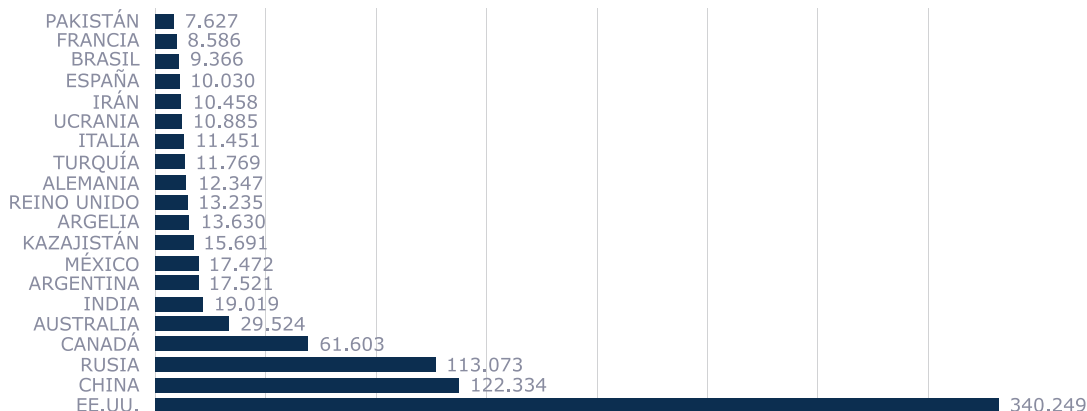
PROYECTOS

- CORREDOR A
- CORREDOR C
- CORREDOR E
- CORREDOR B
- CORREDOR D
- ALEMANIA

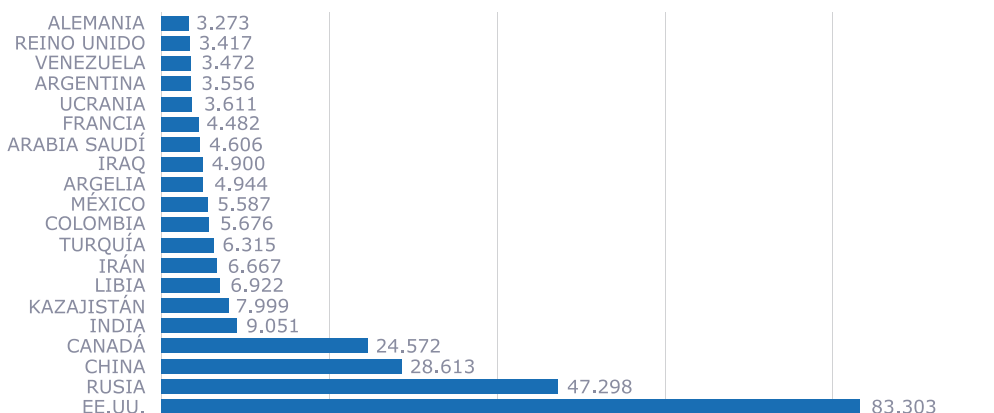


LONGITUD DE LAS REDES DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL, PETRÓLEO Y ELECTRICIDAD EN DISTINTOS PAÍSES

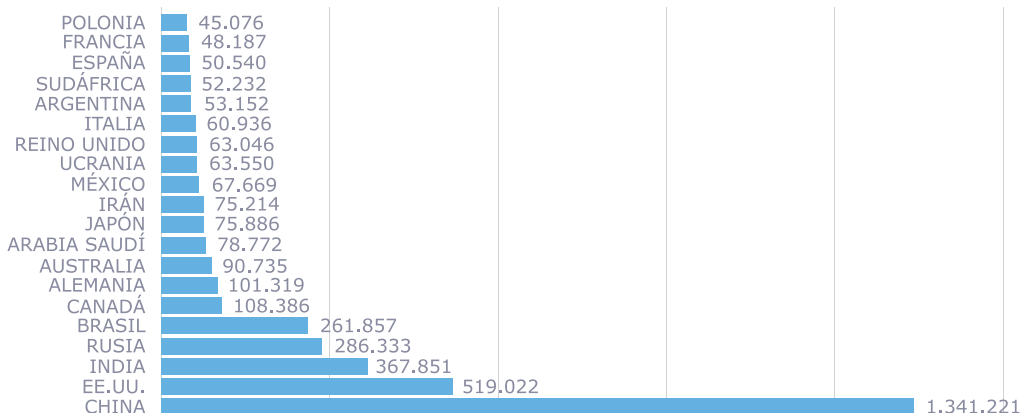
LONGITUD DE LOS GASODUCTOS EN OPERACIÓN POR PAÍS (KM)



LONGITUD DE LOS OLEODUCTOS EN OPERACIÓN POR PAÍS (KM)



LONGITUD DE LA RED DE TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD EN OPERACIÓN POR PAÍS (KM)



Fuente Gráfico 1: Global Energy Monitor. Global Gas Infrastructure Tracker (GGIT). Gas Pipelines data, Diciembre 2023.

Fuente Gráfico 2: Global Energy Monitor. Global Oil Infrastructure Tracker (GOIT). Oil Pipelines data, Mayo 2023.

Fuente Gráfico 3: Kalt, Thunshirn y Haberl, 2021.

1. Introducción

Las redes energéticas son activos críticos para alcanzar objetivos clave de las sociedades modernas, lo que incluye garantizar la competitividad de las economías y el bienestar de la sociedad, avanzar de manera decisiva en la transición energético-climático-medioambiental y reforzar la seguridad y —en un sentido más amplio— el poder de los territorios y países.

Para un Estado o región, disponer de redes energéticas robustas, malladas, integradas y que integren las tecnologías más avanzadas implica ventajas competitivas para sus empresas y su economía, y una mejor posición geopolítica. Además, son especialmente relevantes para determinar las estrategias globales de los países y de las regiones por su estrecha relación con las distintas dimensiones de la geopolítica (geográfica, política, económica, militar, tecnológica e incluso cultural). Las redes energéticas, por ejemplo, facilitan la conectividad económica y geográfica entre países, lo que las convierte en factores que tienen una incidencia indirecta, aunque crítica, sobre la competitividad de muchos sectores industriales y de todas las empresas y los territorios en general al influir en los costes energéticos y en la ubicación del tejido productivo.

En el contexto de la transición hacia una economía con cero emisiones netas y medioambientalmente sostenible, las redes energéticas se convierten en plataformas imprescindibles para la descarbonización de la economía y el despliegue de tecnologías limpias debido a que tienen un rol protagonista en el ámbito del desarrollo tecnoindustrial y de la innovación (dos inductores directos de competitividad económica empresarial). Además, la necesidad de proteger estos activos cada vez más críticos en un complejo contexto global caracterizado por la incertidumbre y por nuevos riesgos (bélicos y cibernéticos, por ejemplo) tiene claras implicaciones militares.

Este papel de liderazgo de las redes energéticas se acentúa en el complejo contexto global actual, en el que interactúan los efectos de las tendencias de globalización y desglobalización parcial y de profundas transiciones en marcha íntimamente interrelacionadas entre sí: lucha contra el cambio climático, crisis energética y económica, guerra tecnológica, comercial e industrial entre regiones del planeta, nuevos conflictos bélicos y territoriales (en Ucrania y Oriente Medio) que generan gran incertidumbre por sus potencia-

les consecuencias en el ámbito global, profundos cambios geopolíticos (nuevo papel central de China, materias primas críticas y tierras raras, riesgos sobre las cadenas de suministro globales, etc.).

En el ámbito energético, en la última década y media se ha observado una clara tendencia a la integración energética dentro del proceso de globalización, como es el caso de la Unión Europea (UE), al desarrollo de nuevos mercados globales de energía (especialmente los mercados de gas natural regionales y el mercado global de gas natural licuado, GNL¹), a la expansión y mejora de las interconexiones interregionales, etc.

Estos procesos han tenido lugar gracias al desarrollo de sistemas de redes energéticas con mayor cobertura geográfica, a mejores interconexiones entre sistemas energéticos, a un mallado más profundo y a la creciente integración entre distintos tipos de energía y vectores energéticos (electricidad, gas natural, calor, hidrógeno).

Todo ello ha redundado en una mayor eficiencia en el suministro de energía y un mejor acceso a distintas fuentes de energía, especialmente en el norte global, y en el ámbito de la electricidad, el gas natural y el GNL. En el caso de la electricidad, la mayor integración y la interconexión a gran escala de sistemas eléctricos —en parte impulsadas por avances tecnológicos como el desarrollo de redes de transporte de muy alta tensión, superior a 800 kV— permite resolver de manera más eficiente los desequilibrios regionales entre oferta y demanda, y ofrecer una flexibilidad que limita, por ejemplo, las inversiones en capacidad de generación necesarias para gestionar las puntas de demanda (IEA, 2016). Además, facilita el despliegue de energías renovables eléctricas y el acceso a fuentes de energía remotas.

Sin embargo, en los últimos tres años esta tendencia a la mayor integración de los sistemas energéticos en todo el mundo se ha visto frenada. Esto tiene que ver con la utilización de la energía como arma estratégica (Rusia utilizó la energía como arma en 2021 y 2022, lo que dio lugar a una grave crisis energética en la UE) y con la aproximación estratégica a la transición energética y a la descarbonización de la economía (desarrollo y liderazgo tecnológico, materias primas críticas).

¹ Ver Campos y Fernandes (2017).

Como consecuencia de todo ello, el «trilema energético» (Henderson & Meidan, 2023; Aranzadi, 2023) vuelve a estar de plena actualidad y se produce un nuevo equilibrio entre sus distintos pilares (económico/asequibilidad de la energía, medioambiental y seguridad energética) en el que la seguridad y la independencia energética tienen un peso muy importante.

La reconfiguración del trilema energético implica un mayor protagonismo de las administraciones públicas para asegurar el cumplimiento de los objetivos medioambientales y en materia de seguridad de suministro. Factores relacionados con los bienes públicos y las externalidades negativas y con la necesidad de innovar desarrollando tecnologías aún no maduras ofrecen una justificación para esta mayor involucración de los poderes públicos. Además, desde el punto de vista estratégico la resolución eficiente del trilema implica alcanzar un (difícil) equilibrio entre las políticas energéticas, medioambientales y tecnoindustriales en un contexto global muy complejo.

En el caso de las redes energéticas existen factores adicionales que dan lugar a una mayor responsabilidad por parte de los legisladores, reguladores y Gobiernos en los distintos niveles de administración. Por un lado, las redes energéticas tienen, en general, características de monopolio natural —muestran subaditividad de costes (Science Direct, s. f.)—, por lo que el desarrollo eficiente de las mismas no tendrá lugar en condiciones de competencia y libre mercado. Por otro lado, las autoridades regulatorias se enfrentan al dilema de avanzar con más rapidez en la transición energética impulsando las energías renovables más maduras y creando un problema de activos varados² en los sectores ligados a combustibles fósiles convencionales, o de adoptar cambios más graduales y asumir el riesgo de *lock-in* tecnológico (Aranzadi, 2023). Además, existe el problema —conocido y claramente identificable en la UE— de la coordinación en la planificación y el desarrollo de las redes energéticas entre distintos países.

Por otro lado, a escala regional y global, las políticas de recuperación y de desarrollo económico y competitividad tras la pandemia no pueden entenderse sin mencionar la necesidad de acelerar la penetración de las energías limpias en las matrices energéticas

² Los activos varados (*stranded assets*) son aquellos que dejan de ser económicamente viables por falta de uso e imposibilidad de adaptación tecnológica u operativa debido a cambios fundamentales en la regulación, la tecnología o los mercados (LSE, 2022).

en todo el planeta y de avanzar de manera decisiva en los procesos de descarbonización.

En definitiva, las redes energéticas juegan un papel esencial para afrontar el «trilema energético» —ver IEA (2023a)— y dar respuesta a un conjunto de retos geopolíticos (algunos de nuevo cuño) que afectan a las tres patas del trilema (energía asequible, energía segura y energía limpia).

El objetivo de este capítulo es analizar, teniendo en cuenta las implicaciones medioambientales, económicas y relativas a la seguridad del suministro energético, el papel de las redes energéticas en el contexto geopolítico actual, en particular en el marco de la transición sostenible hacia una economía con cero emisiones netas de gases de efecto invernadero (GEI) y baja huella medioambiental.

En la sección 2 se analiza la contribución de las redes energéticas y su papel protagonista y vertebrador en la transición energético-climática. Para ello, revisamos las principales tendencias de transformación en las redes energéticas a escala global y su impacto sobre la reconfiguración de los sistemas energéticos. Entre estas tendencias destacan la digitalización de las redes, la electrificación de consumos finales de energía, el desarrollo del hidrógeno y de otros combustibles renovables, la descentralización del sistema energético, la integración (geográfica y energética) de los sistemas energéticos y la interconexión de sistemas energéticos a gran escala.

La sección 3 analiza el papel central de las redes energéticas en la solución al trilema energético y en cómo se pueden afrontar algunos retos geopolíticos que afectan a las distintas dimensiones del suministro energético. Para ello revisamos cómo se está reconfigurando la geopolítica de la energía y cómo afecta esta transformación a las redes energéticas. Posteriormente, teniendo en cuenta las implicaciones geopolíticas, también revisamos la contribución de las redes a cada uno de los pilares del trilema: los objetivos medioambientales, económicos (y de fomento de la competitividad de las economías) y de seguridad del suministro energético.

La sección 4 analiza los principales retos y riesgos a los que se enfrenta el desarrollo y la adaptación de las redes energéticas, muchos de ellos con claras implicaciones geopolíticas (los asociados al cambio de la matriz energética y la penetración de energías renovables o los asociados al terrorismo y

los ciberataques). Además, analizamos cuál es la manera de avanzar en el desarrollo de las nuevas redes energéticas en la UE. En la parte final de esta sección se revisan de manera breve la situación y las perspectivas de las redes energéticas en España y los principales retos y oportunidades de carácter geoestratégico.

La sección 5 presenta las conclusiones del análisis.

2. Las redes energéticas como eje vertebrador de la transición sostenible

2.1. Contexto general de las redes del sistema energético

2.1.1. Redes energéticas vs. sistemas energéticos

En su conjunto, el sistema energético está compuesto por múltiples activos e infraestructuras de exploración, extracción, producción, tratamiento o conversión, almacenamiento, transporte de larga distancia, distribución y consumo de energía. Las redes energéticas permiten vertebrar el sistema energético y conectar los puntos de producción y consumo de energía (y, en general, todos los elementos mencionados) entre sí y, por tanto, tienen una importancia vital para la sociedad y la economía de cualquier país.

En adelante, el uso del término «red energética» se refiere al conjunto de infraestructuras de transporte y distribución de electricidad (cables) e hidrocarburos (gasoductos, principalmente). Como se verá a lo largo de este capítulo, las redes de electricidad y gas natural permiten integrar a gran escala recursos energéticos renovables como la energía eólica, la energía fotovoltaica o distintos tipos de gases renovables en los sistemas energéticos. Además, están sujetas a cambios de gran calado ligados a la digitalización y a otros avances tecnológicos asociados al desarrollo de energías limpias. Por estas razones, el análisis en este capítulo se centra especialmente en las redes de electricidad y gas natural.

Por otro lado, aunque las redes energéticas alcanzan dimensiones internacionales conectando países y continentes entre sí, es importante tener en cuenta que el desplazamiento paralelo de combustibles también tiene lugar a través de otros medios, como buques petroleros o metaneros, que permiten el envío de combustibles a grandes distancias y su introducción en los sistemas

energéticos de los países consumidores por carretera, ferrocarril o mediante las propias redes energéticas.

Este hecho implica que los puertos y otras infraestructuras asociadas, como las terminales de licuefacción de gas natural (en origen) o de regasificación (en destino) y los elementos de almacenamiento de hidrocarburos (tanques o yacimientos subterráneos), así como carreteras y vías de ferrocarril, constituyen también redes energéticas, de diferente índole, pero también relevantes.

El análisis realizado en este capítulo pone el foco en las redes de electricidad y de gas natural, si bien esto no implica obviar la importancia del resto de infraestructuras en cualquier análisis geoestratégico de los sistemas energéticos.

De hecho, los riesgos geopolíticos de las rutas de transporte marítimas o terrestres muestran la utilidad de contar con redes energéticas malladas y diversificadas, en concreto en relación con el suministro de hidrocarburos. Los ataques sobre el puente de Kerch, en Crimea, en octubre de 2022 y julio de 2023, en el contexto de la guerra entre Rusia y Ucrania, han puesto de manifiesto cómo la interrupción del transporte de mercancías daba lugar a restricciones de combustible en la península, pero también tuvo implicaciones militares para las tropas rusas desplegadas en las otras regiones de Ucrania ocupadas (Kuznetsov, 2022; AP, 2023).

2.1.2. Evolución histórica de las redes energéticas y situación actual

La evolución de las redes energéticas (y de sus implicaciones geoestratégicas) ha estado históricamente asociada a los cambios en las tecnologías de producción y consumo de la energía y a sus diferentes «transiciones» (Smil, 2016, 2020; World Economic Forum, 2022).

Mientras que desde la Revolución Industrial el suministro de carbón y otros combustibles se realizaba mediante logística terrestre y marítima, el auge de otras formas de energía a lo largo del siglo xx (petróleo y derivados, gas natural y electricidad) fue dando lugar al desarrollo de redes energéticas a gran escala (a partir de un conjunto incipiente de infraestructuras ya operativas a finales del siglo xix) con el objetivo de lograr vías estables de suministro continuado y eficiente y de unir las áreas de producción con centros de consumo situados a grandes distancias.

Los acontecimientos geopolíticos propiciaron el desarrollo de las primeras redes energéticas de grandes dimensiones en Estados Unidos (Liu, 2023). Así ocurrió en el caso de los oleoductos Big Inch y Little Big Inch que unían la zona de producción petrolífera en Texas con los estados del nordeste y que fueron construidos como una forma de evitar la exposición del transporte de crudo por mar a los ataques de submarinos alemanes en la costa del Golfo de México durante la Segunda Guerra Mundial. Lograr una alternativa para el transporte de crudo de los yacimientos a las refinerías se convirtió en una cuestión cuya importancia iba más allá del suministro industrial y que tenía implicaciones militares críticas (Martin, 2018).

Otro ejemplo es el oleoducto Trans-Alaska, cuyo propósito era transportar el crudo desde el yacimiento de Prudhoe Bay, al norte de Alaska, hasta Valdez, al sur de este territorio y con un puerto libre de hielo donde poder cargarlo en petroleros. Su construcción dio lugar a un gran debate nacional en Estados Unidos sobre la conveniencia de la infraestructura hasta que el estallido de la crisis del petróleo de 1973 terminó de impulsar el proyecto (Rau, 2019).

La evolución del sistema básico de gasoductos en distintas partes del mundo —estrechamente ligado a la evolución de la industria del petróleo porque los depósitos de gas a menudo se encontraban junto a yacimientos de petróleo y se explotaban de forma conjunta— también respondió a la necesidad de garantizar el acceso a un combustible barato con buen rendimiento energético y con múltiples usos en la industria y en el sector energético en el periodo que siguió a la Segunda Guerra Mundial (SGM).

La relativa estabilidad y paz tras la SGM, la progresiva integración y globalización de las economías en todo el mundo y el desarrollo del comercio internacional junto con el desarrollo de tecnologías (económicamente viables) de licuefacción de gas natural y regasificación del gas natural licuado (GNL) dieron un gran impulso a la industria global del gas natural a partir de los años 60 (Jensen, 2004). Este proceso también se vio favorecido por otros avances tecnológicos como los ciclos combinados de gas natural. El desarrollo del GNL, junto con otros desarrollos regulatorios y de mercado (liberalización de los sectores energéticos, creación de mercados organizados y OTC) permitió separar definitivamente el mercado gasista del de petróleo, generando dinámicas geopolíticas distintas influenciadas por nuevos productores de gas natural en distintas partes del mundo (Trinidad y Tobago, Sudamérica,

Nigeria, África occidental, Catar, Indonesia, Malasia, Australia). La figura 1 recoge la red actual de gasoductos y oleoductos de gran capacidad (con más de 100 km de longitud o capacidad superior a 6000 barriles al día).

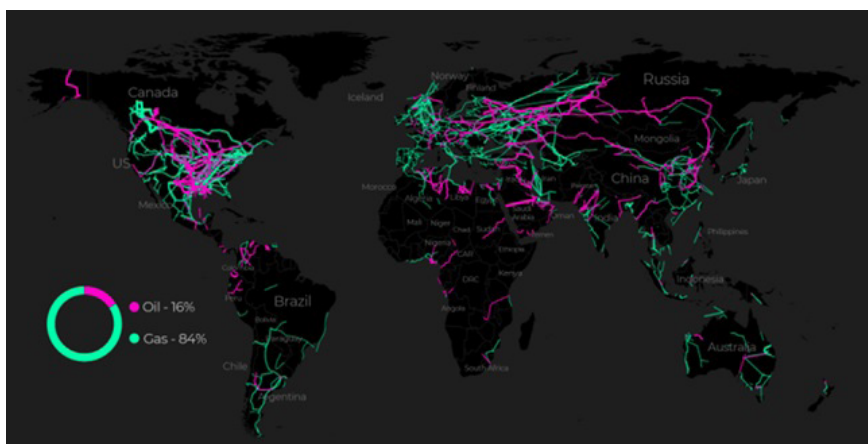


Figura 1. Red principal de gasoductos y oleoductos a nivel mundial. Fuente: Al Jazeera en Hussein (2021) a partir de datos de World Energy Monitor

El caso de la electricidad es un poco diferente al de las industrias del petróleo y del gas natural. El crecimiento del consumo eléctrico y de la industria eléctrica en general fue gradual y constante desde inicios del siglo xx. La electricidad era la principal forma de energía para la iluminación y para múltiples usos finales asociados a la sociedad de consumo, también en los sectores industriales. La evolución de las redes eléctricas durante el siglo xx estuvo muy influenciada por la ubicación de las grandes centrales de generación de energía eléctrica (nucleares, de carbón, de derivados del petróleo, etc.). La aparición de los ciclos combinados de gas natural, capaces de generar grandes cantidades de energía en instalaciones relativamente pequeñas y, muy especialmente, la irrupción de energías como la eólica o la fotovoltaica a finales de siglo cambió de forma fundamental la aproximación al desarrollo de las redes eléctricas.

En resumen, hasta hace relativamente poco, las redes energéticas estaban caracterizadas por una concepción muy vertical, *top-down*, con una direccionalidad muy marcada desde la producción al consumo y con diferencias importantes entre las redes de transporte (de alta tensión o presión) y las redes de distribución (de media y baja tensión o presión). La organización tradicional

del sistema energético se basaba en la centralización y en redes (a menudo, de gran escala) orientadas a unir los focos de producción o de entrada en el sistema de la energía (grandes centrales energéticas, yacimientos de gas o infraestructuras de GNL) con los centros de consumo. La integración entre estos sistemas era limitada y las distintas redes energéticas coexistían en paralelo.

Los riesgos geopolíticos se centraban en la probabilidad de choques de oferta que provocaran alteraciones del suministro (o de los mercados globales de petróleo y gas natural) motivados por conflictos bélicos, políticos o sociales (guerra árabe-israelí en 1973; revolución en Irán en 1979), y en posibles ataques a infraestructuras críticas en distintas partes del mundo (Farrell *et al.*, 2004).

2.2. Redes modernas para nuevas formas de energía

Hoy en día, desde que la amenaza del cambio climático se ha situado como un problema de primer orden en la esfera internacional, en especial desde la firma del Acuerdo de París en 2015, el mundo se encuentra en un proceso de transición hacia una economía global neutra en emisiones de carbono. Esta transformación de gran calado tendrá implicaciones en todos los eslabones de la cadena de valor de la energía, incluyendo las redes energéticas, y está dando lugar a un nuevo panorama geopolítico que es objeto de estudio por parte de la academia y de las organizaciones internacionales —ver Paltsev (2016), IRENA (2019) o Westphal *et al.* (2022)—, y que se analiza con más detalle en la sección 3.

2.2.1. Tendencias de transformación de las redes energéticas

La transformación de las redes energéticas está caracterizada por distintas tendencias, de las cuales señalamos seis, por sus implicaciones en el ámbito geopolítico.

La primera está relacionada con la digitalización y con la adopción de nuevas tecnologías que favorecen la automatización en la operación de las redes, el seguimiento en tiempo real de las mismas, los procesos de mantenimiento preventivo, etc. El rápido desarrollo de las redes inteligentes en muchos sistemas eléctricos es un ejemplo paradigmático de la importancia de la transformación digital (Fernández y Menéndez, 2019). La digitalización no solo incrementa la eficiencia en la operación del sistema energético y

el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, sino que también favorece la integración de recursos energéticos distribuidos y de nuevas tecnologías —como los vehículos eléctricos—, la interconexión entre sistemas, la integración entre sistemas energéticos, el desarrollo de los mercados de energía, la participación activa de la demanda en estos mercados, etc. El incremento de la «inteligencia» no solo se puede observar en los sistemas eléctricos, sino también en el sistema gasista.

La segunda tendencia ampliamente aceptada como uno de los pilares en la transformación del sistema energético global en los próximos años es la creciente electrificación de la economía, que permite el aprovechamiento directo (sin transformación intermedia) de la energía generada en fuentes renovables en una amplia diversidad de sectores y tecnologías (vehículos eléctricos en el transporte, bombas de calor en el sector residencial, arcos eléctricos en la siderurgia, etc.). La electrificación de la economía constituye la base de la reducción y de la sustitución de los combustibles fósiles por energía renovable (eólica y solar). Las redes eléctricas, que facilitan el despliegue a gran escala de instalaciones de energía eléctrica renovable, se sitúan como la infraestructura fundamental para posibilitar la descarbonización. Su relevancia en términos de sostenibilidad medioambiental, económica, social y también geoestratégica (ver sección 3) irá aumentando conforme las tecnologías de generación renovable vayan desplazando a los combustibles fósiles en la combinación energética.

La tercera tendencia en la transformación de las redes energéticas implica a los sectores considerados «difíciles de descarbonizar» como el transporte pesado y de larga distancia (incluyendo el transporte marítimo y la aviación) o a las industrias intensivas en energía. En todos ellos, las soluciones de electrificación directa se enfrentan a importantes dificultades técnicas y económicas que comprometen su competitividad y su viabilidad frente a otras alternativas. Recursos energéticos emergentes y en desarrollo, como el hidrógeno, los biocombustibles avanzados o los combustibles sintéticos están llamados a tener un papel relevante en una economía descarbonizada, en especial en aquellas áreas donde la electrificación no es viable, y requerirán infraestructuras nuevas o adaptadas.

La aplicación de infraestructuras existentes más evidente se da en el caso de los combustibles sintéticos (e-gasolina, e-diésel) y los biocombustibles (biometano), cuyas características permiten

el uso de las mismas redes energéticas (oleoductos para productos de la industria petroquímica y gasoductos) sin necesidad de construir nueva infraestructura (Yugo y Soler, 2019).

En el caso del hidrógeno, las similitudes físicas con el gas natural (a pesar de que también presenta importantes diferencias técnicas) permitirán su transporte y distribución mediante infraestructuras similares a los actuales gasoductos (hidroductos). Esto puede tener lugar mediante mezclas de hidrógeno con gas natural en las infraestructuras actuales, mediante adaptación y reconversión de gasoductos (*repurposing*) o mediante la construcción de nuevas infraestructuras dedicadas desde el inicio a estas formas de energía, con configuraciones que dependerán de factores como la red existente de gas natural, el nivel de la demanda o la ubicación de los puntos de consumo (Fernández y Menéndez, 2023).

Una de las iniciativas paradigmáticas en este sentido es la European Hydrogen Backbone, impulsada por 33 operadores europeos de transporte de gas natural, que muestra cómo la red de gas natural europea puede combinar infraestructura adaptada y de nueva construcción para facilitar el desarrollo de la industria del hidrógeno en el continente (figura 2).

La cuarta tendencia de transformación de las redes energéticas implica la descentralización del sistema energético. Esto afecta principalmente a la producción de energía eléctrica, que puede llevarse a cabo a pequeña o mediana escala mediante generación distribuida (paneles solares en cubiertas de edificios, etc.). Esto requiere, al igual que en el caso de la generación renovable intermitente, una integración adecuada en la red eléctrica.

La descentralización acrecienta la importancia de la gestión eficiente de la red, en especial de la red de distribución en media y baja tensión. A su vez, esto conlleva que los consumidores se involucren como actores activos en el sistema y en los mercados energéticos con capacidad de producir energía («prosumidores») y de facilitar la gestión de la demanda como parte de una adecuada gestión de la red. Esto se hace a través de sus dispositivos de consumo y de los otros elementos, como las baterías y los vehículos eléctricos, que, junto con la generación distribuida, conforman los recursos energéticos distribuidos que la red eléctrica debe integrar a lo largo de toda su extensión. Si bien la descentralización es una tendencia que afecta particularmente a la red eléctrica, también puede relacionarse con el desarrollo de

redes de transporte y de distribución de hidrógeno (Fernández y Menéndez, 2023). Asimismo, las redes de gas natural se verán afectadas por un proceso de cierta descentralización si avanza del despliegue del biogás y el biometano producido en pequeñas instalaciones del sector primario. Sin embargo, la descentralización resulta menos plausible en el caso de los combustibles renovables, en particular de los líquidos, por la necesidad de producirlos a gran escala y de concentrar el suministro de materias primas (como CO₂ o grasas vegetales y animales).

La quinta gran tendencia de transformación de las redes energéticas es la integración del sistema energético, que consiste en el proceso de coordinar la operación y la planificación de los diferentes ámbitos del sector energético a diferentes escalas geográficas vinculando diferentes vectores energéticos y fuentes de energía y sus infraestructuras correspondientes (electricidad, calor, frío, gas, combustibles sólidos y líquidos, residuos, etc.) entre sí y con los sectores consumidores (industria, transporte, residencial, etc.). La integración de los sectores energéticos favorece la eficiencia en el uso de los recursos y la circularidad de los residuos (como el calor residual o los residuos sólidos urbanos o de otro tipo con alto poder calorífico) (O'Malley *et al.*, 2016; European Commission, 2020a).

La última gran tendencia que destacamos es la interconexión de sistemas energéticos vecinos y su consiguiente integración en entes superiores. La transición global hacia sistemas energéticos basados en energías renovables está impulsando los procesos de «regionalización» de la energía (Guler *et al.*, 2018). De este modo se crean «*hubs* regionales de energía» que ponen en valor alianzas políticas y económicas para desarrollar interconexiones entre sistemas energéticos nacionales, lo que da lugar al aumento de flujos de energía transfronterizos y facilita la integración económica y energética entre los países que conforman esos *hubs*. Esto incrementa la interdependencia entre países y regiones, generando efectos positivos sobre la estabilidad geopolítica (al menos, dentro de los bloques regionales).

La UE y su impulso del mercado interior de la energía ofrecen un ejemplo de la creación de un gran *hub* energético regional³, aunque su origen no está directamente relacionado con el despliegue de energías renovables o la electrificación y sí con otros

³ En la sección 3 se comenta la estrategia de China de desarrollar grandes redes energéticas de alcance regional e, incluso, continental.

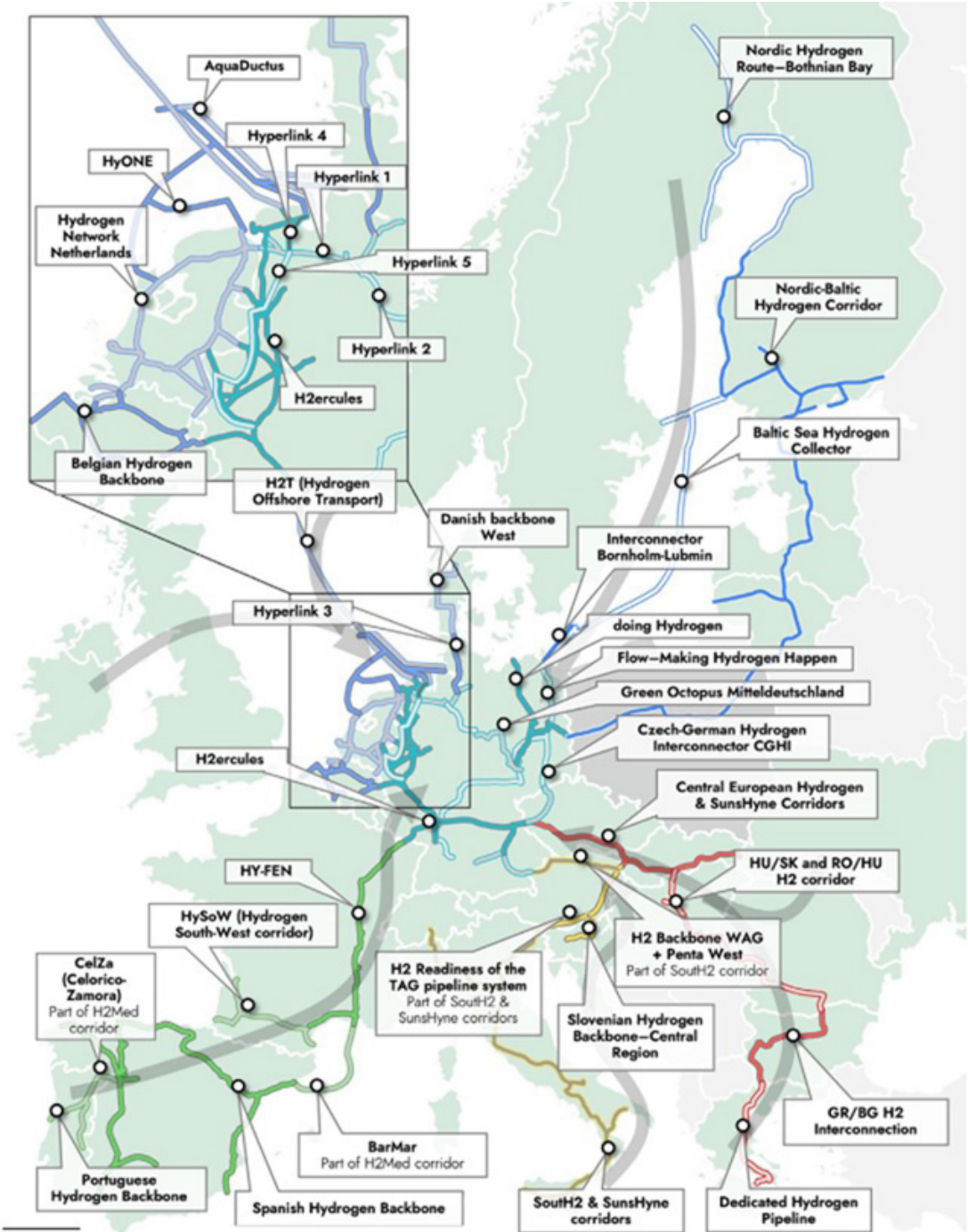


Figura 2. European Hydrogen Backbone. Fuente: European Hydrogen Backbone (2023)

objetivos de naturaleza política o económica. En comparación con los sistemas energéticos basados en combustibles (principalmente petróleo y, en menor medida, gas natural), los nuevos sistemas energéticos basados en energías renovables no son tan dependientes del acceso a los recursos, pero sí del desarrollo de infraestructuras de red (de transporte y distribución) robustas y de una gestión eficiente de las mismas (Scholten & Bosman, 2016).

Las implicaciones geopolíticas son diversas. Por un lado, en el nuevo contexto global el desarrollo de «comunidades de redes energéticas» con alcance regional genera un impacto positivo sobre la seguridad energética y refuerza las bases de estabilidad y paz. Como contrapartida, debe asegurarse una negociación y coordinación eficiente de los intereses y de las estrategias políticas y económicas entre los distintos países. Además, el desarrollo de grandes redes regionales y transnacionales de electricidad incrementa los riesgos geopolíticos asociados a la digitalización y a la tecnología (Koyama, 2019). Por un lado, aumentan los riesgos relacionados con los ataques cibernéticos y la ciberseguridad, mientras que, por otro, se potencian los procesos de competencia y lucha por la supremacía y el liderazgo tecnológico.

2.2.2. La nueva configuración de los sistemas energéticos

Para entender la transformación de las redes energéticas resultante de la transición hacia una economía neutra en emisiones de carbono a través de las tendencias descritas puede establecerse un paralelismo (orientativo) entre las redes energéticas actuales y las que se requerirán para acomodar nuevas formas de energía que permitan la reducción efectiva de emisiones de CO₂ (figura 3).

Un elemento de continuidad claro serán las redes eléctricas, que ganarán protagonismo en el sistema energético gracias a la creciente electrificación del consumo y a la demanda de energía renovable para la producción de hidrógeno y de combustibles sintéticos.

Sobre esta base, el hidrógeno y otros gases renovables podrán ser transportados y distribuidos mediante infraestructuras con configuraciones iguales o similares a los gasoductos actuales, en gran parte aprovechando la infraestructura gasista existente. Del mismo modo, los combustibles renovables líquidos

que desarrollen nichos de mercado viables pasarán a ocupar parte del lugar que hoy en día ocupan los productos petrolíferos (gasóleo, keroseno, etc.), pudiendo, en teoría, aprovechar sus mismos oleoductos de transporte y distribución (segmento *downstream*).

En un escenario de eliminación del consumo de combustibles fósiles, los oleoductos que transportan el petróleo hasta las refinerías (segmentos *upstream* y *midstream*) tendrán menor relevancia. Las estrategias de las compañías petroleras apuntan a la sustitución del segmento *upstream* tradicional en la industria petroquímica por uno basado en la economía circular y el aprovechamiento de residuos, posiblemente en ámbitos geográficos de cercanía (local y regional) a las infraestructuras de refino.

A estos cambios habría que añadir el auge del CO₂ como materia prima para la producción de, entre otros, combustibles sintéticos y materiales de construcción, o para su almacenamiento subterráneo (como una herramienta más para reducir las emisiones netas de GEI). Esto requerirá infraestructuras dedicadas al CO₂, especialmente en entornos industriales.

Hasta la fecha, casi todos los desarrollos en este sentido se concentran en EE. UU. (IEA, 2023b), bien a través de tuberías exclusivas (en ocasiones denominadas «CO₂ducto» en castellano) o en combinación con otros fluidos (poliductos). Otros países, como el Reino Unido o Alemania, están empezando a desarrollar infraestructuras a gran escala de transporte de CO₂ para su uso como materia prima (en la industria química o para producir combustibles sintéticos) o para su retirada y almacenamiento (HM Government, 2018; Fernández & Larrea, 2023) como parte de las estrategias de descarbonización del sector industrial. Recientemente, la UE ha incluido un objetivo de inyección de cincuenta millones de toneladas de CO₂ en 2030 en el *Net-Zero Industry Act*, lo que impulsará el desarrollo de redes de CO₂ (European Council, 2023).

Las perspectivas positivas de este sector y la proliferación de proyectos de demostración e I+D en todo el mundo (EE. UU., norte de Europa, Japón, Sudeste Asiático) relacionados con la captura, el transporte y el almacenamiento de CO₂ auguran una creciente relevancia de este tipo de tecnologías y de las infraestructuras asociadas, aunque su desarrollo dependerá de la superación de retos tecnológicos, legales y regulatorios que aseguren las inversiones necesarias (IEA, 2023b).

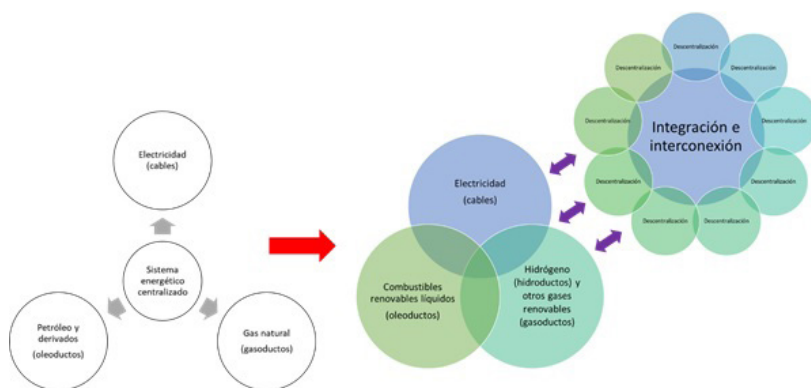


Figura 3. Esquema conceptual de la evolución de las redes del sistema energético para una economía neutra en emisiones de carbono.

Fuente: elaboración propia

La transición hacia un sistema energético interconectado e integrado implica cambios simultáneos en distintas escalas (micro y macro). A pequeña escala (micro), se continuará avanzando en la descentralización del sistema energético. Esta dinámica estará fuertemente influenciada por aspectos locales y regionales (regulación, políticas energético-climáticas, industriales y de innovación tecnológica en áreas amplias como la Unión Europea, etc.), por la necesidad de alcanzar resultados en la descarbonización del sistema eléctrico y por el desarrollo de nuevas tecnologías y soluciones limpias. La seguridad de suministro es un objetivo al que también contribuirá la atomización de los recursos energéticos.

A gran escala (macro), también se avanzará en la interconexión e integración de sistemas energéticos (especialmente eléctricos) entre distintos países y continentes. Estos procesos de «regionalización» de los *hubs* energéticos (ver el apartado anterior) dependerán de la cooperación y de las relaciones diplomáticas entre países y bloques regionales. Los factores que están modificando la «geopolítica de la energía» y reconfigurando las alianzas cobrarán mayor relevancia. Además de los retos geoestratégicos, el desarrollo de las grandes infraestructuras de interconexión se enfrenta a otros problemas, como su financiación.

Ejemplos de esta tendencia son el proyecto del cable submarino Xlinks para transportar energía eléctrica renovable de Marruecos a Reino Unido (Lawson, 2022) o el proyecto Australia-Asia Power Link (AAPowerLink) (SunCable, s. f.), que suponen saltos de magnitud relevante en las interconexiones eléctricas hasta ahora

Conexión Marruecos Reino Unido



Conexión Australia-Singapur



Figura 4. Rutas propuestas para los cables submarinos links (Marruecos-Reino Unido) y AAPowerLink (Australia-Singapur). Fuente: Lawson (2022), SunCable (s. f.)

planteadas (figura 4). Además, podrían citarse otras iniciativas lideradas por China o por la India (ver el apartado 3.1).

En la siguiente sección analizamos con más detalle las implicaciones geopolíticas de los cambios en marcha sobre la configuración de los sistemas energéticos y, en particular, de las redes energéticas y de otras infraestructuras.

3. Redes, trilema energético y geopolítica

3.1. Redes y la nueva geopolítica de la energía

Si en el pasado la solución al trilema energético pasaba por alcanzar equilibrios razonables entre la política medioambiental, energética e industrial, en la actualidad la búsqueda de soluciones energéticas sostenibles no puede entenderse sin tener en cuenta el contexto geopolítico.

Podría incluso argumentarse que la estrategia geopolítica es la cuarta pata de este «dilema multidimensional». Esto es así por, al menos, dos razones. En primer lugar, por el incuestionable impacto de múltiples variables de alcance global sobre las tres patas del trilema. Por ejemplo, la solución al problema del calentamiento global pasa por articular grandes acuerdos globales y

desarrollar mecanismos de coordinación y gobernanza que den lugar a acciones efectivas para la mitigación de las emisiones (y la adaptación al cambio climático) en todas las economías del planeta. Por otro lado, el desarrollo de una economía basada en tecnologías limpias —y las políticas que lo impulsan— no puede llevarse a cabo sin tener en cuenta cómo se comporta el resto de los actores económicos relevantes, tal y como muestra la llamada «carrera verde» entre China/Sudeste Asiático, EE. UU. y la Unión Europea. Por último, la seguridad del suministro energético, en un sistema energético global interconectado, depende de las relaciones entre los distintos países.

En segundo lugar, asistimos a una fase de la historia en la que coexisten la vieja geopolítica de la energía (basada en combustibles fósiles y cuya dinámica estaba condicionada por las políticas de oferta, controladas por los países productores de petróleo y gas natural) y la nueva geopolítica de la energía limpia y de las tecnologías de bajas emisiones. Los factores que generaban poder y posiciones ventajosas en el tablero global están cambiando y, con ello, las estrategias geopolíticas y la forma de negociar entre las potencias económicas.

Esta nueva geopolítica está determinada por factores como la amenaza climática, las nuevas energías renovables, el desarrollo tecnológico e industrial, las redes energéticas, los materiales críticos y otras materias primas estratégicas, las patentes ligadas a la innovación en tecnologías limpias, las nuevas tecnologías clave como baterías eléctricas, tecnologías que ofrecen flexibilidad a los sistemas energéticos o las basadas en el hidrógeno renovable, y las políticas energético-climáticas en cada región del planeta. La «geopolítica de la energía y del clima» está caracterizada por numerosos retos y transiciones en marcha⁴, por la atomización del universo de agentes relevantes y por la necesidad de aprender y generar nuevas capacidades de colaboración y negociación en múltiples áreas, como la de los recursos y las materias primas críticas, la tecnología, las redes de transporte de energía transfronterizas, etc. (Paltsev, 2016).

Todos estos factores y tendencias están cambiando el papel que tienen las redes energéticas en la geopolítica de la energía, aunque no han modificado su protagonismo. Según Westphal *et al.* (2022), suele subestimarse la relevancia geopolítica de las redes

⁴ En relación con la amenaza climática algunos autores hablan de una situación de «policrisis» (Jørgensen *et al.*, 2023).

energéticas. Si tras la Segunda Guerra Mundial se produjo en territorio europeo una carrera entre la Unión Europea y Rusia por la integración de sistemas eléctricos, en la actualidad se observa una competición por reconfigurar las redes eléctricas a escala regional entre la UE, China, Rusia e incluso, más allá del mar Negro, Irán y Turquía.

En Europa central y occidental, los sistemas eléctricos sincronizados han facilitado el acceso de las grandes economías a áreas geográficas y mercados más amplios, con más infraestructuras y con un mayor número de interacciones y oportunidades económicas y sociales, lo que, sin duda, impulsó la integración política y el crecimiento económico en las últimas décadas.

Pero la estabilidad de la red y el desarrollo socioeconómico no son los únicos inductores de la interconexión de sistemas energéticos. Hoy en día, la transformación de los sistemas energéticos en sistemas descarbonizados y el interés geopolítico son factores muy relevantes en el desarrollo de las redes energéticas y, en específico, de las interconexiones entre sistemas adyacentes.

Por ejemplo, China está impulsando una estrategia que supone incrementar la conectividad energética (en especial la eléctrica) a escala continental, para lo que está creando múltiples *hubs* energéticos y económicos en todo el territorio chino y en países vecinos como la India⁵ dentro de grandes iniciativas geopolíticas como la Belt & Road Initiative (BRI) (McBride *et al.*, 2023). La BRI china, lanzada en 2013 como parte de la visión del presidente Xi Jinping de crear una «comunidad global de futuro compartido», tiene como principal objetivo desarrollar infraestructuras (energéticas, de transporte, digitales) en países de todo el planeta para fortalecer el liderazgo económico-comercial, tecnológico, industrial, político, social y cultural de China (SCIO, 2023). Por tanto, resulta indudable el papel central de las redes energéticas (y de la conectividad, en sentido amplio) en la política exterior y en la estrategia geopolítica de China.

Una pieza esencial dentro de la estrategia china de incrementar la «conectividad energética» es la electrificación del sistema energético y el desarrollo y la integración de grandes redes eléctricas regionales (Cornell, 2019). El plan *Global Energy Interconnection*, lanzado por la empresa estatal china de transporte de electrici-

⁵ La propia India está poniendo en marcha diversas iniciativas para desarrollar interconexiones en la zona *South-South West Asia* (SSWA) (Kharbanda, 2022).

dad, China State Grid, en 2016 para impulsar el desarrollo de las energías renovables, es un claro ejemplo de ello junto con la iniciativa BRI.

La principal idea detrás de esta estrategia es que desarrollar estos grandes conjuntos de infraestructuras interconectadas a escala continental, controlar su operación y sus tecnologías clave relacionadas con las mismas y desarrollar mercados energéticos integrados ofrece un canal para distribuir y afianzar el poder político en otros países además de capturar otros beneficios (menores costes de suministro, penetración de las energías renovables, mejora del acceso a la energía, incremento del comercio transfronterizo). En definitiva, avanzar en la electrificación reduce la vulnerabilidad de China en el marco geopolítico actual (Meidan, 2023).

Esta es la razón por la que China lleva años promocionando esta iniciativa en foros internacionales como la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible, la Conferencia Ministerial sobre Energía Limpia, la Unión Africana o el Consejo de Cooperación del Golfo (CCG).

La estrategia de conectividad china se asienta en tres grandes pilares u objetivos que fortalecerían su posición geoestratégica: desarrollar una gran red troncal intercontinental de transporte y distribución de energía eléctrica bajo control chino; crear bases energéticas en las regiones polares, en el ecuador y en cada continente; y crear una «plataforma global» inteligente que facilite la asignación de recursos y el comercio internacional.

En fuerte contraste con el caso chino existen barreras regulatorias y estructurales (insuficiente armonización legal, heterogeneidad en las estructuras económicas, etc.) que ralentizan el avance del proceso de integración energética y económica de la Unión Europea con otros territorios colindantes (norte de África y sudeste del continente europeo principalmente) (Westphal *et al.*, 2022).

3.2. Redes y trilema energético

Junto con los objetivos geopolíticos mencionados en el apartado anterior, las redes energéticas contribuyen a avanzar en la solución del trilema energético. La UE reconoce la relevancia de reforzar las redes energéticas para ello. En el Plan REpowerEU,

la Comisión Europea estimó que se necesitan 600 000 M€ de inversión en la próxima década únicamente en la red eléctrica (transporte, distribución y almacenamiento) para cumplir con los objetivos anteriores en el contexto generado tras la «desconexión energética» de Rusia (European Commission, 2022a). Además, deberán dedicarse recursos financieros a reforzar las redes gasistas, desplegar nuevas instalaciones de GNL y crear las infraestructuras necesarias para impulsar la cadena de valor del hidrógeno verde.

Para avanzar en los objetivos marcados en REPowerEU y evitar cuellos de botella que pongan en peligro los objetivos marcados para 2030, a finales de noviembre de 2023 la Unión Europea lanzó un plan de acción para las redes, *Grids, the Missing Link – An EU Action Plan for Grids* (European Commission, 2023a), que busca acelerar las inversiones en las redes energéticas y su transformación en redes más descentralizadas, digitalizadas y flexibles. Este plan para el despliegue de inversiones en redes, que se apoya también en otras estrategias y normativas europeas (reglamento TEN-E, nueva directiva de energía renovable, *Net-Zero Industry Act* y reforma del diseño del mercado eléctrico), busca acelerar la implementación de los proyectos de interés común, mejorar la planificación integrada y la coordinación de las redes energéticas, fomentar un uso más eficiente de las redes mediante nuevas tarifas adaptadas a redes inteligentes y a nuevas tecnologías, facilitar la financiación de las inversiones y fortalecer las cadenas de valor, y armonizar los requisitos de fabricación de componentes de las redes.

3.2.1. Descarbonización y lucha contra la amenaza climática

El desarrollo de las redes energéticas es una condición *sine qua non* para avanzar en la transición sostenible, ya que facilita la reducción de las emisiones de GEI y los impactos medioambientales asociados al consumo de energía.

En los próximos años, las redes eléctricas deberán expandirse (y actualizarse) de forma significativa para acomodar la generación de energía renovable (principalmente eólica y fotovoltaica) que permita cubrir el incremento del consumo de electricidad necesario para alcanzar las cero emisiones netas y limitar el incremento de la temperatura media del planeta a niveles razonables (IEA, 2023a). Este mayor consumo de electricidad estará asociado al despliegue a escala global de los vehículos eléctricos (en el trans-

porte ligero, por ejemplo) y de otras tecnologías eléctricas (como las bombas de calor en el sector residencial o los hornos y calderas eléctricos en los sectores industriales), y a nuevos usos de la electricidad (por ejemplo, para realizar electrolisis en instalaciones de producción de hidrógeno verde).

La Comisión Europea estima que el incremento de la demanda de electricidad podría alcanzar el 60 % hasta 2030 y que la capacidad de generación renovable podría aumentar hasta en 600 GW en ese periodo, incluyendo la conexión de más de 300 GW de eólica marina (European Commission, 2023a).

Según BNEF, deberán invertirse más de 21 billones de dólares en redes hasta 2050 para alcanzar globalmente las cero emisiones netas en esa fecha (BNEF, 2023). Una parte importante de estas inversiones (entre un tercio y la mitad) deberán llevarse a cabo en lugares del planeta distintos de la UE, EE. UU., China o la India. En conjunto, esto implicará doblar en esa fecha la longitud de las redes actuales y destinar una parte muy relevante de las inversiones (casi un cuarto) a la digitalización de los sistemas de transporte y de distribución.

El objetivo es avanzar en la automatización y bidireccionalidad de toda la red eléctrica, en especial en la de la red de distribución (particularmente en la de baja tensión), que deberá disponer de herramientas de operación para hacer frente a escenarios operativos más complejos y sujetos a desequilibrios puntuales entre oferta y demanda en nodos concretos de la red debido al despliegue masivo de recursos energéticos distribuidos, a la aparición de prosumidores, etc.

En el ámbito de la red de transporte serán necesarias fuertes inversiones en interconexiones entre sistemas eléctricos vecinos y conexiones con los parques de energía eólica marina. También se necesitarán otras inversiones de refuerzo para mantener el equilibrio entre los distintos sistemas de distribución embebidos o para unir grandes centros de consumo de energía con lugares con una ventaja comparativa en la producción de energía eléctrica renovable a bajo coste (por ejemplo, el Sáhara).

Además de facilitar la penetración de energía eléctrica renovable, las redes energéticas actuales pueden dar soporte al despliegue de nuevas soluciones energéticas que permitan acelerar la reducción de las emisiones de GEI, en especial en el caso de sectores difíciles de descarbonizar como es el caso de muchos sectores industriales. Por ejemplo, las redes de gas natural pueden

facilitar la participación de otras energías renovables (como el biogás o el biometano) en la matriz energética y dar un impulso a la descarbonización de determinadas actividades industriales con hidrógeno renovable.

Además, alcanzar todos estos objetivos implicará integrar de manera efectiva las distintas redes energéticas. La estrategia de integración del sistema energético de la UE de 2020 (European Commission, 2020a) apuesta por la planificación y el funcionamiento coordinados del sistema energético en su conjunto, incluyendo múltiples vectores energéticos, infraestructuras y sectores de consumo. Esto se lograría incrementando la circularidad del sistema energético en conjunto (limitando las pérdidas de energía —calor residual—, maximizando el aprovechamiento de todos los recursos energéticos —incluidos los residuos—, etc.); fomentando la electrificación de consumos finales donde sea eficiente y viable (mediante vehículos eléctricos, bombas de calor, hornos eléctricos); utilizando combustibles renovables alternativos (incluyendo el hidrógeno) para cubrir las actividades donde la electrificación no sea viable; e incrementando la multidireccionalidad del sistema energético para fomentar el papel activo de los consumidores (a través de la inyección de biometano proveniente de residuos orgánicos, servicios *vehicle-to-grid*, etc.).

3.2.2. Impacto sobre la competitividad de las economías

El desarrollo de las redes energéticas para dar respuesta a los retos energético-medioambientales tendrá un impacto directo sobre la competitividad (económica) de las distintas economías a través de varias vías.

Las redes energéticas son un factor crítico para la determinación de precios de la energía y de costes energéticos competitivos para los distintos agentes ya que definen los sistemas físicos en los que se desarrollan los mercados energéticos (sistemas eléctricos más mallados y mejor interconectados tenderán a formar zonas de mercado de mayor extensión y con mayor liquidez); facilitan la importación de combustibles fósiles (petróleo, gas natural o GNL, carbón) en áreas geográficas con menos recursos propios; permiten la integración eficiente de energías renovables y de otros recursos energéticos distribuidos (gestión activa de la demanda, almacenamiento distribuido, etc.); ofrecen mecanismos de eficiencia y flexibilidad (compartiendo recursos entre sistemas adyacentes a través de las interconexiones para miti-

gar las puntas de precios en situaciones de escasez de oferta o facilitando la provisión de servicios complementarios al menor coste); y posibilitan el despliegue de alternativas energéticas limpias para la industria y para otros sectores clave en la economía.

Por lo tanto, en general los sistemas energéticos con redes con mayor cobertura geográfica, más malladas, resilientes, flexibles e interconectadas darán lugar a combinaciones energéticas y a mercados de energía que inducirán el menor coste de suministro posible para los hogares y las empresas. Este ha sido uno de los pilares de la política europea de desarrollo del mercado interior de energía y de las infraestructuras asociadas al mismo.

Por ejemplo, el fuerte incremento de los precios de la energía durante la crisis energética de 2021-2022 fue uno de los factores (junto con las restricciones en las cadenas de suministro globales) que impactó de forma negativa en la producción industrial europea (Chiacchio *et al.*, 2023). Además, la evidencia empírica sugiere que, en situaciones de precios de la energía elevados, las importaciones de bienes y de servicios sustituyen a la producción autóctona, especialmente en los sectores industriales intensivos en energía (químico, producción de minerales no metálicos, industrias del metal y del papel, etc.) que conforman la base de la estructura económica en muchas regiones europeas. Otros estudios muestran una relación negativa entre *shocks* al alza en los precios de la energía y la productividad de las empresas (André *et al.*, 2023).

En la Unión Europea, el impulso a la integración de los mercados energéticos ha dado lugar a una mayor convergencia de los precios del gas natural y de la electricidad entre los distintos sistemas energéticos nacionales en las dos últimas décadas (European Commission, 2020b), aunque aún hay camino por recorrer (Cassetta *et al.*, 2022). Esto ha tenido un efecto positivo sobre la competencia en los mercados de bienes y servicios de la Unión Europea (al reducir el impacto de los costes energéticos como inductores de competitividad de las empresas en distintos países).

Pese a ello, las diferencias de precios entre sistemas energéticos son aún bastante significativas, lo que sugiere que habría grandes ganancias en el bienestar social si aumentara la capacidad de interconexión entre los sistemas eléctricos y entre los sistemas gasistas nacionales en la UE. Por ejemplo, Dimopoulos *et al.* (2023) estiman que el valor de la capacidad de interconexión

eléctrica en el sistema europeo se multiplicó por seis durante la última crisis de precios energéticos (entre el primer semestre de 2021 y el segundo semestre de 2022) y que, dado el potencial de arbitraje de precios entre mercados existente, las grandes inversiones en interconexiones se amortizarían en unos pocos años.

Las diferencias en los precios de la energía en distintos sistemas energéticos no solo afectan a la competitividad de las economías a través de los costes de operación. Barteková y Ziesemer (2019) encuentran que los precios elevados de la energía tienen un efecto negativo sobre la inversión extranjera directa. Además, los costes energéticos también influyen en la ubicación de las empresas y de las industrias (Mengher, 2020).

De esta manera, el acceso a energía de bajo coste (y limpia) se convierte en un importante inductor de competitividad en el proceso de transición hacia las cero emisiones netas. Este efecto se verá reforzado a media que la tendencia global a poner en marcha mecanismos para fijar el precio de las emisiones de CO₂ se vaya consolidando (World Bank Group, 2023).

Sin duda, en este contexto las redes energéticas tendrán un papel crítico en el desarrollo de la competitividad de los territorios. Day (2022) argumenta que las barreras al transporte de energía renovable (asociadas a la configuración de las redes eléctricas) alteran la dinámica de la localización industrial y proporcionan una ventaja competitiva a las regiones que cuentan con abundantes recursos energéticos renovables de bajo coste. El desequilibrio geográfico en la ubicación de los recursos energéticos limpio también genera, para garantizar el acceso a «energía limpia asequible», el reto adicional de equilibrar los objetivos de equidad y justicia social con la necesidad de reforzar la seguridad de suministro (especialmente tras la invasión de Ucrania por parte de Rusia) e, incluso, de alcanzar un mejor posicionamiento en el mapa geopolítico global (Kuzemko *et al.*, 2023).

Las implicaciones geopolíticas sugieren que adoptar una posición de liderazgo en el desarrollo de las nuevas redes energéticas integradas será beneficioso para cualquier economía. Desde el punto de vista de la UE, esto no solo implica seguir avanzando en la construcción del mercado interior a partir de unas redes energéticas robustas, sino también reforzar las interconexiones con otros sistemas energéticos vecinos (mediante la adopción de una visión de desarrollo de *hubs* energéticos regionales de

gran escala) y la conectividad del sistema energético europeo en general.

En opinión de Westphal *et al.* (2022), la electricidad debe tener un papel protagonista en la política exterior europea asegurando el liderazgo de la UE en la promoción de sistemas interconectados de gran escala y favoreciendo la adopción de las normas y los estándares europeos no solo para facilitar la integración de los sistemas energéticos y económicos, sino también para crear ventajas competitivas tecnológicas e industriales para las empresas y las cadenas de valor europeas.

3.2.3. Seguridad del suministro energético

El desarrollo de redes energéticas integradas, digitales, flexibles, resilientes y con interconexiones robustas entre sistemas energéticos vecinos también contribuirá al tercer pilar del trilema —la seguridad del suministro energético— y, desde el punto de vista geopolítico, a la seguridad de los países.

Las nuevas redes energéticas inteligentes e integradas incrementarán la resiliencia de los sistemas energéticos y su capacidad de respuesta a situaciones de estrés en los mercados globales, regionales y locales debidas a desequilibrios significativos entre oferta y demanda, a eventos desfavorables relacionados con el cambio climático (por ejemplo, líneas o gasoductos dañados por algún evento meteorológico) o a otro tipo de situaciones con efectos potencialmente muy negativos para una economía (ciberataques o ataques físicos contra las infraestructuras, etc.)⁶.

Además de incrementar la eficiencia agregada (y, por tanto, el suministro energético con el menor coste), la interconexión entre sistemas energéticos vecinos (y una operación coordinada eficiente)⁷ es una vía obvia para incrementar la seguridad del suministro energético a través de la diversificación de las fuentes de suministro y de nuevas herramientas de flexibilidad que permiten

⁶ FSR (2023) resume algunos de los eventos disruptores que han afectado a las redes gasistas en la UE en los últimos años, incluyendo las acciones de Rusia, el sabotaje del gasoducto Nord Stream 1, eventos meteorológicos, fallos operativos, desconexiones de flujos en interconexiones por impagos, etc. Recientemente, en octubre de 2023, se produjeron sabotajes a infraestructuras energéticas (gasoducto de interconexión BalticConnector) y de comunicaciones (cables submarinos que conectaban Estonia con Finlandia y Suecia) (Chiappa, 2023).

⁷ Ver ACER (2022), p. 24.

importar energía en momentos de déficit (y exportarla cuando sobra en un sistema).

En un sentido más general, la conectividad⁸ de un país (incluyendo sus redes energéticas) complementa su poder terrestre, marino y aéreo. Por otro lado, debido a su impacto sobre la economía y sobre todas las dimensiones del funcionamiento de un país y de una sociedad modernos, el control sobre las infraestructuras y las redes energéticas resulta vital para la seguridad nacional y para generar poder e influencia en la escala global (IRENA, 2019).

Estos potenciales efectos de distinto signo dan lugar a una fuerte tensión entre el objetivo de mantener la soberanía energética⁹ y el de mejorar la seguridad del suministro a través de la cooperación y la integración con sistemas energéticos vecinos.

En el caso de la Unión Europea, parece difícil argumentar que la integración de los sistemas energéticos a través de redes e infraestructuras mejor interconectadas no haya mejorado la seguridad del suministro energético.

La crisis energética de 2021-2022 en la UE ofrece un buen ejemplo de cómo un conjunto de redes e infraestructuras conectadas y resilientes pudieron dar respuesta a un *shock* de oferta de excepcional magnitud y con un elevado daño potencial para las economías europeas como fue el corte progresivo de suministro de gas natural hacia el oeste desde Rusia desde finales de 2021. En el verano de 2022 la crisis energética motivada por la caída de los flujos de gas natural desde Rusia se vio amplificada por los problemas del parque de centrales nucleares en Francia, que

⁸ Para la Comisión Europea, «...La conectividad tiene que ver esencialmente con las redes. Pueden ser conexiones de transporte: por aire, tierra o mar. La conectividad puede consistir en redes digitales: móviles o fijas, de cables o con satélites, de la red troncal de internet a la última milla. La conectividad también incluye las redes y flujos de energía: desde el gas, incluido el gas natural licuado (GNL), hasta las redes eléctricas, desde las energías renovables hasta la eficiencia energética. Por último, la conectividad tiene una dimensión humana muy evidente: desde la cooperación en educación, investigación e innovación hasta los viajes y el turismo...» (European Commission, 2018, traducción propia).

⁹ El carácter estratégico de las redes energéticas es la razón más importante por la que, en los últimos años, distintos países han bloqueado el control por parte de la empresa estatal china State Grid de activos y empresas relevantes en países como Australia (AusGrid), Bélgica (Eandis) o Alemania (50Hertz) (IRENA, 2019) aún a costa de renunciar a determinadas inversiones en activos relevantes para esos sistemas energéticos o a mejorar la capacidad económico-financiera de las empresas de redes.

pasó de ser exportadora a importadora de electricidad¹⁰. Estos dos eventos crearon una situación generalizada de escasez y de precios elevados de la energía en todos los países europeos.

Para Zachmann (2023), la crisis se superó gracias a una masiva reordenación de los flujos energéticos, al reequilibrio entre la oferta y la demanda de energía a gran escala a partir de las señales de los precios de mercado, a las políticas de coordinación que permitieron acelerar el llenado de los almacenamientos de gas natural para hacer frente al invierno de 2022-2023 y a la construcción exprés de nuevas infraestructuras de GNL.

Todos estos factores apuntan a que las redes energéticas fueron los principales artífices del éxito de esta estrategia de respuesta al actuar como facilitadoras del funcionamiento eficiente de los mercados mayoristas (ACER, 2022) —en especial de los mecanismos de flexibilidad como los servicios complementarios y de gestión de restricciones en el caso de la electricidad, o de los mecanismos de balance en el caso del gas natural— y abrir nuevas opciones de suministro de energía (gas natural o electricidad) hacia los sistemas que sufrieron los peores episodios de escasez (como Alemania en el caso del gas natural o Francia en el caso de la energía eléctrica).

En el caso del gas natural, las redes energéticas existentes en Europa occidental (figura 5) permitieron articular una estrategia de llenado rápido de almacenamientos subterráneos en 2022, lo que, junto con otras medidas orientadas a la diversificación de los suministros de GNL y a la reducción de la demanda de gas natural, generó en muy poco tiempo alternativas al suministro desde Rusia.

En el caso de la electricidad, el desarrollo del mercado interior de electricidad, facilitado por las interconexiones entre sistemas eléctricos vecinos, no solo permitió superar en Francia una de las peores crisis de suministro de su historia —el nivel de disponibilidad del parque nuclear en el verano de 2022 fue el menor en más de 30 años—, sino que ha impulsado la puesta en marcha de políticas para el despliegue acelerado de energías renovables en

¹⁰ En particular, más de la mitad de los 56 reactores nucleares estaban parados a mediados de agosto de 2022 en Francia debido a paradas programadas, condiciones atmosféricas adversas (temperaturas o sequía) y problemas diversos con componentes clave de las centrales relacionados con corrosión y otras cuestiones (GRS, 2023; Murray, 2023). Como consecuencia de esta situación, Francia pasó de ser exportador neto de electricidad (+44 TWh en 2021) a importador neto (-16 TWh en 2022).

- el impulso de las redes europeas de hidrógeno de acuerdo con la estrategia de hidrógeno (2020) y la estrategia de integración de los sistemas energéticos (2020);
- la desconexión total de los suministros de gas natural desde Rusia (aún no alcanzada);
- la sincronización de los sistemas bálticos y su plena integración en el sistema eléctrico de la UE;
- la exploración de nuevas interconexiones eléctricas (Ucrania, Moldavia, Marruecos).

4. Retos y riesgos asociados al desarrollo de las nuevas redes energéticas

4.1. Principales retos y riesgos

La futura evolución de las redes energéticas europeas para alcanzar la mejor solución posible del trilema energético cumpliendo con objetivos geopolíticos relevantes como los analizados en la sección anterior se enfrenta a múltiples retos financieros, regulatorios, políticos, sociales, técnicos y geoestratégicos que resumimos en la tabla 1.

Retos	Riesgos asociados a no superar el reto
Financiación adecuada del desarrollo de las redes	Cuellos de botella en la penetración de tecnologías limpias
Marcos normativos y regulatorios eficientes	Cuellos de botella en la penetración de energías renovables y de otros recursos energéticos distribuidos Mayores costes de suministro a medio plazo
Cambio efectivo de la matriz energética (aceleración de la electrificación y avance en el uso final de otras energías renovables)	Activos varados si la transición no es ordenada Mayores costes de suministro a medio plazo Dificultad para reducir las emisiones de manera significativa en los próximos diez años
Interconexión con sistemas energéticos adyacentes	Pérdida de soberanía energética Menor seguridad de suministro Mayores costes del suministro energético y del proceso de descarbonización
Mayor integración entre sistemas energéticos	Mayores costes de suministro y del proceso de descarbonización Ineficiencia en el uso de recursos energéticos (insuficiente circularidad, etc.)

Reto	Riesgos asociados a no superar el reto
Avance de la digitalización	Ciberriesgos en sectores críticos (energía, telecomunicaciones, transporte) Mayores costes de operación de las redes y los sistemas energéticos
Diversificación de los sistemas energéticos nacionales y regionales	Menor seguridad de suministro por mayor probabilidad de eventos disruptivos
Protección de los sistemas de infraestructuras	Vulnerabilidad ante ataques terroristas
Innovación asociada a redes inteligentes y a tecnologías de consumo limpias	Dificultad para integrar recursos energéticos distribuidos (electricidad), nuevas energías y vectores renovables (gases verdes, hidrógeno) y otros recursos energéticos (calor, residuos)
Planificación coordinada de las redes	Incremento de los costes de suministro Duplicación de activos
Apoyo social al despliegue de infraestructuras	Cuellos de botella en la penetración de energías renovables Retrasos en la descarbonización del sistema energético

Tabla 1. Principales retos y riesgos asociados al desarrollo de las redes energéticas Fuente: elaboración propia

Desde el punto de vista de las implicaciones geopolíticas cabe analizar algunos de estos retos y riesgos con más detalle, en particular los asociados a la transición energética y a la ciberseguridad.

Hay dos aspectos que deben destacarse. En primer lugar, la interconexión física entre sistemas energéticos incrementa el potencial alcance geográfico de interrupciones significativas en el suministro de energía o en los mercados energéticos, en especial en un contexto de mayor penetración de energías renovables (Vakulchuk *et al.*, 2020). Además, la integración de sistemas energéticos distintos (electricidad, gas natural, calor, hidrógeno...) implica que estas interrupciones tendrán impacto en múltiples sectores y áreas de la economía. Esto obliga a los países a adoptar una visión conjunta sobre cómo afrontar la seguridad física y digital de las infraestructuras críticas, y a establecer cortafuegos adecuados para evitar el contagio geográfico y multisectorial de problemas graves de suministro de energía.

Otros riesgos derivados de la transición energética, también con implicaciones geopolíticas, tienen que ver con los desequilibrios

(temporales y/o geográficos) entre la oferta y la demanda de energía como consecuencia de niveles insuficientes de inversión (debido, por ejemplo, a señales o incentivos inadecuados), de un desarrollo lento de las tecnologías más disruptivas, de un mal diseño de las políticas energético-climáticas o de cuellos de botella en la penetración de energías renovables asociados a una expansión ralentizada de las redes energéticas. Estas deberán desarrollarse de forma ordenada y teniendo en cuenta la mayor complejidad del sistema energético del futuro, caracterizado por múltiples interacciones entre combustibles sólidos (biomasa), líquidos y gaseosos, y electricidad (IEA, 2021).

Pese a ello, la balanza se inclina del lado de continuar avanzando en la transición sostenible bajo una visión de integración entre sistemas energéticos con el objetivo de generar mayor eficiencia, facilitar el cambio en las matrices energéticas y diversificar las fuentes del suministro de energía.

Giuli y Oberthür (2023) argumentan que el posicionamiento geopolítico de la UE mejorará en una economía global con tecnologías limpias y cero emisiones netas frente a la situación actual de dependencia de los combustibles fósiles. Este planteamiento es también compartido por IRENA (2019).

Por otro lado, la tendencia de «desglobalización» en marcha genera oportunidades industriales, pero también riesgos climáticos asociados a la «carrera verde» (acceso a materiales críticos, desarrollo de nuevas tecnologías y conocimientos, necesidades de financiación a gran escala, etc.) e, incluso, riesgos de grandes apagones y problemas de suministro en sistemas energéticos o ataques cibernéticos. El agresivo posicionamiento de China en las principales cadenas de valor de materias primas críticas para la transición sostenible y tierras raras es un claro ejemplo de la relevancia geoestratégica de estos materiales y de cómo están reconfigurando la geopolítica de la energía a escala global (Meidan, 2023; Andrews-Speed, 2023).

Pese a los riesgos que implica la mayor dependencia de materiales críticos y tierras raras, la UE dispone de herramientas para gestionarlos (Giuli y Oberthür, 2023), lo que incluye la reducción de la demanda energética a través de una mayor eficiencia, la economía circular, las políticas tecnológicas e industriales orientadas al desarrollo de cadenas de valor relevantes (almacenamiento de energía eléctrica, hidrógeno, etc.), la explotación de recursos naturales en suelo europeo y el fortalecimiento de las

relaciones con «naciones amigas» para diversificar los aprovisionamientos e importaciones desde el exterior.

El desarrollo de políticas industriales proteccionistas en la UE, una coordinación adecuada de estas y relaciones equilibradas con China y con otros países relevantes en las cadenas de valor de materias primas críticas para la transición son algunos de los retos a los que se enfrenta la economía europea.

El problema de la ciberseguridad¹² en el sector energético es otro de los riesgos que han aflorado con toda crudeza en los últimos tiempos, convirtiéndose en un aspecto crítico a la hora de definir estrategias geopolíticas de interconexión e integración de las redes energéticas en un contexto en el que la digitalización es imparable en toda la cadena de valor de la energía. Existen ya ejemplos de la gravedad de los ataques cibernéticos en el sector energético como los ataques a subestaciones eléctricas en Ucrania en 2015 y 2016, el intento que se produjo en 2022 (previo a la invasión por parte de Rusia) (O'Neill, 2022) o el ataque al gasoducto Colonial en EE. UU. en 2021 (Vasquez, 2022). Recientemente se produjo un ataque cibernético a las instalaciones de residuos nucleares de Sellafield, en el Reino Unido (Isaac y Lawson, 2023).

Por lo tanto, la posibilidad de que se utilice la disrupción del suministro energético (u otro tipo de amenazas sobre activos críticos) mediante ciberataques como un arma estratégica es real y tiene claras implicaciones geoestratégicas y militares.

Fang *et al.* (2023) analizan los posibles escenarios derivados del plan de los países bálticos (BRELL) de sincronizar su sistema eléctrico con el de la Unión Europea y desconectarlo del sistema eléctrico ruso. Su análisis sugiere que, en el futuro, la capacidad de control sobre la red eléctrica y la instalación de sistemas de respaldo tendrán un papel muy relevante en los sistemas energéticos regionales y, en el caso de la relación entre la Unión Europea y Rusia, con implicaciones para la OTAN.

Para dar respuesta a este tipo de amenazas se están diseñando y comenzando a aplicar estrategias multidimensionales (militares, digitales, etc.). En la UE, la macroestrategia *EU Security Union Strategy* (European Commission, 2020b), lanzada en 2016, pone a la ciberseguridad y la protección de activos críticos en el centro de las medidas orientadas a garantizar la seguridad de las

¹² Ver Ayerbe (2020).

infraestructuras y de las comunicaciones en el sector energético (y en otros sectores). Además, la UE está trabajando en una política de ciberseguridad de amplio alcance (European Commission, 2022b) para estrechar la cooperación entre agentes militares y civiles, mejorar el conocimiento, la inteligencia y las capacidades sobre ciberseguridad, invertir en el desarrollo de nuevas tecnologías y fomentar el diálogo y la cooperación con aliados y socios relevantes.

4.2. Cómo avanzar en el desarrollo de redes energéticas en la UE

En vista del reto mayúsculo que supone para la UE desplegar las redes energéticas y alcanzar una solución adecuada al trilema energético y a los desafíos geopolíticos, cabe preguntarse cómo pueden diseñarse políticas de desarrollo de las redes de gas natural, hidrógeno y electricidad en la UE que sean compatibles entre sí evitando contradicciones que minen su eficiencia.

El problema surge porque la actividad de desarrollo de las redes energéticas es, normalmente, un monopolio natural. Por ello, su planificación es responsabilidad de las autoridades regulatorias y legislativas de cada Estado miembro pese a la existencia de legislación¹³ y estrategias «paraguas» en la UE claramente orientadas a la interconexión de los sistemas energéticos, la creación del mercado interior de la energía (Parlamento Europeo, 2023) y la integración de los distintos sistemas energéticos (electricidad, gas natural, hidrógeno, calor, residuos...), y apoyadas por la visión agregada de las asociaciones de operadores de redes ENTSO-E y ENTSO-G en los planes de desarrollo de las redes, que se publican cada dos años, para los siguientes diez años (TYNDP).

En la actualidad, la coordinación de todos estos esfuerzos en el ámbito de la UE se lleva a cabo en grupos específicos dedicados a la planificación de infraestructuras como los grupos de políticas regionales TEN-E, en otros grupos de alto nivel relevantes (CESEC, BEMIP, South-West Europe, NSEC), en el Grupo de Coordinación del Gas o en la plataforma de GNL. Además, la UE pide a los Estados miembros que alineen sus planes de recupe-

¹³ El artículo 194 del Tratado de Funcionamiento de la UE establece competencias de la UE en materia de política energética como el establecimiento de estrategias y políticas sobre transición energética, la eficiencia energética, el desarrollo de redes energéticas integradas para interconectar los distintos sistemas energéticos nacionales o la seguridad del suministro energético. Sin embargo, cada Estado miembro es libre de impulsar sus propias combinaciones energéticas.

ración y resiliencia con los objetivos de REPowerEU (European Commission, 2022a).

Sin embargo, en la práctica el desarrollo de las redes (siempre dentro de las directrices europeas) es responsabilidad de las planificaciones nacionales, lo que conlleva problemas geopolíticos intracomunitarios y problemas de coordinación y alineamiento. Algunos casos paradigmáticos de estas fricciones de carácter estratégico son las distintas visiones sobre la energía nuclear o el hidrógeno en países tan relevantes en la UE como Francia o Alemania. Incluso el desarrollo de las energías renovables se ha producido en los últimos años a diferente velocidad en distintos países en función de sus intereses nacionales.

¿Cómo avanzar entonces en el desarrollo de redes energéticas europeas modernas, resilientes y que permitan cumplir con todos los objetivos comentados?

Autores como Pepe (2022) apuestan claramente por continuar reforzando la cooperación entre los Estados miembros de la UE (y también entre las regiones) en torno a los grandes objetivos de la UE (creación de un mercado interior de la energía real, refuerzo de las interconexiones entre sistemas nacionales, exploración de socios energéticos potenciales entre terceros países, impulso de proyectos de interés común que estén sujetos en la menor medida posible al juego de los intereses nacionales, etc.) y por trabajar en el diseño y la aplicación de mecanismos de gobernanza flexibles y eficientes.

La creciente importancia de la conectividad de las redes energéticas en la UE y la necesidad de garantizar una mayor resiliencia y protección del sistema energético europeo, puestos de manifiesto durante la crisis energética de 2021-2022, requerirá esfuerzos de coordinación entre los distintos países en los ámbitos económico-financiero, diplomático e incluso militar (para la protección adecuada de las infraestructuras críticas en las redes comunes). El enfoque en el desarrollo industrial y la generación de ventajas competitivas frente a otras regiones competidoras (China, EE. UU.) a partir de un sistema de innovación efectivo es otro de los ingredientes del éxito de este proceso (Westphal *et al.*, 2022).

Sin embargo, pese a tener claros los objetivos, los retos y los riesgos asociados (como muestra el reciente Plan de Acción de Redes, de noviembre de 2023), todavía no existe una gobernanza energética integral en la UE debido a las tensiones entre

los distintos niveles de toma de decisión. El desarrollo coordinado de las redes energéticas requerirá (Pepe, 2022):

- reforzar las bases de un acuerdo amplio sobre política energética en la UE con dos líneas de acción: (a) interna (financiación a gran escala de infraestructura energética, con énfasis en las redes eléctricas y en la infraestructura de gas natural e hidrógeno) y (b) externa (impulsando una aproximación pragmática a las relaciones energéticas y tecnointerindustriales con EE. UU. y China);
- incorporar la dimensión militar en la seguridad energética teniendo en cuenta la protección de infraestructuras críticas (gasoductos submarinos, grandes parques eólicos marinos, etc.);
- explorar grandes acuerdos energético-climáticos con distintos socios que combinaran múltiples aspectos clave (energías renovables, gas natural, hidrógeno renovable, minerales críticos, redes energéticas, cadenas de valor de tecnologías limpias, etc.);
- impulsar las interconexiones eléctricas y de hidrógeno mejorando los mecanismos de gobernanza regional.

4.3. Situación actual y perspectivas de las redes energéticas en España

En este apartado analizamos, de forma somera, la situación actual de las redes energéticas (electricidad, gas natural e hidrógeno) en España y los desarrollos previstos para los próximos años. Además, llevamos a cabo una valoración de los principales riesgos de carácter geopolítico relacionados con la configuración de las redes energéticas.

La evolución de las redes energéticas en España en las últimas décadas ha buscado dar respuesta a una situación caracterizada por el relativo aislamiento geográfico del sistema energético peninsular y la extrema dependencia energética de combustibles de origen fósil (principalmente petróleo y sus derivados, y gas natural) que generó consecuencias económicas relevantes tras las crisis globales del petróleo de 1973-74 y 1979-80.

La necesidad de sustituir, en la medida de lo posible, el petróleo y sus derivados¹⁴ dio lugar a una estrategia energética (Plan

¹⁴ Ver una referencia a ese proceso en Jiménez (2006).

Energético Nacional de 1975) basada en el impulso de la penetración del gas natural¹⁵ en la matriz energética, la expansión de la energía nuclear y el uso del carbón para la producción de electricidad (Sudrià, 2006). El Plan Energético Nacional de 1983 incluyó la moratoria nuclear (con un parque operativo de 7800 MW), un enfoque en la reducción del consumo de energía primaria y final, y la preferencia por el gas natural y el carbón (nacional) frente al petróleo en la producción de energía eléctrica. En 1985 se firmó el *Protocolo de intenciones para el desarrollo de la industria del gas en España*. Finalmente, el Plan Energético Nacional de 1991 impulsó de forma definitiva el desarrollo de las infraestructuras de gas natural en España, entre las que destaca el gasoducto del Magreb, que entró en operación en 1996.

A finales de los años 90 se impulsaron las leyes de liberalización de los sectores eléctricos y gasista y comenzó el despegue, inicialmente lento, de las energías renovables¹⁶ con la aprobación del Plan de Fomento de las Energías Renovables en 1999. La década de los 2000 se caracterizó por el progresivo crecimiento del sector gasista, por la entrada de ciclos combinados en la combinación de generación de energía eléctrica¹⁷ y por un decidido apoyo a las energías renovables (en especial con la aprobación del Real Decreto 436/2004). Esta apuesta por el crecimiento del gas natural y las energías renovables buscaba alcanzar objetivos estratégicos tan variados como la reducción de la dependencia energética del exterior, el incremento de la diversificación de las fuentes de suministro de gas natural, la mejora de los resultados medioambientales del sector eléctrico o el desarrollo de industria autóctona especializada en las nuevas fuentes de energía renovable.

Las sucesivas olas de planificación de las redes energéticas eléctrica y gasista fueron reflejando esta estrategia de diversificación «gas natural más renovables». En el sector eléctrico, según datos de Redeia, la longitud de la red de transporte, que ya superaba los 29 000 km en 1994 (con más de 38 000 MVA de capacidad de transformación), alcanzó más de 45 000 km y 94 000 MVA

¹⁵ El consumo de gas natural en España comenzó a finales de los años 60 en algunas actividades industriales. En 1969 comenzó a importarse GNL en la planta de Barcelona (*Energía y Sociedad*, s. f.).

¹⁶ Ver un análisis de la evolución histórica del sector eléctrico en España en Costa Campí (2016).

¹⁷ El primer ciclo combinado, el de San Roque (Cádiz), entró en funcionamiento en 2002.

en 2022. En el mismo periodo, la demanda en barras de central aumentó desde 146 TWh hasta 250 TWh (en 2023 cayó hasta los 244 TWh). Por otro lado, en la actualidad las redes de distribución suman en torno a un millón de kilómetros de cables (Futured, s. f.).

De acuerdo con datos de Sedigás, en el sector gasista la longitud total de los gasoductos en España alcanzó más de 15 000 km en 1991 (aproximadamente un tercio de alta presión) y continuó creciendo hasta llegar a más de 80 000 km de gasoductos de distribución y casi 14 000 km de transporte a finales de 2022. La demanda de gas natural aumentó desde unos 25 TWh en 1985 a casi 170 TWh en 2000 y más de 360 TWh en 2022.

En la actualidad, el conjunto de redes energéticas (eléctricas más gasistas) en España está caracterizado por:

- la virtual integración *de facto* con el sistema energético de Portugal (formando los mercados integrados MIBEL y MIBGAS);
- interconexiones físicas limitadas con el resto de los sistemas energéticos vecinos (Francia y Marruecos en electricidad, y Francia, Marruecos y Argelia en gas natural);
- dar soporte a un sistema eléctrico muy diversificado y con una notable penetración de energías renovables que, en 2023, cubrieron más del 50 % de la demanda total de electricidad¹⁸;
- un conjunto de aprovisionamientos de gas muy diversificado, con un peso muy relevante del gas natural licuado y con hasta seis plantas de regasificación y almacenamiento de GNL;
- el exceso de capacidad en el caso del gas natural¹⁹;
- la inexistencia de redes de hidrógeno en España con uso compartido (aunque sí algunas «dedicadas»).

El desarrollo futuro de las redes de electricidad y gas natural en España viene marcado por las directrices de los planes de diez años (TYNDP) elaborados por las asociaciones de operadores de sistemas de transporte ENTSO-E y ENTSO-G, y por las planificaciones vigentes respectivas (aprobadas por el Gobierno

¹⁸ En concreto, las energías renovables tuvieron una cuota de generación del 51 %, con más de 135 TWh. La energía eólica se ubicó en primera posición de la combinación energética con el 24 % y casi 64 TWh mientras que la energía fotovoltaica se colocó en cuarto lugar con un 12 % de cuota del total y unos 37 TWh. Entre ellas se situaron la energía nuclear y los ciclos combinados de gas natural, con cuotas del 20 % y el 17 % respectivamente.

¹⁹ La demanda en 2022 se situó un 20 % por debajo del máximo histórico de unos 450 TWh alcanzado en 2008.

en 2022 para el periodo 2021-2026, en el caso de la electricidad, y en 2008 para el periodo 2008-2016, en el caso del gas natural). Además, estas planificaciones tienen que dar cobertura a los Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima (PNIEC) que deben entregarse periódicamente a la Unión Europea.

La velocidad a la que están cambiando los escenarios energéticos previstos a medio plazo (en especial tras la invasión de Ucrania por parte de Rusia) ha dado lugar al inicio de la tramitación de una nueva planificación eléctrica para el periodo 2025-2030 y a la apertura de un proceso de actualización de la planificación eléctrica para 2021-2026 (sin esperar a la nueva planificación y con el objetivo de facilitar el desarrollo de proyectos de descarbonización de la industria, de producción de hidrógeno verde, de integración de energía renovable y de almacenamiento y conexión de nuevos puntos de consumo, como los centros de datos).

La reciente revisión del PNIEC 2021-2030 muestra cómo están cambiando algunos de los objetivos energéticos²⁰ para los próximos años a medida que aumenta la presión (en la UE y en todo el planeta) por reducir de manera efectiva las emisiones de GEI y alcanzar otros objetivos energéticos.

Por ejemplo, en el borrador de PNIEC publicado a principios de 2020 (MITECO, 2020) se incluían niveles de potencia instalada eólica, fotovoltaica y almacenamiento (incluyendo bombeo) para 2030 de 50,3 GW, 39,2 GW, 6,8 GW y 12,0 GW respectivamente. Estos valores se incrementaron en 11,7 GW, 37,2 GW y 6,0 GW en el borrador publicado en junio de 2023 (MITECO, 2023).

El PNIEC de enero de 2020 también preveía incrementar la interconexión eléctrica del sistema español para cumplir con los objetivos establecidos en el ámbito de la UE mediante una nueva interconexión con Portugal que permitiría aumentar la capacidad de intercambio hasta 4200 MW (sentido Portugal) y 3500 MW (sentido España) en 2025, y nuevas interconexiones con Francia²¹

²⁰ El borrador de PNIEC 2021-2030, publicado en junio de 2023, endurece los objetivos energético-climáticos en línea con los planes europeos Fit for 55 y REPowerEU: 32 % de reducción de emisiones de GEI respecto de 1990 (vs. 23 % en el PNIEC de 2020); 48 % de cuota de renovables en el uso final de la energía (vs. 42 %); 44 % de mejora de la eficiencia energética en términos de energía final (vs. 39,5 %); 81 % de cuota de energía renovable en la generación de energía eléctrica (vs. 74 %); y reducción de la dependencia energética hasta el 51 % (vs. 61 %).

²¹ En concreto, la conexión submarina entre Aquitania y el País Vasco (cuya construcción se inició en diciembre de 2023); la interconexión entre Aragón y el departamento de Pirineos Atlánticos y la interconexión entre Navarra y el departamento de Landas.

que aumentarían la capacidad de interconexión en ambos sentidos hasta 5000 MW en 2025 y 8000 MW en 2030. Estos objetivos no se modificaron en el nuevo PNIEC, que sí aumenta el objetivo de interconexión hasta el 15 % de la capacidad instalada (vs. 10 % en el anterior plan).

Además, el PNIEC de junio de 2023 incluye objetivos explícitos para el desarrollo del hidrógeno verde (hasta 11 GW de capacidad de electrolisis frente a 4 GW en la Hoja de Ruta del Hidrógeno Renovable en España de 2020), la cuota del hidrógeno entre los combustibles renovables de origen no biológico en el ámbito industrial (74 % del total frente a un 25 % en la hoja de ruta) y el desarrollo del Corredor Ibérico del Hidrógeno (H2MED), que unirá Portugal, España y Francia a través de una red de hidroductos con interconexiones entre Celorico da Beira (Portugal) y Zamora, por un lado, y entre Barcelona y Marsella, por otro. El tramo español se estructura en dos ejes (Cantábrico-Nordeste-Mediterráneo y Oeste-Sur) conformado por las infraestructuras de los distintos «valles de hidrógeno» regionales (el vasco, el aragonés, etc.) que, en muchos casos, serán desarrolladas como proyectos de interés europeo.

Dado este contexto de las redes energéticas en España, ¿cuáles son las principales oportunidades y riesgos a los que se enfrenta el sistema energético español desde el punto de vista geopolítico?

Entre las oportunidades, pueden mencionarse:

- la disponibilidad de energía limpia, el gran potencial de desarrollo de las energías renovables más maduras (en especial la eólica y la fotovoltaica) y su impacto a medio y largo plazo sobre los costes energéticos en el sistema ibérico tanto en la competitividad del país en conjunto como en las empresas intensivas en energía eléctrica en particular;
- la capacidad de desarrollo tecnoindustrial y el potencial posicionamiento competitivo de empresas industriales españolas punteras en múltiples cadenas de valor relacionadas con las tecnologías limpias en diversos sectores (energía, movilidad, industria) tal y como demuestra la gran demanda de financiación de proyectos innovadores bajo los distintos PERTES (Gobierno de España, 2023) y la participación de empresas españolas en proyectos de interés común;
- el potencial desarrollo de un sector del hidrógeno renovable pujante en la Unión Europea que podría permitir poner en valor muchos de los recursos energéticos de la península, una

- parte de los activos de gas natural y la nascente cadena de valor del hidrógeno renovable en España;
- el *momentum* político favorable al incremento de la capacidad de las interconexiones con Francia y Portugal tras la firma de un memorando de entendimiento entre los tres Gobiernos y la Comisión Europea en diciembre de 2023 (European Commission, 2023b) que extiende el alcance de los trabajos del High Level Group on Interconnections for South-West Europe para elaborar planes de acción enfocados a incrementar la capacidad de interconexión eléctrica, desplegar energías renovables *on-* y *off-shore* y otras infraestructuras relacionadas, y desarrollar la infraestructura de hidrógeno, lo que incluye el almacenamiento y la capacidad de electrolisis;
 - los potenciales beneficios futuros de desarrollar nuevas conexiones energéticas (o fortalecer las actuales) con el norte de África, lo que incluye la puesta en valor de los recursos solares y de la potencial capacidad de producir hidrógeno renovable de bajo coste;
 - la existencia de un conjunto de infraestructuras de electricidad, gas natural y GNL plenamente operativas que podrían, bajo determinadas circunstancias en el mercado global y europeo, permitir capitalizar situaciones de desequilibrios entre oferta y demanda de energía eléctrica y gas natural entre distintas regiones en el planeta, y entre España y el resto del continente europeo;
 - la ubicación geográfica, que genera ventajas competitivas respecto de otros países europeos en la relación energética con territorios como el norte de África o la cuenca atlántica en general.

Los riesgos específicos²² y de carácter geopolítico relacionados con las infraestructuras y las redes energéticas en España (y en la península ibérica en general) principalmente se refieren a:

- la posibilidad de que se ralenticen o no se materialicen las conexiones con Francia, lo que disminuiría la capacidad de poner en valor los activos energéticos de la península en momentos de escasez de energía en Europa continental y mantendría el relativo aislamiento eléctrico del sistema peninsular;

²² No se evalúan aquí otros riesgos sistémicos, mencionado en el apartado 4.1, como terrorismo contra los activos, ciberataques, riesgos asociados a materias primas críticas y tierras raras, aceptación social de infraestructuras, insuficiente coordinación con otros países, etc.

- el retraso tanto en el desarrollo de una regulación favorable para la integración efectiva de mecanismos de flexibilidad en el sector eléctrico como en la adaptación de infraestructuras de gas natural;
- la potencial generación de activos varados (en especial en las redes de gas natural) si se mantiene a la baja la demanda de gas natural y no se materializan otras alternativas que puedan incrementar el valor de estos activos (crecimiento de la cadena de valor del biogás, *blending* de hidrógeno en las redes de gas natural, etc.);
- la potencial existencia de activos varados en la cadena de valor del hidrógeno si se desarrollan infraestructuras y la demanda de hidrógeno no crece lo suficiente (por ejemplo, porque no se produzcan los desarrollos tecnológicos y las reducciones de costes esperadas en la propia cadena de valor del hidrógeno o porque las alternativas energéticas que compiten con el hidrógeno en los distintos usos finales —electricidad, biocombustibles de tercera generación, etc.— continúen materializando avances tecnológicos y de costes);
- la excesiva dependencia de las importaciones de GNL en caso de conflicto con Argelia.

5. Conclusiones

Las redes energéticas de un país (y las infraestructuras en general) son activos esenciales para alcanzar objetivos clave de las sociedades modernas, como garantizar la competitividad de la economía y el bienestar de la sociedad, avanzar en la descarbonización y reforzar su seguridad.

Disponer de redes energéticas robustas, malladas, integradas y que incluyan las tecnologías digitales más avanzadas favorece la creación de ventajas competitivas para las empresas y la economía así como una mejor posición geopolítica. Por su estrecha relación con todas las dimensiones de la geopolítica (geográfica, política, económica, militar, tecnológica, cultural) son elementos centrales y críticos de las estrategias globales de los países y las regiones.

En la actualidad, las redes energéticas afrontan su mayor transformación desde la Segunda Guerra Mundial, cuando comenzaron a desarrollarse las redes de hidrocarburos a escala global. Lo hacen, además, en un contexto global complejo con profundos procesos de transición en marcha (transición energéti-

co-medioambiental, nuevas tecnologías limpias, digitalización, redefinición de la globalización, reconfiguración de la geopolítica de la energía) y retos globales de primera magnitud (amenaza climática y necesidad de alcanzar acuerdos globales, conflictos bélicos en marcha o potenciales —Líbano, Irán, Sahel, Pakistán, Taiwán—, polarización ideológica y por bloques, corrientes de desglobalización y proteccionismo, «carrera verde» entre regiones, etc.).

El cambio de las redes energéticas debido al avance del proceso de descarbonización hacia redes inteligentes, digitalizadas, interconectadas y que integren todos los recursos energéticos y fuentes de flexibilidad plantea importantes ventajas en términos geoestratégicos y contribuirá a encontrar una solución al llamado «trilema energético». Entre estas ventajas pueden citarse el aprovechamiento y la integración de recursos renovables domésticos en el sistema energético, una mayor eficiencia, la diversificación de las fuentes de aprovisionamiento energético, la reducción de la dependencia exterior de combustibles fósiles, una mayor resiliencia de los sistemas energéticos, un mayor control sobre infraestructuras críticas para la economía y una base para el desarrollo de tejido industrial especializado en tecnologías y soluciones limpias.

Sin embargo, la transición energética también implica nuevos desafíos geoestratégicos. Por un lado, el avance de la digitalización conlleva riesgos crecientes de ciberseguridad, tanto en lo referente a la red energética como al usuario (dispositivos de consumo, transporte, etc.). Por otro lado, la creciente dependencia de la UE (y de otras regiones del mundo) de la importación de materias primas y de minerales críticos, muchas de cuyas cadenas de valor están bajo control de China, plantea desafíos geopolíticos de primer orden y está dando lugar a una reconfiguración de las reglas y de las relaciones de la geopolítica de la energía.

La cuestión de la ciberseguridad y el terrorismo enfocado en activos físicos lleva los riesgos geopolíticos desde la gran escala (cortes de suministro desde países exportadores de petróleo y gas natural, ataques a grandes infraestructuras de transporte entre países) a un ámbito más local (regiones, países) y a la pequeña escala (el nivel de la distribución y las *smart grids*, de las empresas, del consumidor).

Además, desde hace años se observa una tendencia al desarrollo de grandes *hubs* energéticos de carácter regional o continental

(Norteamérica, China y Asia, la Unión Europea). La estrategia china de desarrollar grandes redes energéticas a escala continental y de generar posiciones de control estratégico en sistemas energéticos en todo el planeta (a través de iniciativas como la *Belt & Road Initiative* o el plan *Global Energy Interconnection* de China State Grid) pone de manifiesto la relevancia económica, tecnológica, comercial, industrial, política, cultural e incluso militar de controlar grandes redes energéticas e imponer estándares técnicos, operativos, tecnológicos, digitales y de comunicaciones.

Por tanto, los distintos riesgos geopolíticos generan tensión entre la tendencia a la interconexión de los sistemas energéticos y a la adopción de posiciones hegemónicas (a través del control de las redes energéticas y digitales) en grandes sistemas energéticos, y las tendencias a desandar una parte del camino de la globalización y a reconfigurar las cadenas de suministro globales y las relaciones entre países, regiones y bloques.

Esta cuestión es muy relevante para la UE, que deberá decidir si continúa expandiendo sus redes energéticas hacia territorios vecinos como el norte de África o los territorios de Eurasia más allá de las fronteras tradicionales de «Europa» en el sudeste del continente en su búsqueda no solo de beneficios en términos energéticos, sino también de un posicionamiento industrial y tecnológico que dé respuesta a la estrategia china.

La UE debe continuar trabajando para diseñar e implementar estrategias integrales para las redes energéticas que permitan afrontar los múltiples retos mencionados en este capítulo, para aprovechar las oportunidades económicas y tecnoindustriales asociadas y para mitigar y gestionar muchos de los riesgos asociados a cuestiones como: la necesidad de realizar cuantiosas inversiones en las redes (y en actividades de I+D+i) bajo una planificación eficiente y coordinada para garantizar el éxito de la transición hacia una economía con cero emisiones netas; el cambio de la matriz energética y las decisiones estratégicas sobre nuevas fuentes de energía y nuevos vectores energéticos como los gases verdes (biogás, biometano, hidrógeno verde) evitando la aparición de activos varados; la captura de los beneficios de avanzar en la interconexión intra UE (y con otras regiones) y de la integración de redes de distintos recursos energéticos; la garantía de la seguridad física y digital de las infraestructuras; el fortalecimiento de los mecanismos de gobernanza y cooperación en la UE para adoptar decisiones eficientes desde el punto de vista geopolítico; la facilitación, mediante un desarrollo y adap-

tación adecuados de las redes energéticas, del posicionamiento y liderazgo de la industria europea de tecnologías limpias en la «carrera verde» con EE. UU. y China; y la búsqueda de grandes acuerdos energético-climáticos con socios adecuados que abarquen múltiples aspectos relacionados con las energías renovables, el gas natural, el hidrógeno renovable, las materias primas y minerales críticos, las interconexiones energéticas con terceros sistemas o las cadenas de valor de tecnologías limpias.

Por último, en el caso de España, revisado de manera breve en este documento, cabe señalar que dispone de un conjunto de redes energéticas robusto y avanzado (como en el área de la digitalización y la automatización de la red eléctrica), aunque su sistema energético (con un nivel relativamente elevado de diversificación) está expuesto a riesgos debido a dos grandes fuentes de vulnerabilidad: las (aún) limitadas interconexiones con el resto del continente europeo y la gran dependencia exterior de combustibles fósiles. Para hacer frente a estas debilidades, en los próximos años será importante hacer realidad los distintos proyectos de interconexión que se están planteando (especialmente en electricidad e hidrógeno) en el marco de los proyectos de interés común y capitalizar la oportunidad que supone el *Memorando de Entendimiento* firmado en diciembre de 2023 entre los Gobiernos de Francia, Portugal y España, y la Comisión Europea. Por otro lado, resulta esencial garantizar un marco regulatorio adecuado para la expansión de las redes energéticas y una planificación coordinada y flexible que permita extraer el valor de los recursos energéticos renovables de los que dispone la península ibérica. Definir una estrategia de cooperación energética de amplio calado con el norte de África y en la cuenca atlántica también puede generar réditos económicos y geopolíticos importantes para España en el medio y largo plazo.

Bibliografía

- ACER. (2022). *ACER's Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design. April 2022* [en línea]. ACER. [Consulta: 2024]. Disponible en: https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/Final_Assessment_EU_Wholesale_Electricity_Market_Design.pdf
- André, C., Costa, H., Demmou, L. y Franco, G. (2023). Rising energy prices and productivity: short-run pain, long-term gain? [en línea]. *OECD Economics Department Working Papers*,

175. París, OECD Publishing [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://doi.org/10.1787/2ce493f0-en>
- Andrews-Speed, P. (2023). Critical minerals for the low-carbon energy transition: why China matters [en línea]. *OIES Forum*, 137, 10-13. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2023/08/OEF-137.pdf>
- Associated Press. (2023). The bridge to Crimea is crucial to Russia's war effort in Ukraine and to asserting Moscow's control [en línea]. *Associated Press*. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://apnews.com/article/russia-crimea-ukraine-kerch-bridge-c3759176ab015796a1e21ca82f19e0c9>
- Aranzadi, C. (2023). Introducción. En *Energía y Geoestrategia 2023* [en línea]. Madrid, Instituto Español de Estudios Estratégicos, Ministerio de Defensa. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://www.ieee.es/Galerias/fichero/cuadernos/ENERGEO23/ENERGEO2023.pdf>
- Augustine, D., Toussaint-Comeau, M., Wheat, C. y Okoro, E. (2018). Cultural Affinity, Institution Stability, and Geographic Distance in Cross-Border Peer-to-Peer Micro-Lending [en línea]. *Journal of Business & Economic Policy*, 5 (4). [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://doi.org/10.30845/jbep.v5n4p4>
- Ayerbe, A. I. (2020). *La ciberseguridad en el sector energético* [en línea]. ARI, 3, Real Instituto Elcano. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://media.realinstitutoelcano.org/wp-content/uploads/2021/11/ari3-2020-ayerbe-la-ciberseguridad-en-el-sector-energetico.pdf>
- Banco Mundial (s. f.). *Africa Electricity Grids Explorer* [en línea]. Banco Mundial. [Consulta: 12 de diciembre de 2023]. Disponible en: <https://africagrid.energydata.info/>
- Barteková, E. y Ziesemer, T. H. W. (2019) The impact of electricity prices on foreign direct investment: evidence from the European Union [en línea]. *Applied Economics*, 51 (11), pp. 1183-1198. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://doi.org/10.1080/00036846.2018.1524983>
- BloombergNEF. (2023). *Global Net Zero Will Require \$21 Trillion Investment In Power Grids*. [en línea]. BNEF. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://about.bnef.com/blog/global-net-zero-will-require-21-trillion-investment-in-power-grids>

- Campos, A. & Fernandes, C. P. (2017). The Geopolitics of Energy. En C. P. Fernandes & T. Ferreira Rodrigues (eds.), *Geopolitics of Energy and Energy Security* [en línea], IDN Cadernos, n.º 24. Lisboa, Instituto da Defesa Nacional. [Consulta: 2024]. Disponible en: https://run.unl.pt/bitstream/10362/41897/1/cf_ac_tfr_geopoliticsofenergy_2017.pdf
- Cassetta, E., Nava, C. R. y Zoia, M. G. (2022). A three-step procedure to investigate the convergence of electricity and natural gas prices in the European Union [en línea]. *Energy Economics*, 105, 105697. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2021.105697>
- Chiacchio, F., De Santis, R. A., Gunnella, V. y Lebastard, L. (2023). *How have higher energy prices affected industrial production and imports?* [en línea]. ECB Economic Bulletin, 1. [Consulta: 2024]. Disponible en: https://www.ecb.europa.eu/pub/economic-bulletin/focus/2023/html/ecb.ebbox202301_02~8d-6f1214ae.en.html
- Chiappa, C. (2023). Estonia says damage to Baltic Sea pipeline, cables is all linked [en línea]. *Politico*. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://www.politico.eu/article/baltic-sea-balticconnector-pipeline-damage-estonia-sweden-finland-kaja-kallas>
- Cornell, P. (2019). Energy Governance and China's Bid for Global Grid Integration [en línea]. *EnergySource Blog*. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://www.atlanticcouncil.org/blogs/energysource/energy-governance-and-china-s-bid-for-global-grid-integration/>
- Costa Campi, M. T. (2016). Evolución del sistema eléctrico español (1975-2015) [en línea]. *Revista ICE*, 889-890, pp. 139-156. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://diposit.ub.edu/dspace/bitstream/2445/126604/1/666417.pdf>
- Day, C. J. (2022) The re-emergence of transport costs as an influence on industrial location within a low carbon economy [en línea]. *Australasian Transport Research Forum 2022 Proceedings*, 28-30 September, Adelaide, Australia. [Consulta: 2024]. Disponible en: https://australasiantransportresearchforum.org.au/wp-content/uploads/2022/05/ATRF2022_Resubmission_47.pdf
- Dimopoulos, G., Heussaff, C. y Zachmann, G. (2023). *The massive value of European Union cross-border electricity transmission* [en línea]. Bruegel. [Consulta: 2024]. Disponible en:

<https://www.bruegel.org/analysis/massive-value-europe-an-union-cross-border-electricity-transmission>

Energía y Sociedad. (s. f.). *Breve historia del gas natural en España* [en línea]. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://www.energiaysociedad.es/manual-de-la-energia/1-1-breve-historia-del-gas-natural-en-espana/>

European Commission.

- (2018). *Explaining the European Union's approach to connecting Europe and Asia* [en línea]. [Consulta: 2024]. Disponible en: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/MEMO_18_5804
- (2020a). *Communication From The Commission To The European Parliament, The Council, The European Economic And Social Committee And The Committee Of The Regions Powering a climate-neutral economy: An EU Strategy for Energy System Integration. COM/2020/299 final* [en línea]. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=COM:2020:299:FIN>
- (2020b). *EU Security Union Strategy: connecting the dots in a new security ecosystem* [en línea] [nota de prensa]. [Consulta: 2024]. Disponible en: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_20_1379
- (2020c). *2020 report on the State of the Energy Union pursuant to Regulation (EU) 2018/1999 on Governance of the Energy Union and Climate Action - Annex 1. COM(2020) 950 Final* [en línea]. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2020%3A950%3AFIN>
- (2022a). *Commission staff working document implementing the REPower EU Action Plan: investment needs, hydrogen accelerator and achieving the bio-methane targets accompanying the document Communication From The Commission To The European Parliament, The European Council, The Council, The European Economic And Social Committee And The Committee Of The Regions REPowerEU Plan. SWD/2022/230 final* [en línea]. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=SWD%3A2022%3A230%3AFIN>
- (2022b). *Questions and Answers: The EU Policy on Cyber Defence* [en línea]. [Consulta: 2024]. Disponible en: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/QANDA_22_6643
- (2023a). *Communication From The Commission To The European Parliament, The Council, The European Economic And So-*

- cial Committee And The Committee Of The Regions Grids, the missing link - An EU Action Plan for Grids. COM/2023/757 final* [en línea]. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52023DC0757>
- . (2023b). *Memorandum of Understanding on a new, extended scope of the High Level Group on Interconnections for South-West Europe* [en línea]. [Consulta: 2024]. Disponible en: https://energy.ec.europa.eu/system/files/2023-12/Signed_MoU_HLG%20SWE.pdf
- European Council. (2023). *Infographic - Net-zero industry act: a benchmark for the manufacturing capacity of strategic net-zero technology products* [en línea]. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://www.consilium.europa.eu/en/infographics/net-zero-industry-act/>
- European Hydrogen Backbone. (2023). *Implementation Roadmap — Cross-Border Projects and Costs Update. November 2023* [en línea]. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://ehb.eu/files/downloads/EHB-2023-20-Nov-FINAL-design.pdf>
- Fang, S., Myers, A., Loch-Temzelides, T. P. y Lo Prete, C. (2023). *Electricity grids and geopolitics: A game-theoretic analysis of the synchronization of the Baltic States' electricity networks with Continental Europe* [en línea]. [Consulta: 2024]. Disponible en: <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.4644564>
- Farrell, A. E., Zerriffi, H. y Dowlatabadi, H. (2004). Energy Infrastructure and Security. *Annual Review of Environment and Resources* [en línea], 29 (1), pp. 421-469. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://www.annualreviews.org/doi/pdf/10.1146/annurev.energy.29.062403.102238>
- Fernández, J. y Larrea, M. (2023). *Estrategias regionales de transición energética y descarbonización. Revisión de los casos de Grand Est/Grand Reims, Escocia, Renania del Norte-Westfalia y «regiones energéticas» en los Países Bajos* [en línea]. Cuadernos Orkestra, 07. San Sebastián, Orkestra-Instituto Vasco de Competitividad. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://doi.org/10.18543/JYCM4230>
- Fernández, J. y Menéndez, J. (2019). *Las redes inteligentes y el papel del distribuidor de energía eléctrica* [en línea]. Cuadernos Orkestra, 54. San Sebastián, Orkestra-Instituto Vasco de Competitividad. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://www.orkestra.deusto.es/es/investigacion/publicaciones/informes/cuadernos-orkestra/1716-redes-inteligentes-papel-distribuidor-energia-electrica>

- (2023). *Desarrollo del sistema de hidrógeno en el País Vasco en el medio plazo* [en línea]. Cuadernos Orkestra, 03. San Sebastián, Orkestra-Instituto Vasco de Competitividad. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://www.orkestra.deusto.es/es/investigacion/publicaciones/informes/cuadernos-orkestra/2572-230021-desarrollo-sistema-hidrogeno-pais-vasco-medio-plazo-2>
- FSR. (2023). *Security of Supply: Gas* [en línea]. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://fsr.eui.eu/security-of-supply-gas/>
- Futured. (s. f.). 8 cifras clave de las redes eléctricas en España [en línea]. *Futured*. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://www.futured.es/las-redes-electricas-espana/>
- Gas Infrastructure Europe. (2023). *System Development Map 2021-2022* [en línea]. GIE [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://www.gie.eu/publications/maps/system-development-map/>
- Giuli, M. y Oberthür, S. (2023). Assessing the EU's Evolving Position in Energy Geopolitics under Decarbonisation [en línea]. *The International Spectator*, 58 (3), pp. 152-170. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://doi.org/10.1080/03932729.2023.2199648>
- Gobierno de España. (2023). *Transición Ecológica concede 635 millones a más de un centenar de proyectos en toda España para impulsar la transición energética* [en línea]. Gobierno de España. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://plan-derecuperacion.gob.es/noticias/transicion-ecologica-concede-635-millones-mas-100-proyectos-toda-Espana-impulsar-transicion-energetica-perte-erha-prtr>
- GRS. (2023). *Situation of the nuclear power plants in France - how has the situation evolved in our neighbouring country since the summer?* [en línea] GRS [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://www.grs.de/en/news/situation-nuclear-power-plants-france-how-has-situation-evolved-our-neighbouring-country>
- Guler, B., Çelebi, E. y Nathwani, J. (2018). A 'Regional Energy Hub' for achieving a low-carbon energy transition [en línea]. *Energy Policy*, 113, pp. 376-385. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.10.044>
- Henderson, J. y Meidan, M. (2023). Introduction - Rebalancing the Energy Trilemma. En *Key Themes for the Global Energy Economy in 2023* [en línea]. OIES Paper SP 21, Oxford Institute of Energy Studies. [Consulta: 2024]. Disponible en:

<https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2023/01/2023-Key-Themes-Global-Energy-Economy-in-2023-ET21.pdf>

HM Government. (2018). *Clean Growth. The UK Carbon Capture Usage and Storage deployment pathway. An Action Plan* [en línea]. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/5bfd760bed915d118adbb940/beis-ccus-action-plan.pdf>

Hussein, M. (2021). Mapping the world's oil and gas pipelines [en línea]. *Al Jazeera* [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://www.aljazeera.com/news/2021/12/16/mapping-world-oil-gas-pipelines-interactive>

International Energy Agency.

-. (2016). *Large-Scale Electricity Interconnection: Technology and Prospects for Cross-regional Power Networks*. [en línea] IEA [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/large-scale-electricity-interconnection>

-. (2021). *Energy Security and the Risk of Disorderly Change* [en línea]. IEA [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021/energy-security-and-the-risk-of-disorderly-change>

-. (2023a). *Electricity Grids and Secure Energy Transitions* [en línea]. IEA [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/electricity-grids-and-secure-energy-transitions>

-. (2023b). *CO₂ Transport and Storage. Tracking Clean Energy Progress 2023* [en línea]. IEA. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://www.iea.org/energy-system/carbon-capture-utilisation-and-storage/co2-transport-and-storage>

IRENA. (2019). *A New World: The Geopolitics of the Energy Transformation* [en línea]. IRENA. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://www.irena.org/publications/2019/Jan/A-New-World-The-Geopolitics-of-the-Energy-Transformation>

Isaac, A. y Lawson, A. (2023). Sellafield nuclear site hacked by groups linked to Russia and China [en línea]. *The Guardian*. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://www.theguardian.com/business/2023/dec/04/sellafield-nuclear-site-hacked-groups-russia-china>

Jensen, J. T. (2004). The Development of a Global LNG Market Is it Likely? If so, When? [en línea]. *Oxford Institute for Energy Studies*, NG 5. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2010/11/>

- NG5-TheDevelopmentofAGlobalLNGMarketIsItLikelyIfSoW-
hen-JamesJensen-2004.pdf
- Jiménez, J. C. (2006). Una década de profundas transformaciones en el sector energético. En J. L. García Delgado y Juan Carlos Jiménez (dir.), *Energía: del monopolio al mercado. CNE, diez años en perspectiva*. Cizur Menor (Navarra), Editorial Aranzadi. ISBN: 84-470-2540-3.
- Jørgensen, P. S. et al. (2023). Evolution of the polycrisis: Anthropocene traps that challenge global sustainability [en línea]. *Philosophical Transactions of the Royal Society B: Biological Sciences*, 379, 20220261. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://doi.org/10.1098/rstb.2022.0261>
- Kharbanda, V. J. (2022). Strategies to Promote Regional Power Grid Connectivity and CBET in SSWA [en línea]. *ESCAP Development Papers*, 01. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://www.unescap.org/kp/2022/strategies-promote-regional-power-grid-connectivity-and-cross-border-electricity-trade-cbet>
- Koyama, K. (2019). *Energy security and energy geopolitics* [en línea]. Japan, Institute of Energy Economics. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://eneken.ieej.or.jp/data/8373.pdf>
- Kuzemko, C., Blondeel, M., Dupont, C. y Brisbois, M. C. (2022). Russia's war on Ukraine, European energy policy responses & implications for sustainable transformations [en línea]. *Energy Research & Social Science*, 93, 102842. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.erss.2022.102842>
- Kuznetsov, S. (2022). Blast on Russia bridge to Crimea threatens Moscow supply route [en línea]. *Politico*. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://www.politico.eu/article/russia-kerch-bridge-crimea-partially-destroyed-explosion/>
- Lawson, A. (2022). £18bn project to link UK to huge wind and solar farm in Sahara delayed by a year [en línea]. *The Guardian*. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://www.theguardian.com/business/2022/dec/04/government-chaos-delays-uk-sahara-energy-link>
- Liu, H. (2023). Pipeline. *Encyclopedia Britannica* [en línea]. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://www.britannica.com/technology/pipeline-technology>
- López-Nicolás, A. (2021). *Energy Communities in EU legislation. Jornada «CE: participación ciudadana en la transición*

- energética*. Presentación del Ecosistema de apoyo, hoja de ruta, a las comunidades energéticas». Crevillent, 16 de septiembre 2021 [en línea]. [Consulta: 2024]. Disponible en: https://www.idae.es/sites/default/files/eventos/Jornada%20Comunidades%20Energ%C3%A9ticas.%2016sep2021/1-Ponencia-Europea-CE_AntonioLopezNicolas.pdf
- LSE. (2022). *What are stranded assets?* [en línea]. LSE. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://www.lse.ac.uk/granthaminstitute/explainers/what-are-stranded-assets/>
- Martin, K. (2018). *The Big Inch: Fueling America's WWII War Effort* [en línea]. Taking Measure. National Institute of Standards and Technology (NIST), United States Department of Commerce. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://www.nist.gov/blogs/taking-measure/big-inch-fueling-americas-wwii-war-effort>
- McBride, J., Berman, N. y Chatzky, A. (2023). *China's Massive Belt and Road Initiative* [en línea]. Council of Foreign Relations. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://www.cfr.org/backgrounder/chinas-massive-belt-and-road-initiative>
- Meidan, M. (2023). How China thinks about energy security under the energy transition [en línea]. *OIES Forum*, 137, pp. 6-10. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2023/08/OEF-137.pdf>
- Mengher, V. A. (2020). *The Siting of Energy Intensive Industry in the Context of the Energy Transition* [en línea]. Master thesis submitted to Delft University of Technology. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://repository.tudelft.nl/islandora/object/uuid%3AAbc99ac9b-9e45-4bad-8844-e3f957e92ab9>
- MITECO.
- . (2020). *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030. Enero 2020* [en línea]. MITECO. [Consulta: 2024]. Disponible en: https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/images/es/pnieccompleto_tcm30-508410.pdf
- . (2023). *Borrador de Actualización del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030. Junio 2023* [en línea]. MITECO. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://commission.europa.eu/system/files/2023-06/SPAIN%20-%20DRAFT%20UPDATED%20NECP%202021-2030.pdf>
- Murray, J-M. (2023). *The 2022 French nuclear outages: Lessons for nuclear energy in Europe* [en línea]. CATF. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://www.catf.us/2023/07/2022-french-nuclear-outages-lessons-nuclear-energy-europe/>

- O'Malley, M. *et al.* (2016). *Energy Systems Integration: Defining and Describing the Value Proposition* [en línea]. International Institute for Energy Systems Integration. Technical Report NREL/TP-5D00-66616. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://www.nrel.gov/docs/fy16osti/66616.pdf>
- O'Malley, I., McDermott, J. y St. John, A. (2023). Europe, US, China: Where installed the most wind and solar power in 2023? [en línea]. *Euronews*. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://www.euronews.com/green/2023/12/29/europe-us-china-where-installed-the-most-wind-and-solar-power-in-2023>
- O'Neill, P. H. (2022). Russian hackers tried to bring down Ukraine's power grid to help the invasión [en línea]. *MIT Technology Review*. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://www.technologyreview.com/2022/04/12/1049586/russian-hackers-tried-to-bring-down-ukraines-power-grid-to-help-the-invasion/>
- Paltsev, S. (2016). The Complicated Geopolitics of Renewable Energy [en línea]. *Bulletin of the Atomic Scientists*, 72 (6), pp. 390-395, [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://doi.org/10.1080/00963402.2016.1240476>
- Parlamento Europeo. (2023). *El mercado interior de la energía* [en línea]. Parlamento Europeo. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://www.europarl.europa.eu/factsheets/es/sheet/45/el-mercado-interior-de-la-energia>
- Pepe, J. M. (2023). *Geopolitics and energy security in Europe: How do we move forward?* [en línea] Friedrich-Ebert-Stiftung. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://library.fes.de/pdf-files/bueros/bruessel/19953.pdf>
- Rau, L. (2019). *On Viscous Grounds: Planning for Friction across the Trans-Alaska Pipeline, 1968-1981* [en línea]. MIT, Master's Thesis. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://dspace.mit.edu/handle/1721.1/145010>
- Scholten, D. y Bosman, R. (2016). The geopolitics of renewables; exploring the political implications of renewable energy systems [en línea]. *Technological Forecasting and Social Change*, 103, pp. 273-283. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.techfore.2015.10.014>
- Science Direct. (s. f.). *Subadditivity* [en línea]. Science Direct. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/subadditivity>

- SCIO. (2023). *The Belt and Road Initiative: A Key Pillar of the Global Community of Shared Future* [en línea]. SCIO [Consulta: 2024]. Disponible en: http://www.scio.gov.cn/zfbps/zfbps_2279/202310/t20231010_773734.html
- Smil, V. (2016). *Energy Transitions: Global and National Perspectives, 2nd Edition* [en línea]. Bloomsbury Publishing. ISBN: 9781440853241. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://www.bloomsbury.com/us/energy-transitions-9781440853241/>
- . (2020). Energy Transitions: Fundamentals in Six Points [en línea]. *Papeles de Energía*, 8. [Consulta: 2024]. Disponible en: https://www.funcas.es/wp-content/uploads/Migracion/Articulos/FUNCAS_PE/009art03.pdf
- Sudrià, C. (2006). Un bosquejo histórico de la energía en la industrialización de España. En J. L. García Delgado y Juan Carlos Jiménez (dir.), *Energía: del monopolio al mercado. CNE, diez años en perspectiva*. Cizur Menor (Navarra), Editorial Aranzadi. ISBN: 84-470-2540-3.
- SunCable (s. f.). *Our projects* [en línea]. SunCable. [Consulta: 20/12/2023]. Disponible en: <https://www.suncable.energy/our-projects>
- Vakulchuk, R., Overland, I. y Scholten, D. (2020). Renewable energy and geopolitics: A review [en línea]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 122, 109547. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109547>
- Vasquez, C. (2022). How the Colonial pipeline hack galvanized a nation at risk [en línea]. *E&E News by Politico*. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://www.eenews.net/articles/how-the-colonial-pipeline-hack-galvanized-a-nation-at-risk/>
- Westphal, K., Pastukhova, M., y Pepe, J. M. (2022). Geopolitics of electricity: grids, space and (political) power [en línea]. *SWP Research Paper*, 6. Berlín. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://doi.org/10.18449/2022RP06>
- World Bank Group. (2019). *Infrastructure Connectivity* [en línea]. WBG [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://www.oecd.org/g20/summits/osaka/G20-DWG-Background-Paper-Infrastructure-Connectivity.pdf>
- . (2023). *State and Trends of Carbon Pricing 2023* [en línea]. WBG. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://openknowledge.worldbank.org/bitstreams/bdd449bb-c298-4eb7-a794-c80bfe209f4a/download>

- World Economic Forum. (2022). *The 200-year history of mankind's energy transitions* [en línea]. World Economic Forum [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://www.weforum.org/agenda/2022/04/visualizing-the-history-of-energy-transitions/>
- Yugo, M. y Soler, A. (2019). A look into the role of e-fuels in the transport system in Europe (2030–2050) [en línea]. *Concawe Review*, 28 (1). [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://www.concawe.eu/wp-content/uploads/E-fuels-article.pdf>
- Zachmann, G. (2023). *The great 2022 European energy crisis - what actually happened and how did Europe cope?* [en línea]. Bruegel. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://bruegel-staging.sbx.so/newsletter/great-2022-european-energy-crisis-what-actually-happened-and-how-did-europe-cope-0>

Capítulo quinto

Políticas industriales verdes en un mundo en cambio: cooperación transatlántica e implicaciones globales de la *Inflation Reduction Act* y el Plan Industrial del Pacto Verde

Pau Ruiz Guix

Resumen

Impulsados por la voluntad de acelerar la transición energética como respuesta más fundamental a los problemas actuales, abordar los problemas de seguridad de la transición energética y capturar las oportunidades de crecimiento económico verde, países de todo el mundo están poniendo en marcha políticas industriales verdes y creando nuevas dinámicas geopolíticas y de competición geo-económica. La *Inflation Reduction Act* en EE. UU., que en un primer momento fue un elemento de gran tensión en las relaciones transatlánticas, ha dado lugar a la revitalización de la política industrial verde europea gracias al Plan Industrial del Pacto Verde de la Unión Europea y ha generado una serie de implicaciones globales no solo para la transición energética, sino también para el sistema multilateral en sí mismo.

El objetivo de este capítulo es analizar el auge de las políticas industriales verdes en Europa y Estados Unidos, sus objetivos compartidos y sus implicaciones globales. Para ello, el primer apartado da el contexto esencial para entender de dónde surge el impulso a las políticas industriales verdes a ambos lados del Atlántico después de la invasión de Rusia a Ucrania. A

continuación, el capítulo analiza tanto la *Inflation Reduction Act* como su respuesta europea, el Plan Industrial del Pacto Verde Europeo. A continuación analiza la justificación, el enfoque y las implicaciones de cuatro grandes objetivos compartidos a nivel transatlántico: desde diversificar cadenas de suministro de fabricación de tecnologías limpias hasta acelerar el hidrógeno verde, asegurar minerales críticos o avanzar en el despliegue de los coches eléctricos y de sus necesarias baterías. Por último, y antes de extraer conclusiones, el capítulo expone cuáles son algunas de las implicaciones globales sistémicas de esta nueva carrera de política industrial verde desde sus consecuencias para el clima, el comercio internacional, los países en desarrollo y las elecciones clave de 2024.

Palabras clave

Políticas, Dependencia, Seguridad, Cooperación, Oportunidades, Respuesta, Europa, Tecnologías, Verde, Hidrógeno.

Green Industrial Policies in a Changing World: transatlantic cooperation and global implications of the *Inflation Reduction Act* and the Green Deal Industrial Plan

Abstract

*Driven by a desire to accelerate the energy transition as the most fundamental response to current challenges, to address the security challenges of the energy transition and to capture opportunities for green economic growth, countries around the world are implementing green industrial policies, creating new geopolitical dynamics and geoeconomic competition. The *Inflation Reduction Act* in the United States, which was initially an element of great tension in transatlantic relations, has led to the revitalization of European green industrial policy thanks to the Green Deal Industrial Plan in the European Union. It also has generated a number of global implications not only for the energy transition, but for the multilateral system itself.*

*The objective of this chapter is to analyse the rise of green industrial policies in Europe and in the United States, their shared objectives and their global implications. For this, the first paragraph gives the essential context to understand where the impetus for green industrial policies on both sides of the Atlantic arises after Russia's invasion of Ukraine. The chapter discusses both the *Inflation Reduction Act* and the European response, the European Green Deal Industrial Plan. It also discusses the reason, approach, and implications of four major objectives shared at transatlantic level to diversify supply chains of clean technologies production, accelerate green hydrogen, secure critical minerals or advance the deployment of electric cars and their batteries. Finally, before drawing conclusions, the chapter explains what some of the systemic global implications of this new green industrial policy race are, from its consequences for the climate, to the international trade, developing countries and the key elections of 2024.*

Key words

Policies, Dependency, Security, Cooperation, Opportunities, Response, Europe, Technologies, Green, Hydrogen.

UN NUEVO CONTEXTO GEOPOLÍTICO DEFINE UNA NUEVA ERA DE LA POLÍTICA INDUSTRIAL VERDE EUROPEA

RUSIA

LA INVASIÓN RUSA A UCRANIA CAMBIA RADICALMENTE LA FORMA EN LA QUE LOS GOBIERNOS PIENSAN EN LA ENERGÍA Y ACELERA LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA COMO ESTRATEGIA NO SOLO CLIMÁTICA SINO DE SEGURIDAD.

EEUU

LA IRA REPLANTEA CÓMO PENSAR EN LA COMPETITIVIDAD VERDE EUROPEA EN UN MUNDO INTERCONECTADO.

CHINA

LA CONCENTRACIÓN EN CHINA DE LAS CADENAS DE VALOR DE PRODUCTOS ESENCIALES PARA LA TRANSICIÓN VERDE GENERA NUEVAS PREOCUPACIONES DE SEGURIDAD.

UNIÓN EUROPEA

PLAN INDUSTRIAL DEL PACTO VERDE:



1

ACCELERAR
LA TRANSICIÓN
ENERGÉTICA



2

ABORDAR
NUEVAS DIMENSIONES
DE SEGURIDAD EN LA
TRANSICIÓN ENERGÉTICA






3

CAPTURAR
NUEVAS OPORTUNIDADES
DE CRECIMIENTO
ECONÓMICO VERDE

LA NUEVA GEOPOLÍTICA DE LA POLÍTICA INDUSTRIAL VERDE REQUIERE MÁS COOPERACIÓN TRANSATLÁNTICA E INTERNACIONAL

COMPARACIÓN ENTRE LA IRA Y EL PLAN INDUSTRIAL DEL PACTO VERDE EUROPEO

	TECNOLOGÍA	HIDRÓGENO	VEHÍCULOS ELÉCTRICOS	MINERALES CRÍTICOS
 <p>PROBLEMAS Y OBJETIVOS COMPARTIDOS</p>	DIVERSIFICAR LAS CADENAS DE SUMINISTRO DE TECNOLOGÍAS DE ENERGÍA LIMPIA.	ACELERAR LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO LIMPIO.	ACELERAR LA COMERCIALIZACIÓN Y RECONFIGURAR LAS CADENAS DE SUMINISTRO DE LOS VEHÍCULOS ELÉCTRICOS Y DE SUS BATERÍAS.	REMODELAR LAS CADENAS DE SUMINISTRO DE MINERALES CRÍTICOS PARA REDUCIR EL RIESGO DE EXPOSICIÓN A CHINA.
 <p>SOLUCIONES SIMILARES</p>	TANTO EL IRA, CON MAS DE 60.000 MILLONES DE DÓLARES PARA ESTA CUESTIÓN, COMO EL NET ZERO INDUSTRY ACT, INTENTAN ABORDAR ESTE PROBLEMA.	AMBOS LADOS DEL ATLÁNTICO ESTÁN SUBVENCIONANDO TANTO LA ELECTRICIDAD RENOVABLE COMO LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO, CON EL IRA Y EL NUEVO BANCO DEL HIDRÓGENO EUROPEO.	TANTO EEUU COMO EUROPA SUBVENCIONAN LA COMPRA DE COCHES ELÉCTRICOS Y BUSCAN REEQUILIBRAR LAS CADENAS DE VALOR DE FABRICACIÓN DE 'VES' Y SUS BATERÍAS.	TANTO LOS REQUISITOS PARA OPTAR A UNA DESGRAVACIÓN FISCAL DEL IRA PARA 'VES' COMO LA NUEVA LEY DE MATERIAS PRIMAS CRÍTICAS EUROPEA PRETENDEN ABORDAR ESTA CUESTIÓN.
 <p>MÁS COOPERACIÓN TRANSATLÁNTICA E INTERNACIONAL NECESARIA</p>	DIVERSIFICAR CADENAS DE VALOR INTERNACIONALES, COORDINAR ESFUERZOS DE INVERSIÓN, CREAR PARTENARIADOS ESTRATÉGICOS Y COMPARTIR MEJORES PRÁCTICAS.	CREAR MERCADOS GLOBALES, FINANCIAR LA INFRAESTRUCTURA NECESARIA PARA CONECTAR A PRODUCTORES CON COMPRADORES, Y ACORDAR ESTÁNDARES Y CERTIFICACIÓN.	ACELERAR LA INVERSIÓN EN INFRAESTRUCTURA DE RECARGA, ACORDAR ESTÁNDARES INTERNACIONALES DE RECARGA, IMPULSAR LA RECICLABILIDAD, FINANCIAR INVESTIGACIÓN, COORDINAR ESFUERZOS DE INVERSIÓN PARA DIVERSIFICAR CADENAS DE SUMINISTRO.	ACORDAR UN TRATADO DE LIBRE COMERCIO DE MINERALES CRÍTICOS TRANSATLÁNTICO, ESTABLECER UNA ESTRATEGIA DE DIVERSIFICACIÓN E INVERSIÓN COMÚN, GESTIONAR POSIBLES INSTANCIAS DE COERCIÓN CHINA.

4 GRANDES RETOS:



CLIMA

ASEGURAR QUE MAYOR COMPETICIÓN GEOPOLÍTICA Y GEOECONÓMICA NO DINAMITA LAS POSIBILIDADES DE COOPERACIÓN INTERNACIONAL EN CLIMA



COMERCIO

REFORMAR EL SISTEMA MULTILATERAL DEL COMERCIO ANTE LA CRISIS CLIMÁTICA Y EL AUGE DE LAS POLÍTICAS INDUSTRIALES VERDES



DESARROLLO

DEFINIR UNA POLÍTICA INDUSTRIAL VERDE INTERNACIONAL PARA LOS PAÍSES EN DESARROLLO, ALINEANDO CLARAMENTE TRANSICIÓN CON DESARROLLO



DEMOCRACIA

ASEGURAR QUE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA Y LAS POLÍTICAS INDUSTRIALES VERDES SON JUSTAS, APOYAN A LAS COMUNIDADES LOCALES Y OBTIENEN GRAN APOYO POPULAR

1. Contexto

1.1. La crisis energética derivada de la agresión rusa a Ucrania ha dejado al descubierto la fragilidad de la era de los combustibles fósiles

La militarización del suministro de gas por parte de Rusia ha expuesto la alta dependencia europea y ha destruido la supuesta seguridad, previsibilidad y estabilidad a largo plazo en el comercio internacional de combustibles fósiles. La Unión Europea depende considerablemente de las importaciones de energía que, según Eurostat, en 2020 alcanzaron el 60 % y que, en el caso del gas natural, llega hasta el 83 %. Todos los Estados miembros de la UE son importadores netos de energía. Antes de la invasión rusa a Ucrania en 2022, la UE importaba el 45 % de su carbón, el 39 % de su gas y el 29 % de su petróleo de Rusia (Eurostat, 2023a), lo que creaba una fuerte dependencia de un solo proveedor para sus necesidades energéticas. A pesar de una leve disminución en el consumo de gas en la última década, la dependencia europea de Rusia ha aumentado debido a una menor producción nacional que se contrarrestó mediante mayores importaciones. En 2010, la cuota de Rusia en la demanda de gas de la UE era del 26 %, pero en 2021 superó el 39 %, es decir, más de 150 000 millones de metros cúbicos (IEA, 2022a). La invasión rusa de Ucrania, la militarización de los suministros energéticos y los esfuerzos de la UE por reducir su dependencia de la energía rusa llevaron a una disminución al 13 % de las importaciones de gas y al 2 % de las importaciones de petróleo de Rusia en el segundo trimestre de 2023 (figura 1). Aunque

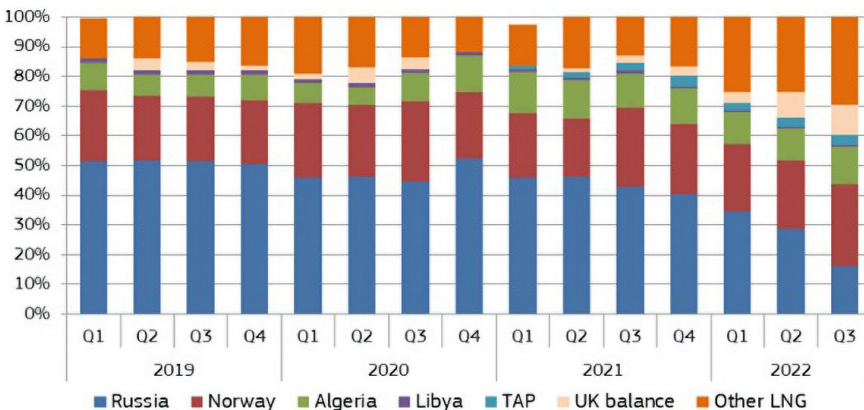


Figura 1. Porcentaje de importaciones europeas de gas por fuente incluyendo gasoductos y gas natural licuado. Fuente: Comisión Europea basado en ENTSG, publicado en el Quarterly report on European gas markets

la demanda de gas se vio compensada por el aumento del suministro de Estados Unidos, Argelia, Reino Unido y Noruega, entre otros países, y por un aumento sin precedentes de los proyectos de gas natural licuado (GNL) en todo el mundo, por primera vez desde el inicio del comercio de gas con Rusia en la década de 1960 la militarización del comercio y los contratos de gas por parte de su Gobierno han quebrantado la inviolabilidad de los contratos a largo plazo y el supuesto papel de los combustibles fósiles para garantizar la seguridad de los sistemas energéticos, lo que ha puesto de manifiesto la fragilidad de la era de los combustibles fósiles.

Un problema de seguridad de suministro de gas no es solo un problema de abastecimiento sino, y quizá más importante, uno de asequibilidad, pobreza energética y competitividad industrial.

Mientras que el precio de los recursos de combustibles fósiles experimentó un ligero aumento a partir de finales de 2021 con el repunte posterior a la pandemia, los precios del gas alcanzaron máximos históricos debido a la militarización por parte de Rusia de la dependencia del gas de la UE en 2022. Los precios TTF al contado alcanzaron una media récord de 120 €/MWh en 2022, casi ocho veces su media quinquenal durante 2016-2020 (figura 2). En España, el Mercado Ibérico del Gas (MIBGAS) pasó de algo más de 19 €/MWh entre 2016 y 2019 a superar los 200 €/MWh en varias ocasiones durante 2022. En general, entre el segundo semestre de 2021 y el segundo semestre de 2022 los precios medios de los hogares en la UE aumentaron de 23,5 € por 100 kWh a 28,4 € por 100 kWh, y los precios medios del gas de 7,8 € por 100 kWh a 11,4 € por 100 kWh en el mismo periodo (Eurostat, 2023a). Los altos precios de la energía provocaron un aumento de las tasas de pobreza energética en Europa, con un 9,3 % de la población incapaz de mantener una temperatura adecuada en sus hogares en 2022 frente al 6,9 % en 2021 (Eurostat, 2023a). España se encontró por encima de la media en este caso, con el 17,1 % de los ciudadanos con dificultades en 2022 frente al 14,2 % en 2021. El aumento de los costes del gas y la electricidad también ha afectado a la productividad y la competitividad de las industrias que hacen un uso intensivo de la energía, especialmente en los sectores químico y metalúrgico básico de los países en los que el gas tiene una mayor importancia en el sistema energético (Sgaravatti, Tagliapietra, Trasi y Zachmann, 2023), lo que ha aumentado la preocupación por la drástica pérdida de compe-

titividad global de las empresas europeas que hacen un uso intensivo de la energía en 2022.

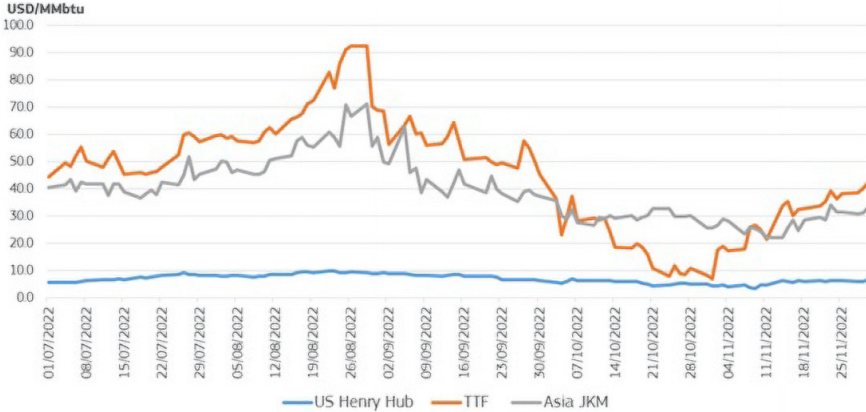


Figura 2. Precios medios diarios en el TTF, US Henry Hub y JKM índice de Referencia Asiático. Fuente: Comisión Europea basado en S&P, publicado en el Quarterly report on European gas markets

1.2. Las energías limpias se han erigido como una respuesta no solo a los imperativos de la descarbonización sino también a las necesidades de seguridad energética, equidad y competitividad

La transición energética refuerza la seguridad al permitir una menor dependencia de los combustibles fósiles importados.

La invasión rusa de Ucrania golpeó a Europa cuando los Gobiernos ya estaban debatiendo ambiciosos objetivos climáticos y de energías renovables en el marco de los planes Fit for 55. Las consecuencias para la seguridad energética y económica de la crisis dieron un impulso adicional para acelerar la transición hacia una energía limpia, que ahora no solo se considera un motor para la descarbonización, sino también una palanca clave para reducir la dependencia de los combustibles fósiles y aumentar la seguridad energética (Parlamento Europeo, 2023). La Declaración de Versalles de marzo de 2022 se centraba en gran medida en aumentar la soberanía europea en el sector energético. REPowerEU, una iniciativa que planea aumentar la cuota de renovables en el consumo final de energía hasta el 45 % así como producir e importar 10 Mt de hidrógeno verde en 2030, vinculó la soberanía energética a la consecución de los objetivos climáticos del Pacto Verde. Además, argumentó que el

plan consiste en «reducir rápidamente nuestra dependencia de los combustibles fósiles rusos, acelerando la transición limpia y aunando fuerzas para lograr un sistema energético más resistente y una verdadera Unión de la Energía» (Comisión Europea, 2022). Los objetivos interrelacionados de soberanía energética y descarbonización acelerada también fueron temas clave de los informes de prospectiva estratégica de la Comisión para 2022 y 2023 (Comisión Europea, 2023a). En definitiva y teniendo en cuenta que no solo los países europeos, sino también el 80 % de la población mundial vive en países que son importadores netos de energía (IRENA, 2022a), una mayor proporción de energía limpia producida a nivel nacional y unida a otras políticas como las de ahorro o eficiencia energética reduce la necesidad de combustibles importados y puede aumentar la seguridad, la soberanía y la diversidad.

Las energías limpias también pueden avanzar objetivos de equidad energética y competitividad industrial.

En comparación con los líderes que se enfrentaban a retos similares con los mercados mundiales de combustibles fósiles, como durante la crisis del petróleo de los años setenta, los responsables políticos actuales tienen a su disposición una gama más amplia de tecnologías limpias altamente competitivas que pueden utilizar para aumentar la seguridad energética sin sacrificar la equidad. Según un informe de la Agencia Internacional de la Energía Renovable o IRENA (2023), en el periodo comprendido entre 2010 y 2021 se produjo un cambio sísmico en el equilibrio de la competitividad entre las energías renovables y las opciones tradicionales de combustibles fósiles. Globalmente, en 2022 el LCOE medio ponderado mundial de la nueva energía solar fotovoltaica era un 29 % inferior al de la nueva opción más barata de generación de electricidad a partir de combustibles fósiles, y el de la energía eólica terrestre un 52 % inferior (figura 3). En la mayoría de las regiones afectadas, una mayor proporción de energías renovables se correlacionó con unos precios de la electricidad más bajos (IEA, 2022b), lo que contribuyó a reducir la exposición a las fluctuaciones de los precios de la energía procedentes de los mercados regionales o mundiales de combustibles fósiles (REN21, 2022). De este modo, el despliegue de tecnologías energéticas limpias no solo favorece la seguridad energética, sino que también puede reducir los precios de la energía y garantizar la competitividad a largo plazo.

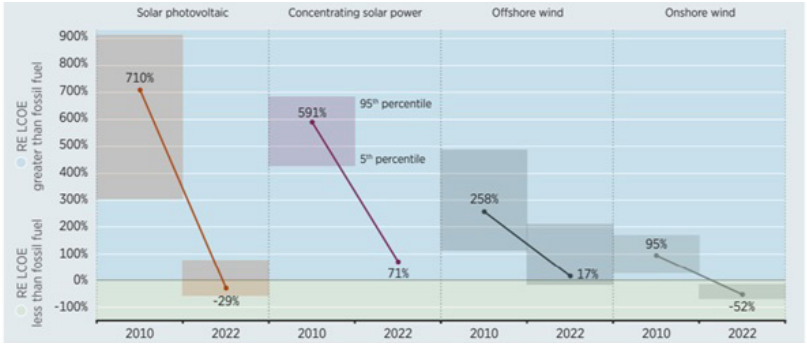


Figura 3: Cambio en la competitividad de la energía solar y eólica basado en la media global. Fuente: IRENA en Renewable Power Generation Costs in 2022

1.3. Este contexto redefine tres prioridades de política nacional e internacional que sustentan y explican el auge de la política industrial verde

- Acelerar la sostenibilidad energética. La prosperidad y la seguridad mundiales dependen de la capacidad colectiva de la comunidad internacional para mantener el aumento de la temperatura media de la superficie terrestre por debajo de 1,5 °C por encima de los niveles preindustriales, tal y como se acordó en el marco del Acuerdo de París. En la actualidad, la temperatura media ya es 1,2 °C superior a los niveles preindustriales y las emisiones de gases de efecto invernadero aún no han alcanzado su punto máximo (IEA, 2023a). A pesar de conocer las cada vez más presentes consecuencias del cambio climático (olas de calor y sequía en España y otros fenómenos extremos en el país y en todo el mundo), el planeta aún no está en la senda que le permita alcanzar los objetivos de París. Teniendo en cuenta los compromisos anunciados, la Agencia Internacional de la Energía (IEA) proyecta alcanzar los 1,7 °C en 2100 (IEA, 2023a), lo que pone de manifiesto la urgente necesidad de ampliar y acelerar la descarbonización. Considerando el papel de los sistemas energéticos en la descarbonización, en la COP28 de Dubái los líderes mundiales acordaron triplicar la capacidad de las energías renovables para 2030 y duplicar las mejoras de la eficiencia energética, dando un salto para salir de la crisis actual y reduciendo el tiempo para lograr la descarbonización como la forma más fundamental de preservar la prosperidad y la seguridad mundiales.
- Abordar las nuevas dimensiones de seguridad en la transición verde. La actual transición hacia las energías limpias conlleva nuevos riesgos para la seguridad energética y económica e incluso climática derivados de la excesiva concentración de las cadenas de sumi-

- nistro en un par de países. Para tecnologías que van desde la eólica hasta los electrolizadores, las baterías de vehículos eléctricos, las bombas de calor y los paneles solares, los tres mayores países fabricantes representan más del 70 % de la capacidad mundial, con China a la cabeza en cada ocasión (IEA, 2023b). Al mismo tiempo, los minerales críticos necesarios para la transición, que se prevén cuadruplicar en 2040 en un escenario alineado con el acuerdo de París, también se concentran en unos pocos países (IEA, 2021). Australia, Chile y China producen más del 90 % del litio mundial mientras que la República Democrática del Congo produce el 70 % del cobalto mundial, Indonesia el 30 % del níquel y Chile y Perú el 40 % del cobre. La alta concentración de estos componentes necesarios para la transición energética no solo supone un riesgo para lograr los objetivos climáticos de París, sino que también representa riesgos de seguridad energética y económica para los países que están apostando por la transición verde acelerada como palanca de crecimiento y que han convertido la diversificación en una política de alta prioridad nacional e internacional.
- Capturar las oportunidades económicas de la nueva economía verde. A medida que los países de todo el mundo comprenden la urgencia de la mitigación del cambio climático y las cuestiones relativas a la seguridad energética y económica en un nuevo mundo de tecnologías limpias, muchos países están intentando capturar no solo los beneficios relacionados con la reducción de emisiones sino también los beneficios socioeconómicos de la transición. Según la IEA (2023c), el mercado mundial de fabricación de tecnologías limpias rondará los 650 000 millones de dólares al año en 2030, lo que supone un aumento de tres veces respecto al nivel actual si los países aplican los objetivos climáticos y energéticos anunciados. Los puestos de trabajo relacionados aumentarían a catorce millones en 2030 desde los seis millones actuales y se esperan más y mayores oportunidades industriales y laborales más allá de 2030 gracias a la descarbonización acelerada.

2. El auge de las políticas industriales verdes en el espacio transatlántico

2.1. La *Inflation Reduction Act* (IRA) marca un antes y un después en la política industrial verde e impulsa una nueva política industrial europea

La *Inflation Reduction Act* (IRA) asigna nuevos fondos federales para acelerar la transición energética, reducir los costes sanitarios,

financiar el *Internal Revenue Service* y mejorar el cumplimiento de las obligaciones fiscales. La IRA movilizará alrededor de 739 000 millones de dólares, de los cuales se gastarán 433 000 millones. Casi 400 000 millones se dirigirán a iniciativas de seguridad energética y mitigación del cambio climático. Principalmente a través de créditos fiscales, la ley incentivará inversiones para aumentar la producción de electricidad limpia, trasladará la fabricación de componentes clave para la transición energética —en la actualidad controlados en gran medida por China—, acelerará la electrificación del transporte y comercializará tecnologías avanzadas como la captura de carbono y el hidrógeno limpio, entre otras (figura 4).

Además de la IRA, otras leyes e iniciativas aprobadas en EE. UU. desde 2021 buscan revitalizar la competitividad industrial americana con un enfoque claro en la transición energética. La Bipartisan Infrastructure Law, aprobada en 2021, destina una financiación total estimada en 1,2 billones de dólares durante una década, con 550 000 millones para nuevos gastos en los próximos cinco años. Estos fondos se distribuyen de modo que se destinen 284 000 millones para transporte (carreteras, ferrocarriles, aeropuertos y vehículos eléctricos, entre otros) y 266 000 millones para infraestructuras básicas (red eléctrica, agua, resiliencia y rehabilitación medioambiental). En junio de 2022, el presidente Biden utilizó la Defense Production Act (DPA) para agilizar la producción nacional de tecnologías de energía limpia, desde energía solar a transformadores y componentes de redes eléctricas, bombas de calor, aislamiento, y electrolizadores, pilas de combustible y metales del grupo del platino (PGMs). Por último, la Chips and Science Act, promul-

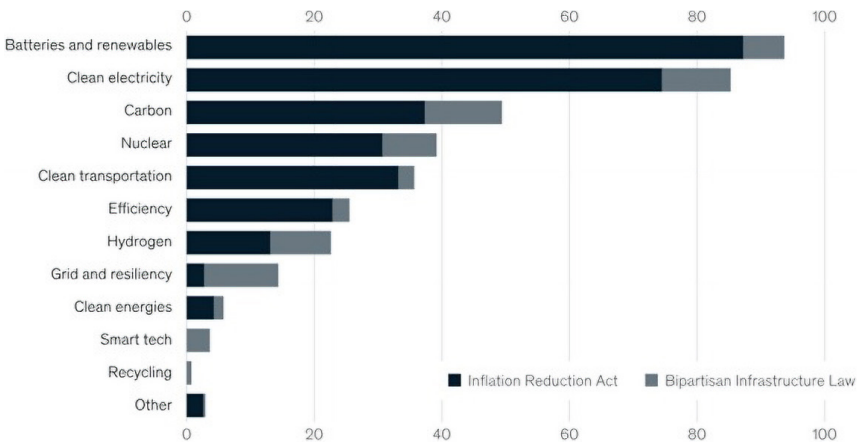


Figura 4. Financiación estadounidense en energía por temática (billones de dólares). Fuente: McKinsey

gada en agosto de 2022, busca invertir en investigación, desarrollo, ciencia, tecnología y en los trabajadores del futuro para asegurar que Estados Unidos mantenga su liderazgo en industrias emergentes como la nanotecnología, la energía limpia, la computación cuántica y la inteligencia artificial. En conjunto, estas iniciativas, cuyas prioridades se solapan parcialmente, introducen un nuevo gasto federal de dos billones de dólares en los próximos diez años.

Después de la aprobación de la IRA, la mayoría de los líderes europeos reaccionaron con temor ante la posibilidad de una desindustrialización en Europa y la percibieron como una traición injustificada por parte de su socio económico y político más importante. Este acontecimiento, que tuvo lugar en un momento particularmente delicado para la Unión Europea, en un principio los llevó a centrarse en los desafíos de la IRA en lugar de en sus oportunidades. Aunque los objetivos de la UE coinciden con los de la IRA —acelerar la transición hacia una economía verde, diversificar las importaciones desde China y capturar las oportunidades económicas de la transición—, los líderes europeos expresaron su preocupación sobre que el proteccionismo implícito en la IRA pudiera perjudicar a las empresas europeas y desplazar las inversiones verdes de la UE hacia Estados Unidos.

La UE y Estados Unidos establecieron el grupo de trabajo UE-EE. UU. sobre la IRA y utilizaron el marco del Trade and Technology Council para abordar estas inquietudes. Dada la improbabilidad de que la Casa Blanca buscara cambios legislativos y si consideramos la mayoría republicana en la Cámara de Representantes, era y es poco probable que se tomen en cuenta las consideraciones europeas. Además, el margen de maniobra de la Administración federal para proporcionar directrices de aplicación más favorables a la UE es limitado. Poco a poco, los líderes europeos comenzaron a darse cuenta de que la respuesta a la IRA debía ser, en última instancia, una respuesta doméstica.

Una respuesta más sencilla, contundente y consecuente a la IRA era celebrar sus logros —tener al socio más importante de la UE interesado en liderar en política climática y diversificar las cadenas de suministro de energía limpia en el mundo— y abordar sus retos redoblando la visión de la UE de convertirse en una potencia verde como exige la industria europea. Como destacaron a lo largo del último año políticos europeos como Bruno Le Maire y Robert Habeck, entre muchos otros, la IRA ha dado lugar a una nueva política industrial europea. En este contexto, Ursula von der Leyen anunció en enero de 2023, en el Foro Económico Mundial de Davos, la creación de un Plan de Desarrollo Industrial Verde centrado en

acelerar los procesos de concesión de permisos, adaptar las normas sobre ayudas estatales de la UE, establecer un nuevo fondo europeo llamado Fondo de Soberanía Europea, lanzar nuevas iniciativas para abordar el talento y las competencias necesarias para la transición, y promover una agenda ambiciosa de comercio justo y abierto. Así se (re)impulsó la política industrial verde europea.

2.2. La respuesta europea: el Plan Industrial del Pacto Verde

El 1 de febrero de 2023, la Comisión Europea presentó el Plan Industrial del Pacto Verde (Comisión Europea, 2023b), concebido para impulsar la competitividad de la industria verde europea, acelerar la transición energética, reducir nuevos riesgos en las cadenas de suministro necesarias para la descarbonización y capturar las oportunidades económicas de la nueva economía verde. El plan presenta dos nuevas propuestas insignia, la ley sobre la industria de cero emisiones netas (Net Zero Industry Act o NZIA) y la ley de materias primas fundamentales (Critical Raw Materials Act o CRMA), y recoge bajo el nuevo paraguas y la nueva narrativa del Plan Industrial del Pacto Verde iniciativas relevantes ya existentes, desde financiación y ayudas estatales a formación y política comercial.

«La ley sobre la industria de cero emisiones netas se plantea para proporcionar un marco normativo adecuado para aumentar la capacidad industrial de la UE en sectores clave para la transición energética» (Comisión Europea, 2023c). La propuesta crea una lista de tecnologías limpias consideradas estratégicas (desde energía solar y eólica a baterías y almacenamiento, electrolizadores y pilas de combustible, entre otras) y establece un objetivo de referencia para que la fabricación europea de estas tecnologías cubra al menos el 40 % de las necesidades anuales de la UE en 2030. La propuesta también crea un sistema de gobernanza basado en la identificación de proyectos estratégicos de cero emisiones (Net Zero Strategic Projects o NZSP) que no solo deben reducir emisiones, sino también contribuir a la competitividad y a la seguridad de abastecimiento, y una serie de instrumentos para apoyarlos: aceleración de la concesión de permisos, coordinación de la financiación privada y nuevos criterios de «sostenibilidad y resiliencia» en procedimientos de contratación pública que pueden tener un peso de hasta el 15-30 %.

«La ley de materias primas críticas crea un marco regulador para seleccionar y ejecutar proyectos estratégicos de materias primas, diversificar las importaciones de la UE, impulsar la circularidad y mejorar la capacidad de la UE para supervisar y mitigar los riesgos de interrupción del suministro» (Comisión Europea, 2023d). La ley

establece que la Unión Europea debe extraer el 10 %, reciclar el 25 % y transformar el 40 % de sus necesidades anuales de aquí a 2030 en dieciséis «materias primas fundamentales». Además, obliga a que no se importe más del 65 % del consumo anual de la UE de una materia prima estratégica de un solo país no comunitario. Por último, impulsa el papel de la sustitución al hacer que los proyectos de sustitución puedan convertirse en proyectos estratégicos, que se benefician de permisos más ágiles y de una financiación más fácil.

Otros instrumentos ya puestos en marcha también tienen un papel fundamental en la política industrial verde de la UE. REPowerEU, lanzado en mayo de 2022, desempeña un papel crucial en la optimización del uso de la energía y en la diversificación de los suministros energéticos de la UE en respuesta a la guerra en Ucrania. InvestEU respalda la inversión sostenible y la generación de empleo. Tras la IRA, la UE decidió prestar apoyo adicional a la industria mediante la flexibilización de las normas sobre ayudas estatales de la UE, para lo que transformó el Marco Temporal de Crisis de marzo de 2022 al Marco Temporal de Crisis y Transición en marzo de 2023. En paralelo, presentado antes del IRA, el Mecanismo de Recuperación y Reactivación, pieza central de NextGenerationEU, se lanzó para contrarrestar los efectos económicos de la covid-19 y cuenta con un fuerte enfoque climático para sus préstamos y subvenciones de 750 000 millones de euros.

2.2.1. Aunque la comparación es compleja, los aspectos cualitativos son más relevantes que los cuantitativos al desmarcar el enfoque americano del europeo

Se ha intentado comparar mucho la *Inflation Reduction Act* y la política industrial verde en la UE, en especial a través del nuevo abanico del Plan Industrial del Pacto Verde. Aunque proporcionar cifras exactas para comparar los dos instrumentos es muy complejo y no necesariamente completo, ya que solo se comparan políticas federales americanas con supranacionales europeas sin tener en cuenta los Estados americanos y los Estados miembro europeos, se han hecho múltiples análisis que son útiles para tener una idea general de la magnitud de los instrumentos y ahondar en sus similitudes y sus diferencias.

Las políticas industriales verdes en EE. UU. y en la UE son de cuantías similares. Según Bruegel (Kleimann *et al.*, 2023), aunque la UE no cuenta con un régimen emblemático de subvenciones verdes como la IRA, tiene multitud de iniciativas a escala comunitaria y nacional que utilizan subvenciones con fines muy

similares. Las subvenciones en ambos lados del Atlántico son de una cuantía similar excepto en la producción de energías renovables, donde las subvenciones de la UE siguen siendo mayores. Estudios del German Council of Economic Experts (2023), entre otros, también concluyen que el volumen financiero total de la IRA es comparable al volumen financiero global de los diversos programas ya puestos en marcha por la UE para alcanzar los objetivos climáticos y facilitar la transición ecológica.

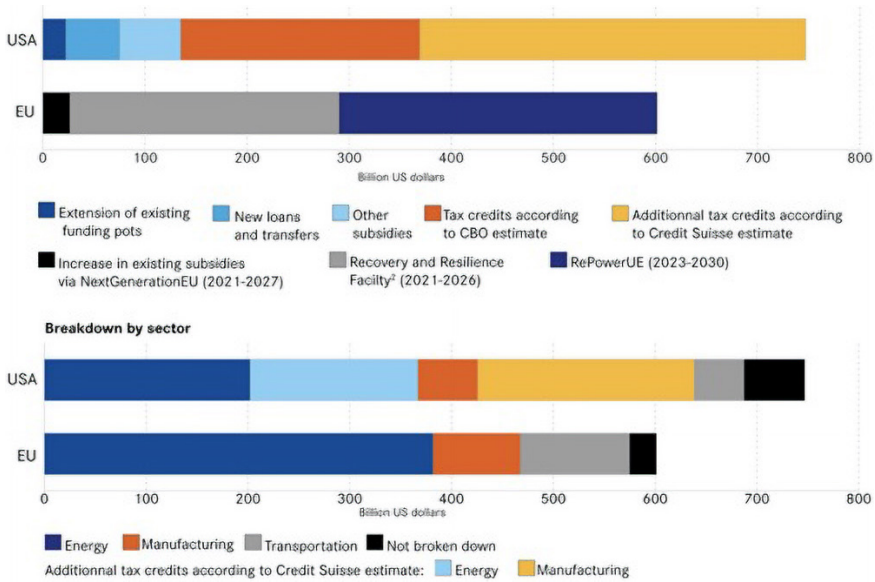


Figura 5. Comparación de las principales subvenciones verdes en EE. UU. y la UE. Fuente: German Council of Economic Experts

Sin embargo, existen importantes diferencias cualitativas entre el enfoque americano y el europeo que pueden acabar determinando la efectividad de las políticas industriales. Algunas subvenciones de la IRA discriminan a los productores extranjeros, mientras que las de la UE no lo hacen. Las subvenciones de la IRA a las tecnologías limpias están menos fragmentadas y son más sencillas y previsibles, ya que se realizan a través de créditos fiscales que cubren diez años. La mayoría de los programas de ayuda de la UE se basan en proyectos y requieren largos procedimientos de notificación y solicitud, lo que dificulta la financiación de las pequeñas y medianas empresas. En Estados Unidos, las ayudas se centran en el despliegue masivo de las tecnologías comercializables más que en la innovación, funcionan en gran medida a través del código fiscal y prestan atención a los gastos operativos, lo que envía una señal directa a los fabricantes de lo mucho que pueden

beneficiarse al trasladar las inversiones y la producción a EE. UU. Algunas de las razones de estas diferencias cualitativas se deben a la diversidad europea en cuanto a la resiliencia y la autonomía estratégica (por diferencias de estructura industrial, geografía y capacidad fiscal de los diferentes Estados miembros), a la falta de consenso en los instrumentos y los *trade-offs* de la autonomía estratégica y, sobre todo, a las limitaciones de la Comisión Europea en cuanto a política industrial (Kleimann *et al.*, 2023).

3. Un futuro compartido: objetivos estratégicos comunes y posibilidades de cooperación transatlántica derivados de las políticas industriales verdes

3.1. Diversificar las cadenas de suministro de tecnologías de energía limpia

- La excesiva concentración de la capacidad de fabricación y suministro de tecnologías de energía limpias en un solo país es un problema clave de seguridad energética tanto para la UE como para EE. UU. En la actualidad, alrededor del 90 % de la fabricación masiva de varias tecnologías clave de energía limpia se

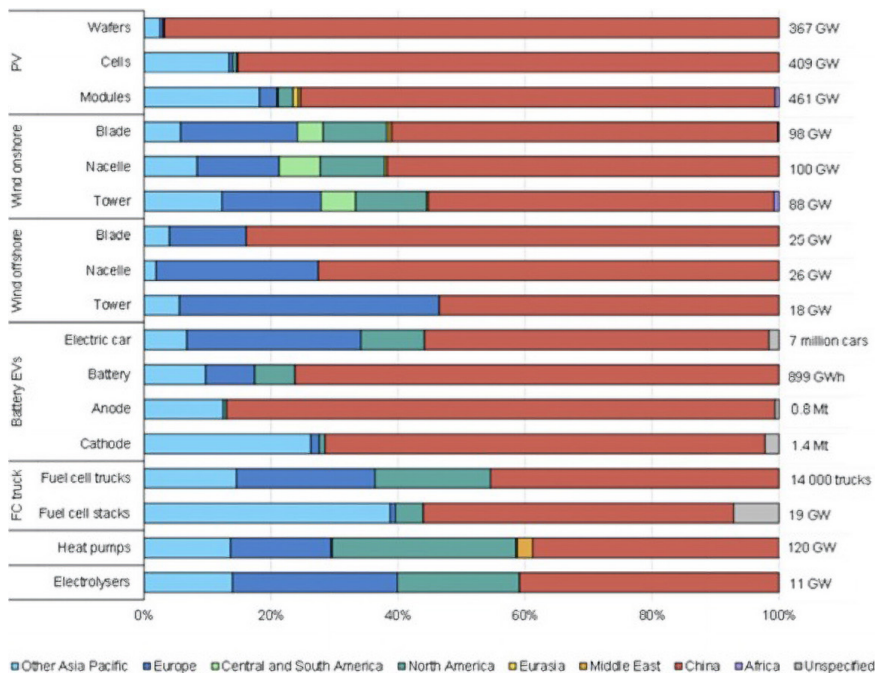


Figura 6. Distribución geográfica global de la fabricación de tecnologías clave para la transición energética. Fuente: IEA

concentra en China y en la región de Asia-Pacífico (figura 6). La concentración es especialmente problemática en el sector solar. Por ejemplo, China concentra el 79 % de la capacidad mundial de polisilicio, controla el 97 % de la fabricación mundial de lingotes y obleas, y produce el 85 % de las células solares del mundo (IEA, 2023b). En 2022, más del 96 % de las importaciones de paneles solares de la UE procedían de China (Eurostat, 2023b), que comercializó con Europa más de 25 000 millones de euros en componentes de fotovoltaica solar (García-Herrero *et al.*, 2023). En un contexto en el que los líderes mundiales acordaron en la COP28 triplicar la capacidad de energía renovable hasta 2030, un objetivo en el que la energía solar será clave, la falta de cadenas de suministro diversificadas y la excesiva dependencia transatlántica de China constituyen un problema clave de seguridad nacional, económica e incluso climática.

Tanto la IRA como el Plan Industrial del Pacto Verde Europeo pretenden abordar esta cuestión. En EE. UU., la IRA incluye más de 60 000 millones de dólares para llevar la fabricación de tecnologías de energía limpia a EE. UU. (*on-shoring*) gracias a, entre otros, créditos fiscales para inversiones en instalaciones de fabricación avanzada y créditos fiscales a la producción para la fabricación nacional de determinados componentes de energía solar y eólica. La legislación también premia el uso de componentes nacionales en proyectos de energía limpia. Combinados, los diferentes créditos fiscales de la IRA pueden llegar a reducir los costes de los módulos solares entre un 20 % y un 40 %. En Europa, la ley sobre la industria de cero emisiones netas establece como objetivo que la fabricación europea de tecnologías consideradas estratégicas cubra al menos el 40 % de las necesidades anuales de la UE en 2030, aunque se ha advertido de que esto no tiene en cuenta el coste de la autosuficiencia, la aplicación del mismo objetivo para todas las tecnologías sin un análisis caso por caso que tenga en cuenta la capacidad europea actual ni el tiempo requerido para crear una industria europea, así como la falta de músculo financiero. Otros instrumentos, diversos y fragmentados, dan apoyo al objetivo de fabricación de tecnologías limpias en Europa, desde los proyectos importantes de interés común europeo de la UE (PIICE), el Fondo de Innovación, el Banco Europeo de Inversiones (BEI) y las garantías del programa InvestEU.

Es necesaria una mayor política industrial y cooperación internacional para cumplir con los objetivos climáticos mundiales y para avanzar en la diversificación de cadenas de suministro de tecnolo-

gía seguras y resilientes. Impulsadas por un mayor apoyo político y un creciente interés de los inversores, la capacidad de fabricación existente y anunciada de solar fotovoltaica ha aumentado un 60 % y la de los electrolizadores un 20 % desde finales de 2022. En este contexto, la capacidad de solar fotovoltaica estaría en la trayectoria de lograr los objetivos climáticos, pero los niveles de fabricación de energía eólica, bombas de calor y electrolizadores, por ejemplo, siguen estando lejos de los niveles necesarios para un escenario de cero emisiones. Aunque es posible que no todos los proyectos anunciados salgan adelante, ya que muchos están pendientes de llegar a decisión de inversión final, si se completan todos los proyectos anunciados los niveles de concentración de fabricación de varias tecnologías de energía limpia todavía se situaría entre el 70 % y el 95 % en 2030, con China manteniendo su posición de liderazgo (IEA, 2023d). Por ello, sería necesario contar con mayores y mejores políticas industriales. Aunque con sus diferencias, la Unión Europea y Estados Unidos convergen en reconocer que la adopción de medidas estratégicas para reducir la dependencia actual de China y la creación de cadenas de suministro de energías limpias que ayuden a diversificar la actual concentración es un avance necesario y positivo no solo para la seguridad energética de Europa y del mundo, sino también para acelerar la transición energética, lograr los objetivos de instalación de renovables y, en definitiva, cumplir con el Acuerdo de París. La cooperación transatlántica e internacional será crucial para facilitar, acelerar y ampliar cualquier progreso doméstico, coordinar esfuerzos de inversión en cadenas de suministro diversificadas, crear asociaciones estratégicas y compartir mejores prácticas para mejorar la eficiencia de los recursos (IEA, 2023d).

3.2. Acelerar la producción de hidrógeno limpio

- El hidrógeno limpio es esencial para la descarbonización en línea con el Acuerdo de París y puede apoyar objetivos complementarios de seguridad energética y crecimiento económico. El hidrógeno limpio puede sustituir al hidrógeno fósil utilizado en los sectores químico y en las refinerías, así como ofrecer vías para descarbonizar una serie de sectores de difícil electrificación —desde el transporte hasta el acero, el cemento y otros sectores industriales clave—, responsables de una parte significativa de las emisiones mundiales de efecto invernadero. Como una de las pocas opciones viables y escalables que tenemos en la actualidad para el almacenamiento a gran escala

y a largo plazo, el hidrógeno limpio también puede apoyar una integración más rápida y profunda de las energías renovables intermitentes, lo que aliviaría la congestión de unas redes ya saturadas, algo clave para complementar y dar apoyo a los objetivos internacionales de despliegue de energías renovables. El hidrógeno limpio y sus derivados son también la única forma práctica de transportar la energía renovable a larga distancia, conectando regiones con abundantes recursos solares y eólicos dentro de Europa y en todo el mundo, lo que ha generado una nueva competición para el desarrollo de esta molécula, e incluso una nueva geopolítica del hidrógeno (IRENA, 2022b). Su versatilidad hace que, alrededor del mundo, el hidrógeno limpio se vea también como una oportunidad de diversificación que reduzca la dependencia de importaciones de recursos fósiles y como un vector de (re)industrialización verde y de crecimiento económico. No obstante, en la actualidad el desarrollo del hidrógeno limpio sufre por la insuficiencia de incentivos a la oferta y de apoyo a la demanda, la escasez de infraestructuras y la falta de sistemas internacionales de certificación.

Tanto Estados Unidos como Europa están apoyando la producción de hidrógeno verde para capturar sus beneficios en el clima, la seguridad y la economía. Ambos lados del Atlántico subvencionan tanto la electricidad renovable, uno de los principales elementos que determinan el precio del hidrógeno verde, como la producción de hidrógeno en sí. En Estados Unidos, la IRA ofrece una desgravación fiscal por producción de electricidad limpia de 2,6 cts./kWh o de un 30 % de la inversión inicial, lo que puede llegar a hacer de EE. UU. el país con la electricidad solar y eólica más barata del mundo entre 2025 y 2030 (Credit Suisse, 2022). La IRA también introduce un crédito de 3 \$/kg para el hidrógeno limpio con menos de 0,45 kg de CO₂e por kilo de H₂, llegando a una subvención de 4,50 \$/kg de H₂ si se combinan los créditos de electricidad limpia e hidrógeno limpio, lo que potencialmente reducirá el precio del hidrógeno a 3 \$/kg de H₂ antes de 2030 (S&P, 2022). En Europa, la mayoría de los Estados miembros de la UE subvencionan la producción de energía renovable a un nivel que ascendió a unos 80 000 millones de euros (0,57 % del PIB de la UE) en 2020, con Alemania a la cabeza (33 000 millones de euros o 0,94 % del PIB alemán) (Kleimann, 2023). La respuesta europea a la IRA en este sector, el nuevo Banco del Hidrógeno Europeo, apoya el mercado doméstico europeo del hidrógeno a través de subastas organizadas por el Innovation Fund (la primera se hizo el pasado noviembre por 800 M€, anunciada durante la European Hydrogen Week,

y la segunda se hará por 2.2 B€ este 2024) que subastan *green premiums* en €/kg H₂ a diez años con un máximo de 4,5 €/kg.

Una mayor cooperación internacional y transatlántica es clave para fomentar la creación de mercados, financiar la infraestructura necesaria para conectar a productores con compradores y acordar estándares y certificación. En este caso, la respuesta europea a la IRA es un reconocimiento de que, si la UE quiere alcanzar su objetivo y producir diez millones de toneladas de hidrógeno verde en 2030, los líderes europeos deberán recalibrar cómo atraer inversiones a la industria europea del hidrógeno pasando de un apoyo limitado y burocrático a proyectos específicos en un marco regulatorio y taxonómico muy complejo, y a la creación de un apoyo y de un marco regulatorio simplificado. A nivel nacional, la Unión Europea aún debe apoyar la demanda con mecanismos de apoyo a través de la rama internacional del Banco del Hidrógeno. Al mismo tiempo, debe finalizar el marco legislativo actual y aplicarlo rápidamente en el ámbito de los Estados miembros para dar seguridad y claridad a las empresas europeas e internacionales. Una mayor cooperación transatlántica e internacional será importante para avanzar en estándares y certificación, un asunto clave ahora que EE. UU. plantea sus reglas del juego (IRS, 2023), así como para la creación de la demanda en sectores clave, el apoyo a los *first movers* y la coordinación de la financiación internacional de la infraestructura necesaria para la creación de un mercado global (Pau Ruiz, 2023).

3.3. Acelerar la comercialización y reconfigurar las cadenas de suministro de los vehículos eléctricos y de sus baterías

- Con los coches eléctricos como pieza central para la descarbonización y la competitividad del sector automovilístico, China controla la mayor parte del mercado y la producción de coches eléctricos y de sus baterías. Los vehículos eléctricos son la tecnología clave para descarbonizar el transporte por carretera, un sector que representa alrededor de una sexta parte de las emisiones mundiales. En China el transporte genera el 25 % de las emisiones, en Europa el 27 % y en Estados Unidos el 29 %. Aunque China, Europa y Estados Unidos lideran el mercado de vehículos eléctricos global, China ha ido ganando fuerza (IEA, 2023e). Mientras que en 2020 China representó el 42 % de las ventas mundiales de coches eléctricos frente al 34 % y el 15 % de Europa y Norte América respectivamente, en 2021 China represento ya el 51 %

de las ventas globales frente al 34 % de Europa. En cuanto a la producción, China produjo el 44 % de todos los EV en 2020, con Europa con una cuota de mercado del 25 % y EE. UU. del 18 %. Actualmente, China posee el 78 % de la capacidad mundial de fabricación de baterías para vehículos eléctricos (figura 7) y se prevé que el 70 % de la capacidad de fabricación de baterías anunciada hasta 2030 esté también en el país.

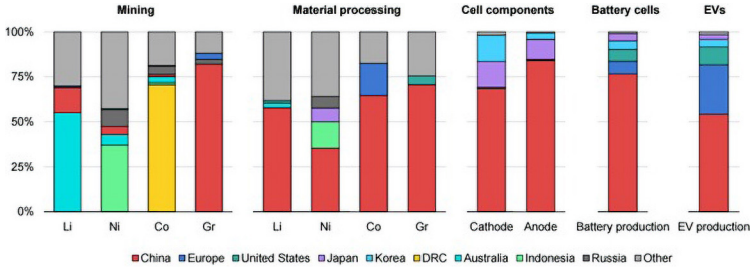


Figura 7. Distribución geográfica global de la cadena de suministro de vehículos eléctricos y baterías. Fuente: IEA

Tanto la IRA como un conjunto de políticas europeas apoyan los coches eléctricos, las baterías y la diversificación de las cadenas de valor. La IRA pretende aumentar las ventas y la producción de vehículos eléctricos en EE. UU. La ley modifica las desgravaciones fiscales existentes y establece una desgravación de hasta 7500 dólares para la compra de vehículos eléctricos. La elegibilidad para esta desgravación fiscal está supeditada a que el montaje final del vehículo se realice en Norteamérica, a que determinados porcentajes de los minerales esenciales de la batería del vehículo procedan de un país con el que EE. UU. tenga un tratado de libre comercio y a que determinados porcentajes de los componentes de la batería se fabriquen en Norteamérica. A partir de 2025, ningún vehículo con una batería China, o de otros países denominados *foreign entity of concern*, podrá optar a la desgravación fiscal. En Europa, casi todos los países de la UE subvencionan la compra de vehículos eléctricos. Aunque los incentivos difieren mucho en forma y valor, estas subvenciones llegaron a representar casi 6000 millones de euros y rondaron los 6000 euros por vehículo en 2022 (Kleimann, 2023). A diferencia de los créditos fiscales de la IRA, no suelen discriminar entre distintos productores. La ley sobre la industria de cero emisiones netas pretende que casi el 90 % de la demanda anual de baterías de la Unión Europea sea cubierta por fabricantes europeos, con una capacidad de fabricación combinada de al menos 550 GWh en 2030, en línea con los objetivos de la Alianza Europea de Baterías.

Una mayor cooperación transatlántica y global es posible. Aunque no hay consenso sobre las consecuencias de los elementos proteccionistas en cuanto a coches eléctricos de la IRA para Europa —que van desde grandes pérdidas de exportaciones a EE. UU. (Kleimann, 2023) a un impacto limitado debido a las ya escasas exportaciones europeas a Norteamérica y a la presencia de fabricantes europeos ya presentes en EE. UU. que pueden beneficiarse de las ayudas (Jansen *et al.*, 2023)—, esta situación se produce no solo en un contexto de absoluta dominancia del mercado por parte de China sino también en uno de aumento de las exportaciones de vehículos eléctricos chinos al mercado europeo, que pronto podrán superar a todas las exportaciones de automóviles de la UE a China (Sebastian y Chimits, 2022). Con una política europea que, a diferencia de la IRA, no discrimina las cadenas de valor Chinas, la Unión Europea ha empezado una investigación *anti-dumping* de las importaciones de vehículos eléctricos chinos por sus precios «artificialmente bajos» que puede tener consecuencias complejas: unos mayores aranceles no solo pueden incrementar los precios de los vehículos en el mercado europeo y dificultar los objetivos climáticos, sino que también pueden conllevar represalias por parte de China en sectores como el de los productos de lujo o las tierras raras, o incluso en la ya anunciada investigación *anti-dumping* china al brandy europeo, dirigida principalmente a Francia. Encontrar el punto justo de invertir en la industria europea para ganar capacidad industrial y diversificar el mercado internacional sin apostar por una estrategia de confrontación con China va a ser la complicada tarea de EE. UU. y Europa. En este complejo contexto todavía hay espacio para una mayor cooperación transatlántica e internacional que vaya desde acordar definiciones comunes y fechas límite para que todos los vehículos sean de cero emisiones a movilizar la inversión en infraestructura de recarga (principalmente en países en desarrollo), acordar estándares internacionales de recarga para impulsar la inversión y acelerar la adopción a nivel global, impulsar la reciclabilidad de las baterías y potenciar la investigación de alternativas, y coordinar esfuerzos en cadenas de suministro diversificadas (IEA, IRENA, UN, 2022).

3.4. Remodelar las cadenas de suministro de minerales críticos para reducir el riesgo de exposición a China

- La dependencia de la UE y EE. UU. en China para la obtención de minerales críticos es un asunto de creciente preocupación. Si el mundo quiere cumplir sus objetivos climáticos, la demanda total

de minerales críticos se cuadruplicará de aquí a 2040. La demanda de minerales críticos para vehículos eléctricos y sus baterías, que representa aproximadamente la mitad del crecimiento de la demanda de minerales en las próximas dos décadas, se multiplicará por más de treinta (IEA, 2021). Sin embargo, los minerales y sus cadenas de suministro se concentran en unos pocos países. Australia y Chile producen el 70 % del litio mundial, la República Democrática del Congo alrededor del 70 % del cobalto, Indonesia el 30 % del níquel, y Chile y Perú en torno al 40 % del cobre. China domina el refinamiento de estos metales: refina el 59 % del litio mundial, el 73 % del cobalto, el 68 % del níquel y el 40 % del cobre (figura 8). El país representa el 98 % de las importaciones de la UE (Comisión Europea, 2020) y el 80 % de las de EE. UU. de la mayoría de los minerales llamados «tierras raras». En este contexto, China no solo domina la refinación y el procesamiento de la mayoría de estos metales (es decir, el 59 % de la refinación mundial de litio) (Castillo y Purdy, 2022), sino que también comanda una red de acuerdos comerciales y adquisiciones transfronterizas en todo el mundo que alimentan su industria nacional (Holden *et al.*, 2022).

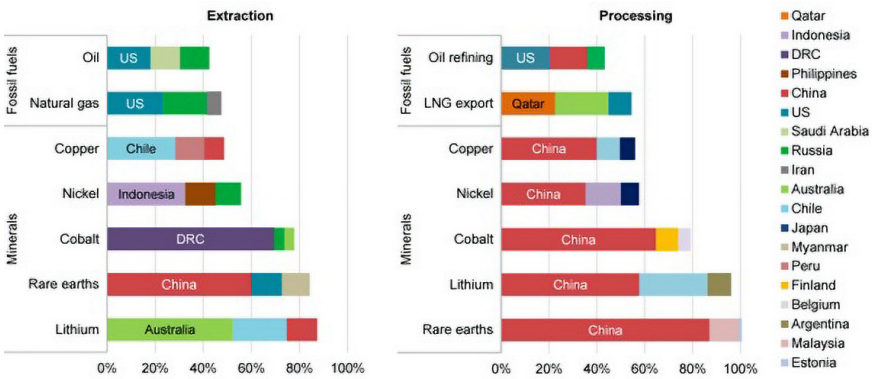


Figura 8. Los tres mayores productores de minerales críticos seleccionados. Fuente: IEA

Tanto EE. UU. como Europa han puesto los minerales críticos en el punto de mira para asegurar la transición energética. Por ejemplo, los requisitos para optar a la desgravación fiscal de la IRA para vehículos eléctricos pretenden abordar estas dependencias. Para poder optar a la desgravación fiscal para vehículos eléctricos, al menos el 40 % del valor de los minerales críticos contenidos en la batería del vehículo debe extraerse o procesarse en cualquier

país con el que EE. UU. tenga un tratado de libre comercio (la UE no lo tiene) o reciclarse en Norteamérica, lo que aumentará gradualmente hasta el 80 % en 2027. Por el contrario, Europa no ha impuesto obligaciones de características similares ni ha ligado ayudas a la producción nacional de minerales críticos, pero, con la ley de materias primas críticas, sí ha establecido un plan para apoyar proyectos europeos y conseguir mayor independencia, o al menos una dependencia menor del 65 %, en dieciséis materias primas fundamentales.

Es esencial una mayor cooperación internacional y transatlántica en la diversificación de las cadenas de suministro de minerales críticos globales. Para solventar las preocupaciones europeas de proteccionismo de la IRA, la UE y EE. UU. deben acabar de negociar el tratado de libre comercio de minerales críticos transatlántico. No obstante, y lo que es más importante, la UE y EE. UU. deben esbozar, entre ellos y en el marco del G7, un enfoque común de la diversificación y una estrategia que establezca sus prioridades de inversión internacional, especialmente en África y América latina, y que incluya estándares ESG (García-Herrero, 2023), posibles sedes de proyectos conjuntos y métodos para reducir el riesgo de las inversiones privadas (Pau Ruiz, 2021). Los países también deberán idear formas para gestionar las posibles represalias y estrategias de coerción económica de China, que ya está ideando nuevas herramientas para defender su posición dominante en estas cadenas de suministro.

4. Un mundo en cambio: implicaciones sistémicas y globales de las nuevas políticas industriales verdes transatlánticas

– Política industrial verde, clima y diplomacia climática.

La política industrial verde es esencial para lograr los objetivos del Acuerdo de París. En Estados Unidos, país responsable del 13 % de las emisiones mundiales de efecto invernadero y con una de las mayores emisiones de CO₂ por cápita del mundo, el gasto climático y en energías limpias de la IRA puede llegar a reducir las emisiones estadounidenses en un 31-44 % en 2030 con respecto a niveles de 2005, comparado con una reducción del 25-35 % sin la IRA. Aunque aún lejos de su objetivo dentro del marco del Acuerdo de París de reducir sus emisiones entre un 50-52 % en 2030, el efecto de la IRA es claro en avanzar la descarbonización del país. En Europa, el bloque con un

marco regulatorio más completo y estable para la descarbonización de la economía, la Comisión Europea ha confirmado que las medidas puestas en marcha ponen al continente en una trayectoria de reducción de emisiones del 51 % en vez del 55 % necesario para cumplir con sus objetivos y que hay una brecha de inversión climática estimada actualmente en 360 000 millones de euros al año. El inicio de una política industrial verde común, aunque no esté a la altura de la estadounidense, es esencial para reducir la brecha y asegurar el cumplimiento de los objetivos climáticos. A nivel global, casi la mitad de las reducciones de emisiones necesarias para alcanzar las cero emisiones netas en 2050 proceden de tecnologías que aún no están disponibles comercialmente (IEA) y la *green premium*, la diferencia de precio entre tecnologías contaminantes y verdes, sigue siendo excepcionalmente alta en muchos sectores y tecnologías. En este contexto, el consenso es claro incluso por parte de Naciones Unidas, el garante del Acuerdo de París: para descarbonizar la economía mundial a tiempo y evitar las consecuencias más desastrosas del cambio climático son esenciales mejores y mayores políticas industriales.

La creciente competición geoeconómica a través de políticas industriales verdes puede tener implicaciones para la diplomacia climática y la capacidad del mundo de llegar a acuerdos globales. Por una parte, las políticas industriales verdes proporcionan credibilidad a los países y refuerzan su capacidad de animar a otros a incrementar su ambición climática, en especial las de Estados Unidos que, a lo largo de los últimos años, ha tenido una relación compleja con las políticas y la diplomacia climática. Además, las inversiones en tecnologías limpias por parte de la UE y de EE. UU. pueden ayudar a descarbonizar todo el mundo al abaratar su coste mediante inversiones públicas, lo que contribuye a acelerar su implantación también fuera de sus fronteras. Por otra parte, al principio las políticas industriales verdes pueden tener efectos contraproducentes al forzar la reestructuración ineficiente de las cadenas de suministro y al traer a países concretos recursos necesarios para la descarbonización en otros lugares. De la misma forma, al forzar esta reorganización de las cadenas de valor, y considerando el tiempo necesario para la relocalización, las políticas industriales verdes pueden ralentizar una transición que necesita ser, en términos climáticos, acelerada. Aunque a largo plazo los beneficios deberían compensar los costes, la cuestión es si la cooperación es indispensable para avanzar en los objetivos del Acuerdo de París o si la

competición económica puede ser, en ausencia de consenso, una palanca para incentivar una aceleración de la descarbonización. Lo ideal es un escenario de mayor cooperación internacional en el que la transición sea más rápida, barata y fácil para todos gracias a mayores economías de escala, mayores incentivos para invertir, igualdad de condiciones y beneficios compartidos. Una mayor competición puede llevar al mundo a una «guerra fría verde» donde Estados con ideas afines se unan en torno a grandes potencias para formar «bloques climáticos» y donde exista una competencia entre bloques por la energía, la tecnología y el dominio del mercado (Lloyd's, 2022). La competencia impulsa la inversión y la innovación, pero eleva considerablemente los riesgos medioambientales y geopolíticos a largo plazo, y deja en una posición muy vulnerable a los países en desarrollo. En este contexto será importante, y difícil, encontrar un punto medio de cooperación y de «competencia gestionada» para poder asegurar los niveles de cooperación internacional esencial para la política climática y los beneficios de la competición y la política industrial verde.

– Política industrial verde y el sistema multilateral de comercio

Las políticas industriales verdes, en particular la IRA, replantean de forma directa el papel de las normas del sistema multilateral del comercio. La IRA y la respuesta europea representan la aparición de un nuevo nacionalismo económico estratégico planteado no solo para reducir la excesiva dependencia occidental de las cadenas de suministro chinas, sino también para proteger y fomentar la competitividad industrial en medio de una transición energética que está teniendo lugar a distintas velocidades en un mundo globalmente interconectado poniendo en el punto de mira las normas de libre comercio de la Organización Mundial del Comercio (OMC). La IRA, que promulga requisitos de contenido local incompatibles con la OMC, se suma a una serie de políticas ampliamente incompatibles con la OMC avanzadas por la administración Trump y por el bloqueo de la institución a través del ataque al Órgano de Apelación que empezó con Obama. Por otra parte, la Unión Europea nació bajo la teoría —y la firme creencia— de que el libre comercio y la interdependencia económica son los antídotos fundamentales a la guerra. Su Plan Industrial del Pacto Verde no contiene, por ahora, elementos proteccionistas, principalmente por una razón estructural: la UE es un gigante exportador que carece de recursos primarios vitales

y que necesita de un sistema internacional comercial abierto para llegar a acuerdos que permitan cubrir sus necesidades y asegurar su crecimiento. No obstante, ambos planteamientos reconocen que está fracasando la propuesta de construir un sistema económico y comercial abierto y liberal basado en normas universales y que está emergiendo una transición hacia un mundo fragmentado en un conjunto de Estados que compiten entre sí y que persiguen una cooperación económica *à la carte* y, con él, un replanteamiento estructural de instituciones garantes del libre comercio como la OMC.

El sistema multilateral de comercio internacional necesita renovarse ante la crisis climática y el auge de las políticas industriales verdes. El sistema multilateral del comercio y de la política comercial puede jugar un papel fundamental en la crisis climática ayudando a los países a aumentar la adopción de bienes de bajas emisiones de carbono mediante la reforma de los aranceles de importación, replanteando la contratación pública y promoviendo la facilitación del comercio. Por primera vez, un estudio de Naciones Unidas publicado en la COP28 demuestra como sesenta países han diseñado 680 iniciativas comerciales en el marco de sus compromisos nacionales con el Acuerdo de París y subraya el papel esencial de la política comercial para la diplomacia climática (figura 9). En este contexto, los países aliados deben reconocer que, para asegurar las cadenas de suministro de tecnologías verdes y acelerar la transición

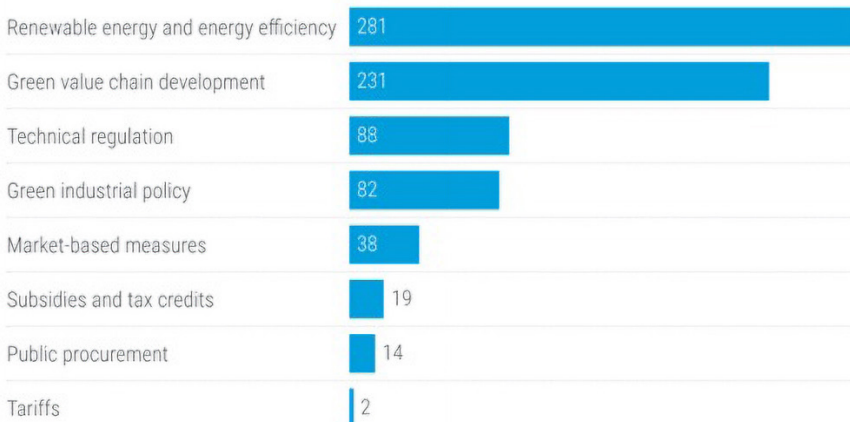


Figura 9. Número de medidas climáticas relacionadas con el comercio en las contribuciones determinadas a nivel nacional al Acuerdo de París.
Fuente: UNCTAD

energética, se necesita un sistema abierto y políticas económicas mutuamente beneficiosas. Esto requerirá una nueva visión política entre la UE y EE. UU., que puede extenderse al G7 y a la OCDE, para lograr la suficiente alineación en materia de política económica y crear grandes mercados armonizados con normas comunes. Un gran hito sería firmar un acuerdo plurilateral o multilateral sobre subvenciones verdes (Kleimann, 2023; Clausing y Wolfram, 2023) que reconcilie el diseño y la escala de las subvenciones verdes necesarias para la transición con las normas internacionales actuales sobre subvenciones y normas nacionales antisubvenciones, lo que limitaría el riesgo de una guerra internacional de subvenciones verdes y minimizaría las distorsiones comerciales. EE. UU. y la UE también podrían avanzar las conversaciones internacionales para abordar y medir las emisiones de CO₂ incorporadas en el comercio (*embedded emissions*), apoyar el libre comercio de bienes ambientales y favorecer la transferencia tecnológica con países en desarrollo, entre muchas otras, para fortalecer el papel de la OMC a través de su reforma y su alineamiento ambiental, ahora liderado por la nueva coalición de ministros de Comercio y Medio Ambiente.

- Política industrial verde, justicia global y países en desarrollo

Las políticas industriales verdes en EE. UU. y en la UE no abordan la financiación de la transición energética internacional y dejan un papel poco claro para los países en desarrollo. El informe de la UNFCCC sobre la determinación de las necesidades de los países en desarrollo concluye que necesitan más de 5,8 billones de dólares para cubrir sus planes de acción climática para 2030 (UNFCCC, 2020). Aunque los países desarrollados es posible que cumplieran con su objetivo de cien mil millones de dólares en financiación climática en 2023, tres años más tarde de lo previsto, las políticas industriales verdes no solo no abordan esta cuestión, sino que dejan poco claro el papel de los países en desarrollo en un contexto de mayor competición geoeconómica. Teniendo en cuenta que, según Naciones Unidas, la industrialización del sur global retrocede en relación con el PIB en contra del objetivo de desarrollo sostenible número 9, ¿cuál es el camino que ofrecen los países desarrollados para una industrialización verde en los países que luchan contra la pobreza y el acceso a la energía? Con el enfoque nacional de la IRA y la NZIA, ¿cuál es la propuesta de valor para que las economías en desarrollo se comprometan con los objetivos de descarbonización del Acuerdo de

París? ¿Qué instrumentos de financiación, como las emergentes Just Energy Transition Partnerships, pueden movilizarse a gran escala? ¿Qué normas aplican y cómo las incorporamos en este nuevo sistema económico mundial definido por una competencia económica global?

Se necesita una política industrial verde internacional para los países en desarrollo. Para apoyar la transición energética y la diversificación de las cadenas de valor y asegurar que los países en desarrollo también puedan beneficiarse de la nueva economía verde hace falta avanzar en instrumentos de financiación climática internacional y partenariados de beneficio mutuo. Cumplir con el compromiso de financiación climática de cien mil millones y establecer nuevos objetivos ambiciosos para la financiación climática internacional a partir de 2025 es una obligación. Dada la limitación de los cien mil millones para dar respuesta a los problemas de financiación climática a nivel global, los países desarrollados, con la UE y EE. UU. a la cabeza, deberán encontrar nuevas formas innovadoras de financiar la transición en países en desarrollo, desde avanzar en la Agenda Bridgetown 2.0 para aliviar la deuda y dar apoyo a los intercambios de deuda por acción climática (*debt for climate swaps*) hasta apoyar un replanteamiento más estructural para reformar los bancos multilaterales de desarrollo e instituciones financieras internacionales. EE. UU. y la UE también pueden coordinar y diseñar instrumentos que den apoyo a sus estrategias de diversificación internacional, así como al desarrollo y la industrialización de socios estratégicos, a través de nuevos programas de financiación internacionales, un objetivo para el que la rápida instrumentalización e implementación de la estrategia Global Gateway a nivel europeo será de primera necesidad.

– Política industrial verde, clima y elecciones

La política climática es uno de los elementos principales en los diferentes comicios de este año. Mas del 50 % de la población mundial va a las urnas en 2024, entre ellos Estados Unidos y Europa, con elecciones al Parlamento Europeo. En Estados Unidos, si Donald Trump vuelve a la presidencia del país va a debilitar el liderazgo estadounidense en el cambio climático durante la segunda mitad de una década considerada clave para el Acuerdo de París. La campaña de Trump ya ha anunciado su intención de derogar la IRA, aumentar la inversión en combustibles fósiles y hacer retroceder las regulaciones destinadas a acelerar la transición a los vehículos eléctricos. No

obstante, su capacidad también va a depender del control del Congreso y del Senado estadounidenses y de su lucha entre narrativa y economía en Estados clave, dado que los Estados republicanos son los mayores beneficiarios de los proyectos de transición energética del IRA hasta la fecha. En Europa, el creciente éxito electoral de los partidos nacionalistas en todo el continente va a reforzar el vínculo cada vez más fuerte entre los conservadores y los políticos de extrema derecha, recelosos del costo industrial y social de la transición verde, lo que puede diluir el ambicioso Pacto Verde Europeo. De hecho, las preocupaciones sobre el coste de vida ya están en la mente de los votantes de cara a las elecciones y los grupos políticos de extrema derecha han insinuado injusticias sociales para oponerse a una acción climática rápida (Schaller y Carius, 2019). La oposición política a avanzar en la transición verde ha resurgido en toda Europa citando preocupaciones sobre la equidad y la economía, desde la ley de calefacción en Alemania hasta los estándares de nitrógeno en los Países Bajos y la ley de restauración de la naturaleza en el Parlamento Europeo (Parlamento Europeo, 2023).

Es necesario asegurar que la transición energética y las políticas industriales verdes son justas, apoyan a las comunidades locales y obtienen gran apoyo popular. La transición energética debe ser asequible y garantizar el acceso barato a la electricidad al mismo tiempo que reduce la *green premium* entre opciones convencionales y verdes —como la diferencia de precio entre los vehículos de cero emisiones frente a vehículos contaminantes—. Aunque en algunos usos y partes del mundo las tecnologías de energía limpia son competitivas en comparación con los combustibles fósiles (IEA, 2023b), en otros casos persisten brechas elevadas que podrían ampliarse debido a cadenas de suministro fragmentadas o iniciativas de relocalización. En este contexto, y para que la transición no solo se acelere sino que también sea estable, los responsables políticos deberán actuar con precaución y evaluar las implicaciones sociales y de equidad de las políticas climáticas y de las políticas industriales verdes, asegurándose de que los esfuerzos para descarbonizar y asegurar las cadenas de suministro de tecnologías de energía limpia beneficien claramente a la población. Estos beneficios tienen que ser comunicados y entendidos por todos, y tienen que obtener un gran apoyo popular que logre mantener el consenso político necesario para asegurar una descarbonización el línea con el Acuerdo de París.

5. Conclusiones

La invasión de Rusia a Ucrania ha cambiado radicalmente la forma en la que los Gobiernos piensan en la energía y enfocan la transición energética, lo que ha impulsado una nueva era de política industrial verde. La crisis energética derivada de la guerra y la militarización del suministro de gas por parte de Rusia ha expuesto los problemas de seguridad de un supuesto comercio estable y previsible de gas a nivel internacional y ha convertido el abastecimiento energético no solo en una prioridad de seguridad sino también en un problema de equidad y competitividad derivado de los altos precios energéticos. En Europa y alrededor del mundo, las energías limpias se han erigido como una respuesta no solo a los imperativos de la descarbonización sino también a las necesidades de seguridad energética, equidad y competitividad. Este nuevo contexto redefine tres prioridades de política nacional e internacional que sustentan y explican el auge de la política industrial verde: acelerar la descarbonización, abordar nuevas dimensiones de seguridad en la transición energética y capturar nuevas oportunidades de crecimiento económico verde.

La Inflation Reduction Act, presentada por Estados Unidos en 2022, marca un antes y un después en la política industrial verde. La política estadounidense influyó en la presentación del Plan Industrial del Pacto Verde de la Unión Europea, un reconocimiento de que el bloque necesita desesperadamente una nueva narrativa y nuevos instrumentos que mantengan el atractivo de la industria europea. A pesar de sus diferencias, las políticas industriales a ambos lados del Atlántico responden a las mismas prioridades nacionales —la interrelación entre clima, seguridad y economía— y son más similares a nivel cuantitativo (que no cualitativo) de lo que podría haber parecido en un primer momento.

Los análisis, objetivos y enfoques compartidos de las políticas industriales verdes transatlánticas apuntan a una mayor necesidad de cooperación internacional. Entre otros, las políticas industriales verdes a ambos lados del Atlántico se enfocan en cuatro grandes objetivos y sectores clave para la transición energética —fabricación de tecnologías limpias, hidrógeno limpio, coches eléctricos y sus baterías, y minerales críticos— en los que la justificación, el enfoque y las implicaciones de las políticas industriales son más convergentes que divergentes. Por ello se necesita más cooperación internacional.

Tanto las implicaciones de la IRA como la respuesta europea del Plan Industrial del Pacto Verde van más allá del espacio transatlántico. Si bien un análisis de los planes a ambos lados del atlántico demuestra grandes similitudes en sus justificaciones, enfoque e implicaciones, lo que evidencia el valor y la necesidad de una mayor cooperación no solo transatlántica sino global en la transición energética, el auge de las políticas industriales verdes tiene implicaciones globales. Desde sus efectos en la capacidad de los Estados para llegar a grandes acuerdos a través de la diplomacia climática a su cuestionamiento del sistema multilateral del comercio, su impacto en los países en desarrollo y su relación con los comicios electorales de este año, las políticas industriales verdes nos dejan con grandes preguntas abiertas sobre cómo vemos no solo la transición energética sino el mundo que nos rodea, lo que es particularmente importante en un momento frágil para la geopolítica y de alta competición económica.

Bibliografía

- Castillo, R. y Purdy, C. (2022). *China's Role in Supplying Critical Minerals for the Global Energy Transition*. The Brookings Institution.
- Comisión Europea. (2020). *Critical Raw Materials Resilience: Charting a Path towards greater Security and Sustainability*. Comisión Europea.
- (2022). *REPowerEU Plan*. Comisión Europea.
 - (2023a). *2023 strategic foresight report: sustainability and well-being at the heart of Europe's open strategic autonomy*. Comisión Europea.
 - (2023c). *Net Zero Industry Act* [en línea]. Comisión Europea. [Consulta: 2024]. Disponible en: https://singlemarket-economy.ec.europa.eu/publications/net-zero-industry-act_en
 - (2023d). *European Critical Raw Materials Act* [en línea]. Comisión Europea. [Consulta: 2024]. Disponible en: https://single-market-economy.ec.europa.eu/publications/european-critical-raw-materials-act_en
- Credit Suisse (2022). *US Inflation Reduction Act: A catalyst for climate action*. [en línea]. Credit Suisse. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://www.credit-suisse.com/about-us-news/en/articles/news-and-expertise/us-inflation-reduction-act-a-catalyst-for-climate-action-202211.html>

Eurostat (2023a) *EU Trade with Russia* [en línea]. Eurostat. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?oldid=558089>

-. (2023b) *International trade in products related to green energy* [en línea]. Eurostat. [Consulta: 2024]. Disponible en: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=International_trade_in_products_related_to_green_energy&oldid=579764

García-Herrero, A., Grabbe, H. y Kaellenius, A. (2023). *De-risking and decarbonising: a green tech partnership to reduce reliance on China*, Policy Brief 19, Bruegel.

German Council of Economic Experts. (2023). *The Inflation Reduction Act: Is the new U.S. industrial policy a threat for Europe?* Policy Brief, 1.

Holden, J., Yao, S. y Li Y. (2022). *China Mining by the Numbers 2022* [en línea]. SP Global Market Intelligence. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://www.spglobal.com/marketintelligence/en/news-insights/research/china-mining-by-the-numbers-2022>

IEA.

-. (2021). *The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions* [en línea]. París, IEA. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/the-role-of-critical-minerals-in-clean-energy-transitions>

-. (2022a). *How to Avoid Gas Shortages in the European Union in 2023* [en línea]. París, IEA. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/how-to-avoid-gas-shortages-in-the-european-union-in-2023>

-. (2022b). *World Energy Outlook 2022*. París, IEA.

-. (2023a). *Greenhouse Gas Emissions from Energy Data Explorer* [en línea]. París, IEA. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/greenhouse-gas-emissions-from-energy-data-explorer>

-. (2023b). *Energy Technology Perspectives*. París, IEA.

-. (2023c). *World Energy Outlook 2023*. París, IEA.

-. (2023d). *The State of Clean Technology Manufacturing*. París, IEA.

-. (2023e). *Global EV Outlook 2023* [en línea]. París, IEA. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2023>

- IEA, IRENA y UN Climate Change High-Level Champions. (2022). *Breakthrough Agenda Report 2022* [en línea]. París, IEA. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/breakthrough-agenda-report-2022>
- International Renewable Energy Agency. (2022a). *World Energy Transitions Outlook 2022*. IRENA.
- . (2022b). *Geopolitics of the Energy Transformation: The Hydrogen Factor*. Abu Dhabi, IRENA.
- . (2023c). *Renewable Power Generation Costs in 2022, Executive Summary*. IRENA.
- IRS. (2023). *IRS Release Guidance on Hydrogen Production Credit to Drive American Innovation and Strengthen Energy Security* [en línea]. EE. UU., U.S. Department of the Treasury. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://home.treasury.gov/news/press-releases/jy2010>
- Jansen, J., Jäger, P. y Redeker, N. (2023). *For climate, profits, or resilience? Why, where and how the EU should respond to the Inflation Reduction Act*. Hertie School, Jacques Delors Centre.
- Kleimann, D. et al. (2023). *How Europe should answer the US Inflation Reduction Act*. Policy Contribution 04, Bruegel.
- Lloyd's. (2022). *Shifting powers: Climate cooperation, chaos or competition? Lloyd's emerging risk report 2022*.
- Parlamento Europeo. (2023). *EU green strategic autonomy: The challenge of combining two objectives*. European Parliamentary Research Service.
- Pau Ruiz Guix.
- . (2021). *Critical mass: Raw materials, economic coercion, and transatlantic cooperation*. European Council on Foreign Relations.
- . (2023). *International Partnerships will be key to unlocking hydrogen's potential* [en línea]. *Hydrogen Europe Quarterly Magazine*, 4. [Consulta: 2024]. Disponible en: https://hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2023/11/The-Hydrogen-Europe-Quarterly_5_DIGITAL.pdf
- REN21. (2022). *Renewables Global Status Report 2022*. REN21.
- S&P. (2022). *US green hydrogen costs to reach sub-zero under IRA; longer-term price impacts remain uncertain* [en línea]. S&P. [Consulta: 2024]. Disponible en: [253](https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/ener-</p></div><div data-bbox=)

- gy-transition/092922-us-green-hydrogen-costs-to-reach-sub-zero-under-ira-longer-term-price-impacts-remain-uncertain
- Schaller, S. y Carius, A. (2019). *Convenient Truths: Mapping climate agendas of right-wing populist parties in Europe*. Adelphi.
- Sebastian, G. y Chimits, F. (2022). «*Made in China*» electric vehicles could turn Sino-EU trade on its head. Metrics.
- Sgaravatti, G., Tagliapietra, S., Trasi, C. y Zachmann, G. (2023). *National policies to shield consumers from rising energy prices* [en línea]. Bruegel. [Consulta: 2024]. Disponible en: <https://www.bruegel.org/dataset/national-policies-shield-consumers-rising-energy-prices>
- UNFCCC (2020). *Executive summary by the Standing Committee on Finance of the first report on the determination of the needs of developing country Parties related to implementing the Convention and the Paris Agreement*. UNFCCC.

Composición del grupo de trabajo

Presidente	Claudio Aranzadi <i>Ingeniero industrial y economista. Exministro de Industria y Energía</i>
Secretario	Francisco Javier Canalejo Ariza <i>Subdirector de Relaciones Internacionales, Repsol</i>
Vocal y coordinador	Ignacio Fuente Cobo <i>Coronel del Ejército de Tierra Analista principal, IEEE</i>
Vocales	Antonio González García <i>Contralmirante del Cuerpo de Ingenieros de la Armada. Director de Infraestructura de la Armada</i>
	David Poza Cano <i>Ingeniero industrial del ICAE Analista en geopolítica de la energía</i>
	Neil Atkinson <i>Analista energético independiente (Ex Head of the Oil Industry and Markets Division, IEA)</i>
	Jorge Fernández Gómez <i>Investigador senior y coordinador del Lab de Energía y Medioambiente, Orkestra - Instituto Vasco de Competitividad (Fundación Deusto)</i>
	Jaime Menéndez Sánchez <i>Investigador, Orkestra - Instituto Vasco de Competitividad (Fundación Deusto)</i>
	Pau Ruiz Guix <i>Officer, Comercio y Relaciones Internacionales, Hydrogen Europe</i>

Colaboradores en la edición de esta obra

Ana Belén Padilla Moreno

Coordinadora de Proyectos, Club Español de la Energía,

Secretaria general, Comité Español del Consejo Mundial de la Energía

Jalal Chakkour Akhrif

Manager de Relaciones Internacionales Asia, África y Resto del Mundo, Repsol

Alfonso Méndiz Guerra

Capitán del Ejército de Tierra, IEEE



Patrocinador principal



Patrocinador

