



Energía y Geoestrategia 2021

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 2021

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 LA ADMINISTRACIÓN GENERAL DEL ESTADO
<https://cpage.mpr.gob.es>

Edita:



<https://publicaciones.defensa.gob.es/>

© Autores y editor, 2021

NIPO 083-16-249-2 (edición impresa)

ISSN 2697-2174 (edición impresa)

Depósito legal M 9651-2021

Fecha de edición: abril de 2021

Maqueta e imprime: Ministerio de Defensa

NIPO 083-16-250-5 (edición libro-e)

NIPO 083-18-071-7 (edición en línea)

ISSN 2697-2182 (edición en línea)

Las opiniones emitidas en esta publicación son 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 100% libre de cloro procedente de bosques gestionados de forma sostenible.

ÍNDICE

	Página
Introducción	11
<i>Claudio Aranzadi</i>	
Entrevista con el alto representante/vicepresidente (HR/VP) de la Política Exterior y de Seguridad Común de la Unión Europea (UE)	33
<i>Josep Borrell Fontelles</i>	
Capítulo primero	45
El impacto de la COVID-19 en la transición energética: un enfoque global	45
<i>David Robinson</i>	
Introducción	51
La transición energética ya estaba en camino antes de la COVID-19	52
Política	54
Acuerdo global	54
Compromisos nacionales y acuerdos regionales	55
Acuerdos subnacionales	55
Tecnología y economía	56
La presión financiera y reguladora del mercado	58
Inversión	60
Sociedad civil	64
Se afloja la resistencia	65
Mensajes clave	66
Aprendizajes extraídos de la COVID-19 que apoyan la transición energética	67
El cambio que necesitamos	67
Respeto hacia el medio natural	67
Una visión a largo plazo y el principio de precaución	68
Actuación temprana con el fin de evitar una crisis incontrolable	68
Apoyo a la ciencia y la innovación	69
Una mayor conciencia ciudadana de la necesidad de cambio	71

	Página
El papel del gobierno y la sociedad civil en la transición energética	72
La competencia de los gobiernos es clave	72
Los gobiernos tienen que abordar las preocupaciones sociales.....	72
Los gobiernos deben trabajar con las empresas y la sociedad civil	73
Mensajes clave.....	73
La COVID-19: ¿Una señal del sistema energético del futuro?	74
¿Señales tempranas del futuro sector energético?.....	74
Electricidad.....	76
Estrategia corporativa del petróleo, gas y carbón	82
Mensajes clave.....	83
La recuperación verde y la transición energética.....	84
Unión Europea.....	87
Objetivos de reducción de emisiones más ambiciosos.....	88
Suministro de energía limpia, asequible y segura	88
Construir y renovar los edificios para ser más eficientes.....	89
Aceleración del cambio hacia una movilidad sostenible e inteligente	89
China.....	90
Estados Unidos.....	93
Resto del mundo.....	95
Mensajes clave.....	96
Barreras internacionales para una transición energética global	97
Uso de la transición para potenciar el comercio y la inversión globales.....	97
Clubes del Clima.....	101
Acuerdos específicos de la industria	102
La transición energética como medio para cumplir múltiples ODS.....	103
Acuerdos donante-receptor o acuerdos globales	104
Mercados de <i>offsets</i> (compensaciones) de carbono.....	105
Apoyo a los perdedores.....	106
Mensajes clave.....	107
Resumen de Conclusiones	107
Palabras finales	109
Capítulo segundo	111
Geopolítica del pacto verde: órdago de la UE	111
<i>Miguel Ángel Lasheras Merino</i>	
Introducción.....	117
El cambio climático y la transición verde en un orden internacional en crisis.....	120
La crisis del orden internacional	120
El cambio climático.....	124
Política energética en la Unión Europea	127
Los Tratados de Roma y las directivas de liberalización.....	127
El Protocolo de Kioto y los Libros Verdes de política energética	130
El Tratado de Lisboa.....	131
Clean Energy for All Europeans.....	132
El Pacto Verde como eje de estrategia europea	134
El Pacto Verde: objetivos, políticas, requisitos y consecuencias	136
Transición verde y COVID-19: Los objetivos.....	136
Las políticas del Pacto Verde.....	139

	Página
Una mayor ambición climática.....	139
Suministro de energía limpia, asequible y segura.....	140
Movilizar la industria en pro de una economía limpia y circular.....	141
Uso eficiente de la energía y los recursos en la construcción y renovación de edificios.....	141
Acelerar la transición a una movilidad sostenible e inteligente.....	142
De la granja a la mesa: un sistema alimentario justo, saludable y respetuoso con el medio ambiente.....	143
Preservación y restablecimiento de los ecosistemas y la biodiversidad...	144
Aspirar a una contaminación cero para un entorno sin sustancias tóxicas	145
Los requisitos.....	145
Una transición justa.....	146
Movilizar la financiación necesaria.....	149
Consecuencias geopolíticas del PV.....	152
Refuerzo de los flujos financieros internacionales.....	153
Nuevo marco en las relaciones comerciales entre bloques de poder.....	157
Nacionalismo en la composición de la generación eléctrica.....	161
Ralentización de la transición: estrategias de la OPEP.....	165
Conflictos por los grandes corredores de energía.....	168
Competencia en la fiscalidad y en los costes del CO ₂	174
Asimetrías en industrias tradicionales y en nuevas industrias.....	177
Movilización para conseguir eficiencia en edificios y construcciones.....	182
Liderazgo de la UE en el mundo.....	184
Conclusiones.....	187
Capítulo tercero.....	191
El hidrógeno limpio: la piedra angular de un nuevo escenario geopolítico.....	191
<i>Thijs Van de Graaf</i>	
Introducción.....	197
¿Qué es el hidrógeno?.....	200
Características técnicas.....	200
Métodos de producción.....	202
Aplicaciones.....	204
Hacia un mercado internacional del hidrógeno.....	211
Opciones de transporte.....	211
Redes de transporte.....	211
Transporte marítimo.....	213
Hubs y valles del hidrógeno.....	215
Principales agentes en la geopolítica del hidrógeno.....	216
¿Quién será la superpotencia del hidrógeno?.....	217
Países de vanguardia seleccionados.....	220
Japón.....	220
Unión Europea.....	221
Australia.....	223
Chile.....	223
Dimensiones geopolíticas del hidrógeno.....	224
La carrera por el liderazgo tecnológico.....	226

	Página
Competencia geoeconómica	228
El futuro de los petroestados.....	230
Nuevas interdependencias	233
Bloqueo de carbono (<i>carbon lock-in</i>) y activos varados	236
Modelar y gobernar el mercado.....	237
Conclusiones.....	239
Capítulo cuarto	243
Geopolítica de la energía en el Magreb. Auge y declive de dos potencias energéticas. Los casos de Argelia y Libia	243
<i>Ignacio Fuente Cobo</i>	
Introducción.....	249
Energía en Argelia. Historia de un futuro hipotecado.....	252
Características del sector de los hidrocarburos argelinos	252
La maldición de los recursos	255
Una economía históricamente dependiente del precio de los hidrocarburos	256
Consecuencias de las limitaciones estructurales de la economía argelina	259
La ruptura del contrato social	262
La crisis del sector energético argelino	266
Los problemas de las sociedades estatales de energía	269
¿Un nuevo modelo energético para Argelia?.....	271
Una nueva estrategia energética.....	274
Energía en Libia. Guerra, poder y petróleo.....	279
Sin petróleo, Libia no existe	279
Guerra civil y energía	283
1ª Fase: convulsión seguida de relativa estabilidad.....	283
2ª Fase: división y guerra civil	286
3ª Fase: nuevos actores para una guerra por delegación.....	294
Conclusiones.....	303
Capítulo quinto	309
Las tierras raras, una pieza clave en el puzle de la energía	309
<i>Ricardo Prego Reboredo</i>	
La Edad de las Tierras Raras.....	315
Una inmensa variedad de utilidades	319
Aplicaciones militares y optrónicas.....	323
Aplicaciones relacionadas con la energía.....	325
La bibliografía habla: comunicando lo investigado	331
Fuentes de tierras raras: el pasado condiciona al presente.....	336
Épocas en la explotación de tierras raras	341
Dominio norteamericano: mina de Mountain Pass.....	341
La República Popular China se incorpora al mundo de las tierras raras.....	343
Dominio chino: mina de Baiyun-ebo	346
Crisis y situación actual	348
Elementos críticos y estratégicos	353
Respuesta de la Unión Europea a la crisis.....	357
Respuesta norteamericana a la crisis.....	360

	Página
Respuesta japonesa a la crisis	362
¿Una «rara» pieza clave del puzle de la energía?	365
Retos a superar	369
Cuidado ambiental: evitar la contaminación	370
Retorno de la minería y la industria	373
Composición del grupo de trabajo	379
Colaboradores en la edición de esta obra	381

Introducción

Claudio Aranzadi

En este octavo número de *Energía y Geoestrategia (E y G)*, siguiendo la pauta de los tres años anteriores, se incluye como apertura de la publicación la entrevista con una personalidad destacada del ámbito de la geopolítica o de la energía; en la actual publicación, José Borrell, alto representante de la Unión Europea para Asuntos Exteriores y Política de Seguridad, expone su visión sobre un amplio abanico de cuestiones de actualidad en el campo de la geoestrategia de la energía. A continuación, se presentan cinco artículos a cargo de David Robinson, «El impacto de la COVID-19 en la transición energética con un enfoque global»; Miguel Ángel Lasheras, «Geopolítica del Pacto Verde: ordago de la Unión Europea»; Thijs Van de Graaf, «El hidrógeno limpio: la piedra angular de un nuevo escenario geopolítico»; Ignacio Fuente Cobo, «Geopolítica de la energía en el Magreb. Auge y declive de dos potencias energéticas. Los casos de Argelia y Libia»; y Ricardo Prego, «Las tierras raras, una pieza clave en el puzle de la energía». A pesar de las diferentes temáticas de cada artículo, la centralidad de la transición energética en todos ellos permite la inclusión de espacios comunes de reflexión en el trabajo de los autores y en la entrevista de J. Borrell, facilitándose así una pluralidad de perspectivas sobre los aspectos más recurrentes del análisis de la geopolítica de la energía.

Al tratar de identificar, como cada año, los cambios registrados en el escenario de la geopolítica de la energía desde la publicación anterior, no cabe duda de que la pandemia COVID-19 y su impacto en la transición energética (cuestión ampliamente examinada en el trabajo de D. Robinson) asume un papel protagonista. La pandemia, al igual que la «Gran Recesión» provocada por la crisis financiera iniciada en 2008, tal como se señala en relación a esta última en EyG 2016, forma parte de los acontecimientos históricos estadísticamente «raros» (habría que retroceder a 1918 para encontrar el precedente de una pandemia global como la llamada «gripe española» y a 1929 para registrar una «Gran Depresión»). La principal característica de los acontecimientos estadísticamente «raros» (poco frecuentes) es su difícil predictibilidad¹ y, por ello, si son particularmente intensos y catastróficos, tanto los gobiernos como las instituciones internacionales se encuentran escasamente preparados para enfrentarlos, lo que hace explicables los errores que se hayan podido cometer en la respuesta tanto a la crisis económica como a la sanitaria. Ahora bien, al igual que la «Gran Recesión» propició cambios notables en la política económica (p. ej., la utilización masiva por parte de los Bancos Centrales del *quantitative easing* como instrumento de política monetaria), la recesión ante el *shock* de oferta provocado por la COVID-19 ha inducido una radical reorientación de la política fiscal, la aceleración de innovaciones en las tecnologías sanitarias (rápido desarrollo de vacunas) y, al menos en áreas regionales como la Unión Europea, se ha traducido en una intensificación del comportamiento cooperativo entre los países miembros que se ha plasmado en la aprobación de un enorme paquete de estímulo de 1,8 billones de euros (entre el presupuesto a largo plazo de la UE y el programa de 750 000 millones de euros Next Generation EU, dirigido a reparar los daños económicos y sociales inmediatos causados por la pandemia). J. Borrell, sin embargo, considera en su entrevista que, exceptuando el caso europeo, la crisis sanitaria ha provocado una disminución de la cooperación mundial (p. ej., en materia de suministros de vacunas y mascarillas).

Es claro el efecto disruptivo en la continuidad histórica provocado por la COVID-19 y el cambio que ha inducido en las

¹ SIMS, C.A. (2012) «Statistical modeling of monetary policy and its effects» (*American Economic Review*), señala las limitaciones de los modelos DSGE para prever acontecimientos como la Gran Recesión, tanto por razones estadísticas inherentes a los modelos como por insuficiencias en su especificación. (Ver E. y G. 2016).

conductas de la población (modificación de los patrones de movilidad, intensificación del teletrabajo, aislamiento, tendencia al alejamiento de los centros urbanos, etc.), en todos los casos, con influencia en los consumos energéticos. Cabe preguntarse, sin embargo, si estos cambios en la psicología colectiva tendrán carácter estructural o si, una vez superada la crisis sanitaria, se volverá al *business as usual* anterior a la pandemia. J. Borrell señala que no cree en una vuelta al *old normal*, sino que considera que «estamos en un punto de inflexión global, en el más amplio sentido de la palabra global». D. Robinson, en su artículo de esta publicación, señala que «la COVID-19 ha mejorado las perspectivas para la transición energética y una mejor comprensión de cómo realizarla». Si tenemos en cuenta únicamente el sector energético, parece lógico considerar como reversible la inflexión a la baja del consumo de energía y de las emisiones de CO₂ asociadas directamente a la caída de la actividad económica. Más inciertos son, sin embargo, los efectos sobre la estructura del consumo energético y la cartera de tecnologías energéticas de los cambios conductuales de la población que se han mencionado. En primer lugar, porque en muchos casos, las modificaciones en el comportamiento de la población han tenido efectos opuestos. Por ejemplo, el impacto sobre el consumo petrolífero de la caída de la demanda en el transporte aéreo ha ido en sentido contrario que el provocado por el rechazo al transporte público. En segundo lugar porque, aunque parece razonable anticipar la permanencia de algunas pautas de comportamiento con incidencia en la movilidad y la estructura del consumo energético (p. ej., el teletrabajo), los cambios modales en el transporte ligero de pasajeros estarán probablemente, en el futuro, más condicionados por las restricciones, y la fiscalidad ligados a la política energética y los efectos de un posible mayor ruralismo son difíciles de predecir.

En todo caso, aun admitiendo que un acontecimiento global traumático como la COVID-19 dejará inevitablemente trazas, también en el sector energético, el proceso de transición energética global, condicionado por factores como la red de rivalidad y cooperación entre estados, la innovación tecnológica, la regulación nacional e internacional de los mercados energéticos, etc., mantendrá una dinámica propia. Las incertidumbres en la evolución global del sector energético y la evaluación del «riesgo geopolítico» y el crecientemente relevante «riesgo climático» siguen esencialmente vinculadas al mismo conjunto de variables a las que se venía prestando atención con anterioridad a la pande-

mia. Esto no significa que la interrelación entre estas variables no varíe. Al contrario, el entorno energético internacional está en continua transformación, pero sometido a líneas de fuerza que en su mayor parte son ajenas a los efectos de la pandemia. Por ello, la orientación de las reflexiones sobre la geoestrategia de la energía de esta publicación podrá mantenerse en una línea de continuidad con lo que se ha ido exponiendo en los números precedentes.

Planteadas, como se ha venido haciendo en publicaciones anteriores, las estrategias energéticas como un programa de optimización (con el objetivo de minimización del coste de suministro, con restricciones por imperativos de sostenibilidad y seguridad), no parece necesario modificar sustancialmente este marco conceptual. De hecho, la restricción asociada al imperativo de descarbonización global en aplicación de la política climática (tal como está definido en el Acuerdo de París de 2015) continuará siendo el determinante básico de las políticas energéticas a medio y largo plazo, y un ingrediente fundamental de los procesos de cooperación entre estados. El carácter de estas restricciones, sin embargo, puede modificarse, tanto por los cambios en los equilibrios geopolíticos como, sobre todo, por las innovaciones tecnológicas. El rápido avance en la curva de aprendizaje de las tecnologías de generación eléctrica eólica y fotovoltaica en los últimos lustros es un ejemplo claro. Mientras su incorporación al *mix* de generación eléctrica suponía un sobrecoste, en un buen número de países y, sobre todo en Europa (ver artículo de M.A. Lasheras), se impusieron restricciones en forma de requerimiento mínimo de utilización de energías renovables, por imperativo tanto de sostenibilidad como de seguridad. Estas restricciones eran «limitativas» (el «precio sombra» asociado, es decir el coste marginal del endurecimiento de la restricción era positivo). Una vez que, tal como ocurre en la actualidad, esas tecnologías son competitivas en términos de coste, las restricciones no suponen una «limitación» a la minimización del coste de suministro (los «precios sombra» serían nulos) y, por lo tanto, en principio no sería necesaria la intervención gubernamental para su entrada (aunque, como se verá más adelante, la cuestión es más compleja).

De igual manera, el paisaje de la geoestrategia de la energía puede verse significativamente modificado por cambios de orientación estratégica, en el área energética pero también en la política exterior global, de agentes políticos esenciales en el

equilibrio de poder internacional, como EE. UU. En números anteriores se ha seguido la deriva de D. Trump en materia de política exterior, desde su propensión al proteccionismo y su desconfianza en el multilateralismo a iniciativas concretas más directamente relacionadas con el sector energético, como su ruptura sistemática con las iniciativas de B. Obama en el campo internacional (retirada del Acuerdo de París, abandono del acuerdo nuclear con Irán) y en el terreno doméstico (imponiendo un claro laxismo a las políticas medioambientales). Como señala J. Borrell, tanto las declaraciones del nuevo Presidente J. Biden, como sus nombramientos (J. Kerry como enviado especial para la política climática) y sus primeras iniciativas (anulación del permiso de construcción del oleoducto con origen a Canadá, Keystone XL, etc.) representan una reversión radical de la política de D. Trump en el área de la política climática. Esta reorientación de la política climática por parte de la administración Biden tiene un doble impacto. En primer lugar, permite que el segundo emisor mundial (el primero es China) retome una hoja de ruta acorde con el Acuerdo de París y contribuya así significativamente a alcanzar el agregado global de reducción de emisiones. En segundo lugar, con una diplomacia proactiva en el terreno climático, reforzará lo que era un liderazgo moral aislado de la Unión Europea (con solo un 10 % de las emisiones globales, Reino Unido incluido) y facilitará la corresponsabilidad de China (que ya se ha comprometido a lograr un techo a las emisiones en 2030 y la neutralidad climática en 2060). De hecho, como señala D. Robinson en su artículo, con la reincorporación de EE. UU. al Acuerdo de París, el compromiso chino y la manifestación de la voluntad de asumir la meta de neutralidad climática en 2050 por más de una centena de países, el proceso de descarbonización en el horizonte de la mitad del siglo parece bien encarrilado, ya que compromete a países que representan más del 65 % de las emisiones globales.

No obstante, Biden, al plantear una estrategia clara de descarbonización para EE. UU. (es decir, el abandono progresivo de los combustibles fósiles y su sustitución por energías limpias) se enfrenta a un difícil dilema, entre política climática y política de seguridad nacional. La «dominancia energética» como componente significativo de la estrategia de seguridad nacional de EE. UU. se sustenta en gran medida sobre la privilegiada posición que el país ha adquirido en el desarrollo del petróleo y gas natural no convencional, lo que le ha permitido alcanzar el liderazgo

mundial en la producción de crudo y gas². Puede argüirse que esa definición de seguridad nacional y de «dominancia energética» correspondan a la presidencia de Trump, pero debe admitirse que, en el incierto, pero probablemente no breve periodo de significativo peso del petróleo en el *mix* energético global, la independencia energética de EE. UU. y su posición estratégica en los mercados energéticos está fortalecida por esa posición de liderazgo en la oferta de crudo y gas natural. Sin duda, esto influirá en el ritmo seguido por la política climática doméstica, pero sobre todo debería inducir una política energética y de seguridad nacional dirigida a asegurar una «dominancia energética» en las tecnologías descarbonizadas (nuclear y renovables) donde China, su principal rival estratégico, avanza con enorme rapidez. Por otro lado, debe señalarse el valor estratégico del *tight oil* en EE. UU. como mecanismo regulador del mercado global de petróleo que, a diferencia de Arabia Saudí (con una oferta centralizada y políticamente dependiente), puede asegurar una respuesta a las variaciones de precios a través de una oferta descentralizada, sin imposiciones gubernamentales, y con la rapidez de reacción a las señales de mercado que se corresponde con sus ciclos de inversión más cortos y las tasas de declino más agudas que en la oferta de crudo convencional (E y G 2018, 2019, 2020).

La reorientación de la diplomacia americana puede afectar también a otros escenarios mundiales donde existe una estrecha relación entre factores geopolíticos y energéticos como Rusia, Arabia Saudí, Siria, Turquía, Irán, Libia y Venezuela. De ello habla Borrell en su entrevista. La posible continuidad del acuerdo nuclear con Irán donde, además, el propio Borrell tiene un papel relevante como coordinador es, sin duda, el desafío más ambicioso, dada su repercusión no solo en el mercado de petróleo y en la proliferación nuclear, sino en los equilibrios geopolíticos de Oriente Medio. Borrell es consciente de las dificultades de reconducir el acuerdo, pero se muestra moderadamente optimista. Como señala en la entrevista: «El ministro iraní me ha asegurado que están dispuestos a volver al cumplimiento de sus obligaciones en el lado nuclear si los demás cumplen las suyas por el lado económico. Debería ser posible que EE. UU. volviese a un acuerdo que ha impedido que Irán fuese una potencia nuclear. Pero no se me ocultan las dificultades para hacerlo». Es todavía pronto para anticipar cuál va a ser la inflexión de la diplomacia norteamericana en los demás escenarios señalados, pero parece

² «National Security Strategy of the United States of America». (December 2017).

claro que abre un nuevo espacio para el desarrollo de la «autonomía estratégica» europea a través de una acción geopolítica más asertiva de la UE (a lo que también se refiere Borrell en su entrevista), pero preservando el espíritu de cooperación en la relación transatlántica. Es posible, por ejemplo, que se abran nuevas oportunidades de colaboración entre Europa y EE. UU. para propiciar una transición política en Venezuela que permita restaurar la estabilidad política y económica en el país, incluida la normalización de su sector petrolero. Más difícil será para la UE definir una diplomacia energética con Rusia enteramente coincidente con la de EE. UU. (el caso del gasoducto North Stream 2, mencionado por Borrell, es un ejemplo), aunque el impulso a una mayor diversificación del suministro de gas natural a Europa que corrija la excesiva dependencia del gas ruso debería ser una prioridad estratégica para la UE. Esto supone incrementar las importaciones de GNL y probablemente, como señala I. Fuente Cobo, otorgar más importancia al corredor sur de gasoductos procedentes de Argelia; España podría asumir un mayor protagonismo en esta estrategia, no solo por sus gasoductos de conexión con África del Norte, sino por su infraestructura de gasificación y almacenamiento que, con una adecuada red de interconexiones con el resto de Europa, ayudaría a potenciar la diversificación del suministro europeo. En todo caso, el ejercicio de la «autonomía estratégica» de Europa, aspecto del que también se ocupa M.A. Lasheras en su artículo de esta publicación, tiene probablemente su mayor freno en la dificultad de alcanzar posiciones unánimes entre los países miembros de la UE; un claro ejemplo, expuesto con detalle por I. Fuente Cobo en su artículo de esta publicación y también señalado por Borrell, es la diferencia de criterio entre los países europeos en relación al conflicto libio.

Como se ha señalado, el giro estratégico de la política climática de EE. UU. con la presidencia de Biden facilita la configuración de un coliderazgo político de EE. UU., China y Europa para propiciar una hoja de ruta de la política de descarbonización global coherente con las metas del Acuerdo de París y las conclusiones del IPCC (2018)³. La corrección de los «compromisos nacionales» (que en su formulación actual elevarían la temperatura a aumentos cercanos a 3 °C a final de siglo) que quedó pendiente para la COP26, va a exigir complicados arbitrajes geopolíticos y, por tanto, un liderazgo diplomático coordinado a pesar de la volun-

³ Intergovernmental Panel on climate Change (Special Report). «Global warming of 1.5 °C». (2018).

tad expresada por un importante número de países de alcanzar la neutralidad climática en 2050; también habrá de abordarse el desarrollo del Artículo 6 del Libro de Reglas sobre lo que no hubo acuerdo en la COP25 de Madrid y que es de extraordinaria importancia para la coordinación de los mecanismos de mitigación del cambio climático puestos en práctica por los diferentes países y áreas regionales (E. y G. 2020). El reparto de esfuerzos entre diferentes áreas geográficas se complica, además, por la diferente repartición espacial de los daños ocasionados por el cambio climático y de la eficiencia de las políticas de mitigación. Aunque, dado el carácter de externalidad negativa global del calentamiento climático, se puede definir un «coste social» global provocado por dicho calentamiento (daño global actualizado de un incremento marginal de las emisiones), es claro que este «coste social» no es el mismo en diferentes áreas geográficas, como tampoco es el mismo el «coste marginal» de las políticas de mitigación desarrolladas en cada área.

Pero, aunque el despliegue diplomático y el progresivo desarrollo de mecanismos de coordinación y gobernanza global sean fundamentales para alcanzar el éxito en un proyecto cooperativo global como es el Acuerdo de París, existe un eje central que condiciona todo el proceso de transición energética: la tecnología. La evolución tecnológica no solo determina los costes de cada escenario que se proponga en la política de descarbonización, sino que incluso es, además, su condición de factibilidad. La incertidumbre sobre la evolución de las curvas de aprendizaje de cada tecnología es, por tanto, un factor central en la explicación de la incertidumbre de las diferentes hojas de ruta diseñadas para la política climática. Por supuesto, la intensidad inversora en ciencia y tecnología, las economías de escala y el *learning by doing* puede agudizar la pendiente de las curvas de aprendizaje (es lo que ha ocurrido, por ejemplo, con la radical caída del coste de generación eléctrica con energía eólica y, sobre todo, fotovoltaica en los últimos lustros). Pero la evolución tecnológica también posee una dinámica interna propia, en muchos casos poco previsible: basta pensar, por ejemplo, en el continuo desplazamiento en el tiempo del horizonte de éxito previsto para la energía nuclear de fusión, o en lo que algunos han calificado de cambio de signo de la pendiente de la curva de aprendizaje con los reactores de fisión nuclear de 3ª generación (aunque, como se señala más adelante, en este caso la caracterización es más compleja). Con la transición energética global en curso, la intensidad de la incorporación de nuevas tecnologías es de tal

magnitud que va a convertir, a largo plazo, un sistema energético en que el factor central residía en la disponibilidad de recursos primarios en uno donde el control de las tecnologías será el principal condicionante de los logros en materia de costes, seguridad de suministro y sostenibilidad. Esto significa lógicamente que, a largo plazo, en el terreno energético, las relaciones geopolíticas de poder entre los principales agentes del sector, donde el control de los recursos primarios constituiría la principal baza, se desplazarán hacia nuevas relaciones de interdependencia asociadas al dominio y las transferencias de tecnología.

La evaluación anual que realiza la IEA (2020)⁴ relativa a la evolución de las tecnologías, cuya incorporación al sistema energético se juzga necesaria para lograr la transición a la neutralidad climática en el entorno de mediados de siglo, considera que estas tecnologías en su mayoría no están maduras, ya sea en términos de coste o disponibilidad (IEA 2020)⁵. Esto configura un escenario de incertidumbre que afecta al coste de la transición energética e incluso a la factibilidad de alguna de las hojas de ruta diseñadas lo que, en consecuencia, repercute en el «riesgo climático» asociado a las actividades energéticas. Como es lógico, la incertidumbre tecnológica se agudiza en las fases finales de la transición energética hacia la neutralidad climática, ya que en las fases iniciales se está pudiendo contar con tecnologías maduras o cercanas a la maduración.

La orientación de la política energética de la Unión Europea (que M.A. Lasheras examina con detalle en su artículo de esta publicación) es en ese sentido ilustrativa. En el marco establecido para la UE en el horizonte 2030 anterior al Pacto Verde (que sirvió de base para la elaboración de los planes integrados de energía y clima, entre ellos el PNIEC español) y que planteaba un objetivo de reducción de emisiones del 40 % (en relación a 1990), no había extraordinarias exigencias tecnológicas. Los principales vectores de actuación para lograr ese objetivo residían en los avances en la descarbonización del sector eléctrico (impulsados por la reducción de costes de las tecnologías de generación eléctrica renovables), en la electrificación del transporte ligero de pasajeros (se prevé alcanzar la paridad de costes vehículos eléctricos-vehículos combustión interna en esta década y la articulación de estímulos por parte de los gobiernos para impulsar

⁴ International Energy Agency (2020 a). «Tracking Clean energy progress».

⁵ International Energy Agency (2020 b). «Tracking Clean energy innovation».

una red de recarga de suficiente capacidad) y en la rehabilitación de edificios, que en esa fase no requería de tecnologías sofisticadas. Los objetivos para 2030 parecían, por tanto, alcanzables sin excesivas dificultades. De hecho, la Comisión Europea⁶, en 2018, preveía que con las políticas aprobadas se podría alcanzar una reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero del 45 % en 2030 (y del 60 % en 2050), pero presentaba al mismo tiempo una serie de escenarios muy exigentes para conseguir un 90 % de reducción de emisiones en 2050, más las emisiones negativas necesarias para alcanzar la neutralidad climática en esa fecha, todos los cuales requerirían la incorporación de tecnologías que en su mayor parte no son maduras.

Con la introducción de un nuevo objetivo más exigente de reducción de emisiones para 2030 (un 55 %) en el marco del Pacto Verde aprobado en 2020 y la aplicación de medidas complementarias durante esta década se conseguiría, según la Comisión Europea⁷, aliviar la transición en el periodo 2030-2050 para conseguir la neutralidad climática. Las inversiones requeridas en los sectores de la industria, los servicios, el transporte y la energía serían importantes, pero se contaría como mínimo con un 30 % del potencial del presupuesto plurianual junto con Next Generation EU. En algunos aspectos, como, por ejemplo, en la política de descarbonización del sector eléctrico, los objetivos no parecen muy exigentes, ya que la previsión que hace la Comisión de penetración de energías renovables en la generación eléctrica para 2030 es del 65 % (cuando el PNIEC español preveía un 74 % en el marco anterior al Pacto Verde). Es cierto, sin embargo, que se anticipan para esta década avances en la descarbonización del transporte pesado por carretera, transporte marítimo y aéreo, y de la industria que se habían reservado para las dos últimas décadas del proceso de transición a la neutralidad climática y que requerirán una intensa incorporación de tecnologías todavía no maduras.

El peso de la innovación tecnológica en la transición global para alcanzar la neutralidad climática en 2050 queda claramente reflejado en el análisis realizado en el WEO 2020⁸ de la IEA, donde se examina por primera vez de forma sistemática un escenario com-

⁶ COM (2018). «A clean planet for all. A european strategic long term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy».

⁷ COM (2020). 562 final. «Intensificar la ambición climática de Europa para 2030. Invertir en un futuro climático neutro en beneficio de nuestros ciudadanos».

⁸ International Energy Agency (2020). «World Economic Outlook 2020».

patible con el objetivo de limitación de emisiones netas cero en 2050. Hasta este último número del WEO, la Agencia incluía como escenario más riguroso, desde el punto de vista medioambiental, el denominado Desarrollo Sostenible, que estaba en línea con el Acuerdo de París (limitar el crecimiento de la temperatura global muy por debajo de los 2 °C), pero que no alcanzaba la neutralidad climática en 2050, sino en 2070, conduciendo a un aumento de la temperatura global de 1,65 °C (con probabilidad del 50 %); según la Agencia, con un despliegue suficientemente intenso de tecnologías facilitadoras de emisiones negativas a partir de 2070 se podría, sin embargo, alcanzar en 2100 el límite de aumento de la temperatura de 1,5 °C (con un 50 % de probabilidad).

Incluso en este escenario, menos ambicioso que el que procuraría la neutralidad climática en 2050, la transformación energética exigida es notable. En el WEO 2020 de la IEA se señala que, en ese escenario, en 2040 la demanda de petróleo descendería a los 66,2 M/bd (en 2019, antes de que se declarase la pandemia, la demanda de crudo alcanzó los 97,9 M/bd) y la totalidad de las plantas de carbón se cerrarían, reconvertirían o se utilizarían como instrumentos de flexibilidad para el sector eléctrico, funcionando un bajo número de horas (WEO 2019). Más agudo sería el ajuste necesario, lógicamente, si el objetivo es de neutralidad climática en 2050. El WEO 2020 no ofrece, sin embargo, un marco cuantificado de las variables energéticas globales en 2050, para el escenario de neutralidad climática en esa fecha (lo hace para el valor de las mismas en 2030 correspondientes a esta hoja de ruta). Pero expone una visión sobre los retos tecnológicos que plantea ese objetivo muy semejante a la que reflejan los documentos de la Comisión Europea, o de los países miembros que han elaborado programas a largo plazo (horizonte 2050) como es el caso de España en su «Estrategia de descarbonización a largo plazo 2050» (donde se fija un objetivo de reducción de emisiones del 90 %, en línea con el objetivo europeo, una penetración de renovables de un 97 % en el sistema energético, una electrificación de la economía del orden del 50 % y un porcentaje de energías renovables en la generación eléctrica del 100 %). Los desafíos tecnológicos afectan en primer lugar al sector eléctrico, pieza fundamental del proceso de descarbonización, que deberá todavía avanzar en la digitalización, y las tecnologías de almacenamiento, para poder integrar eficientemente una generación variable renovable de masiva presencia (con la incertidumbre que afecta al futuro de la energía nuclear en el *mix* de generación eléctrica), y a los vehículos eléctricos con baterías, que deberán

completar la evolución de su curva de aprendizaje. En segundo lugar, y aquí se presentan los mayores desafíos, deberán abordarse los procesos de descarbonización de aquellas actividades como el transporte pesado por carretera, el transporte marítimo y aéreo y sectores industriales en los que la electrificación presenta notables barreras tecnológicas. Dos tecnologías tendrán un papel fundamental para enfrentar esos desafíos: la utilización del hidrógeno y la captura, uso y almacenamiento de carbono. El hidrógeno verde o bajo en carbono contribuirá decisivamente al proceso de descarbonización como combustible, componente de otros combustibles bajos en carbono, materia prima industrial, vector de almacenamiento y alternativa al vehículo eléctrico con baterías (vehículos con «pilas de combustible»). La captura de CO₂, además de ser complemento necesario de algunas tecnologías de producción de hidrógeno bajo en carbono o derivados del hidrógeno, tiene un enorme potencial de descarbonización tanto en la generación eléctrica como en los procesos industriales y, como se ve en el escenario de neutralidad climática en 2070 de la IEA, sería fundamental en la aplicación de tecnologías de extracción de CO₂ de la atmósfera (emisiones negativas) necesarias para alcanzar el límite de 1,5 °C al final de siglo.

La evolución de las curvas de aprendizaje de estas dos tecnologías clave en las fases más avanzadas de la política de descarbonización es, sin embargo, incierta. Aunque se tiende a extrapolar a estas tecnologías el éxito en la evolución de las curvas de aprendizaje de las tecnologías de generación eólica y fotovoltaica, los riesgos tecnológicos son altos, al menos en lo que se refiere al calendario de su incorporación al sistema energético como alternativas competitivas. De hecho, según los datos mostrados por Th. Van de Graaf (que en su artículo de esta publicación ofrece una amplia panorámica de la tecnología del hidrógeno), las estimaciones sobre el potencial comercial estimado para el hidrógeno en 2050 varían enormemente entre instituciones (entre un 1 % y un 18 % de la energía final). En la actualidad, el hidrógeno (o sus derivados, el amoníaco o el metanol) se utilizan en el sector petrolero, la industria de fertilizantes y otras industrias químicas, pero normalmente en forma de hidrógeno «gris» (a partir de reformado de metano o, en el caso de China, de carbón gasificado y sin captura de CO₂). La obtención de hidrógeno «azul» (reformado de metano con captura de CO₂) supone lógicamente un aumento de coste en relación a la variedad sin captura de CO₂, aumento que se incrementa notablemente en la variedad hidrógeno «verde» (obtenido por electrólisis del agua con una

generación eléctrica descarbonizada): según NEA/IEA (2020)⁹, el «coste nivelado»¹⁰ de la producción del hidrógeno «azul» se mueve entre 1,2-2,0 \$/kg H₂ frente a los 0,7-1,6 \$/kg H₂ de la variedad sin captura de CO₂; el del hidrógeno verde depende lógicamente del coste de la electricidad utilizada; NEA/IEA ofrece un amplio abanico de costes para el hidrógeno verde, entre aproximadamente 3 y 8 \$/ kg.H₂, y señala que en localizaciones con dotaciones favorables de generación eléctrica renovable, este coste puede estar por debajo de los 2 \$ / kg. H₂.

En el futuro, la producción de hidrógeno se concentrará en la variedad «azul» y «verde» lógicamente. Países como Argelia o Arabia Saudí tenderán a favorecer el hidrógeno azul; países como Marruecos o Chile, bien dotados de recursos renovables y sin recursos de combustibles fósiles, orientarán su producción hacia el hidrógeno verde; países sin ventajas de costes en ambos terrenos, como Alemania o Japón, se están ya perfilando como importadores de hidrógeno. Como señala Th. Van de Graaf en su artículo, las ventajas competitivas en el desarrollo del hidrógeno verde residen en la dotación de recursos renovables, agua dulce e infraestructuras, lo que en la hipótesis de expansión del hidrógeno conduciría a una nueva red global de producción, consumo y comercio mundial energéticos. Como indica Th. Van de Graaf, aunque algunos han descrito este escenario como un remedo del que representa en la actualidad el del petróleo, tiene más concomitancias con el del gas natural (de hecho, los flujos de hidrógeno podrían utilizar, en mezcla con el metano, las actuales redes de gasoductos y, en el futuro, con inversiones de reconversión, incluso un hidrógeno más puro podría circular).

La captura, uso y almacenamiento de carbono es otra de las tecnologías clave en el proceso de descarbonización, pero que aún debe experimentar notables avances en su curva de aprendizaje. La IEA¹¹ reconoce este retraso en su desarrollo (habría inicialmente una treintena de proyectos planeados a escala comercial en el mundo) pero, sin embargo, expone el potencial futuro de

⁹ Nuclear Energy Agency/International Energy Agency 2020. «Projected costs of generating electricity (2020 edition).

¹⁰ El «coste nivelado» de la producción con un activo determinado tal como es definido por NEA/ IEA es el precio medio constante en términos reales del bien producido que iguala la totalidad de costes actualizados a los ingresos actualizados a lo largo de la vida del activo.

¹¹ International Energy Agency 2020. «Energy Technology Perspectives 2020, Special Report on Carbon Capture Utilisation and Storage».

esta tecnología en distintas áreas: la captura de CO₂, como ya se ha señalado, es necesaria para lograr un hidrogeno «azul» (a partir del reformado de metano) que, por su bajo contenido en carbono, será previsiblemente una alternativa tecnológica al hidrógeno «verde» (obtenido por electrólisis del agua con electricidad limpia); puede ser, también, una alternativa tecnológica para la reducción de emisiones en sectores industriales de difícil descarbonización como la siderurgia o la producción de cemento; es igualmente un ingrediente tecnológico necesario en la producción de combustibles sintéticos neutros en carbono a partir de bioenergía o de la extracción de CO₂ (abriendo así la posibilidad de sustitución de combustibles para segmentos del transporte difícilmente electrificables, como la aviación); tendría un papel fundamental, con la extracción de CO₂ emitido, en facilitar un programa de emisiones negativas, algo que, como se ha visto, (por ejemplo, en el escenario de Desarrollo Sostenible del WEO 2020 de la IEA), puede ser crucial en la segunda parte del siglo. Aplicada a la generación eléctrica, esta tecnología permitiría una producción de electricidad de bajo contenido en carbono a partir de gas natural o carbón. Como indica NEA/IEA⁹, sin embargo, el sobrecoste que impone a la generación eléctrica es importante: solo sería competitiva la generación eléctrica con captura de CO₂ en relación a la variante tecnológica sin corrección de emisiones con precios de las emisiones de CO₂ de 50 \$/t de CO₂ en el caso de la generación eléctrica con gas natural y de 100 \$/t en el caso de la generación con carbón. Sin embargo, como indica NEA/IEA, si estos precios del CO₂ se alcanzasen (vía impuesto o como resultado del mecanismo de *cap and trade*), solo se haría todavía más competitiva a la generación eléctrica con renovables e incluso a la nuclear.

Como se ha dicho, la descarbonización del sector eléctrico será, hasta 2050, la principal fuerza motriz de la política climática. El objetivo para esta fecha en Europa es alcanzar un *mix* de generación casi totalmente descarbonizado, con presencia de la energía nuclear en algunos países, pero siempre con una presencia de energías renovables dominante, (el objetivo para España en su «Estrategia de Descarbonización a largo plazo 2050», es alcanzar un 100 % de renovables en el *mix* de generación eléctrica). A pesar de que la aguda reducción de costes de la generación eléctrica eólica y fotovoltaica ha facilitado extraordinariamente el logro de la descarbonización plena en el sector, sin embargo, continúan existiendo desafíos e incertidumbre tecnológicas, así como incertidumbres regulatorias inducidas precisamente por

los radicales cambios tecnológicos que ya se han registrado y que continuarán registrándose. El suministro eléctrico suele descomponerse en cuatro tipos de servicio: energía, firmeza (disponibilidad de capacidad), flexibilidad y redes. En todos ellos se producirán profundas transformaciones a lo largo del proceso de transformación energética.

Las incertidumbres se manifiestan incluso en relación al *mix* de generación eléctrica descarbonizada que se impondrá en el horizonte de mitad de siglo. La generación eléctrica con gas natural o carbón parece descartada a largo plazo por el excesivo sobre coste que impondría la incorporación de captura de CO₂, como se ha señalado. Sin embargo, en un plazo de treinta años es difícil anticipar la evolución de la curva de aprendizaje de esta tecnología, dado que se encuentra en su fase inicial de explotación comercial. Mayor incertidumbre existe aún en relación al peso de la energía nuclear en la generación de energía eléctrica, donde se conjugan factores de coste, seguridad, percepción de la opinión pública y condicionantes geopolíticos. Tanto en publicaciones de la IEA¹² como del MIT¹³ se analiza un posible futuro de la energía nuclear en el *mix* descarbonizado de generación eléctrica.

La NEA/IEA (2020)⁹ considera que la alternativa de prolongación de la vida de las centrales de 2ª generación diez o veinte años más allá de su vida de diseño es en la actualidad la alternativa de más bajo coste para la generación eléctrica. Su estimación del «coste nivelado»¹⁰ de esta alternativa (que puede considerarse una métrica del coste total medio), en la hipótesis de un tipo de descuento del 7 % y un *load factor* del 85 %, varía entre 31,2 \$/MWh y 41,1 \$/MWh, lo que le coloca por debajo de las estimaciones de la NEA/IEA de los «costes nivelados» incluso de la generación renovable eólica o fotovoltaica. La localización de las instalaciones, tanto de la generación eléctrica eólica como de la fotovoltaica son, sin embargo, un factor determinante de los costes y, por tanto, la variabilidad de estos es muy alta. Por ejemplo, en España, los costes medios consistentes con las pujas realizadas en la última subasta de generación renovable son claramente inferiores a las cifras de «costes nivelados» para la generación eléctrica con las centrales nucleares con vida prolongada que ofrece la NEA/IEA.

¹² IEA (2019). «Nuclear power in a clean energy system».

¹³ MIT Energy Initiative (2018). «The future of nuclear energy in a carbon-constrained world» (An interdisciplinary MIT study).

El panorama es completamente diferente para las nuevas centrales de 3ª generación. Las primeras centrales han presentado retrasos notables en los plazos de construcción y grandes desviaciones en relación a los presupuestos iniciales, lo que repercutirá en el coste de generación; por ejemplo, el coste de generación reconocido (el *strike price* de su contrato por diferencias) para Hinkley Point C, en Reino Unido, es de 92,5 L/MWh durante 35 años (reducible a 89,5 L/MWh si se cumplen determinadas condiciones). Es cierto, como señala la NEA/IEA, que estos primeros reactores (*first of a kind*) de una nueva tecnología presentan siempre sobrecostes y que el aprendizaje en sus proyectos de construcción repercute en una significativa reducción del coste de los siguientes reactores. Las cifras de «costes nivelados» de generación, una vez superada esta primera fase, que aporta la NEA/IEA (en la hipótesis de un tipo de descuento del 7 % y de un *load factor* del 85 %) serían sensiblemente más reducidas (del orden de 71 \$/MWh en Francia y EE. UU., de 66 \$/MWh en China e India y 52 \$/MWh en Corea). De todas formas, la NEA/IEA (8) tiene una visión más optimista en relación a las potencialidades de los «pequeños reactores modulares» de agua ligera, por su radical cambio de organización de la construcción (mayor peso de la fabricación en factorías de los componentes e integración posterior *in situ*), la posibilidad de modular la inversión, el acceso a localizaciones no adaptadas a reactores de gran potencia y el optimismo tecnológico se extiende igualmente a otros reactores de 4ª generación.

Con los costes reflejados en el último informe de la NEA/IEA y, dado su potencial de oferta de firmeza y flexibilidad al sistema eléctrico, la generación eléctrica nuclear podría tener un cierto peso en el *mix* de generación descarbonizada. La principal barrera, sin embargo, es el rechazo de una parte significativa de la opinión pública (variable en los diferentes países) por desconfianza en la seguridad de las instalaciones nucleares, sobre todo después del accidente de Fukushima en Japón. Aunque el riesgo de accidente nuclear (cuantificado como el producto del daño esperado por su probabilidad, más una prima de riesgo) representa una parte pequeña del coste total de generación nuclear¹⁴, la percepción de una parte de la opinión pública atribuye una cuantía a este riesgo muy superior al generalmente estimado y considera la continuidad de esta tecnología inaceptable (de hecho,

¹⁴ LÉVÊQUE, F. 2015. «The economics and uncertainties of nuclear power». (Cambridge University Press).

considera implícitamente un daño esperado casi infinito de tal forma que incluso las probabilidades de accidente muy bajas de las nuevas tecnologías no rebajan la percepción del riesgo). La traducción de esta situación en el posicionamiento político de los gobiernos ha sido diversa en Europa. Mientras algunos países, como por ejemplo Alemania y España, han programado el abandono de la tecnología nuclear, otros como Francia y Reino Unido previsiblemente seguirán contando a largo plazo con la generación eléctrica nuclear. Hay factores geopolíticos que condicionan esta elección. Parece difícil que países que siguen considerando el arma nuclear como un elemento central de su estrategia de defensa decidan abandonar los usos civiles de esa energía. Esto explicaría en parte la posición francesa y británica. En el caso francés, además, juegan razones de política industrial: la tecnología nuclear forma un nicho industrial donde Francia presenta un posicionamiento destacado. En todo caso, pueden utilizarse argumentos de carácter geopolítico para defender la continuidad de la tecnología nuclear tanto en EE. UU. como en Europa. M. Bowen¹⁵ describe los riesgos de una desimplicación de EE. UU. en la exportación de tecnología nuclear, lo que implicaría una menor capacidad de incidir en los acuerdos internacionales de reglamentación técnica y de seguridad con efectos inducidos incluso en la política de no proliferación nuclear. Según Bowen, los datos del número de plantas nucleares construidas, o en proceso de construcción, desde 1997 en China más que cuadruplican las de EE. UU. y en Rusia prácticamente la triplican (siendo en este país, además, la mayoría exportada). Además de la ventaja en la evolución de la curva de aprendizaje que esto otorga a países como China o Rusia, aporta notables ventajas estratégicas a estos países a través de la exportación de tecnología nuclear en áreas sensibles como el Oriente Medio.

El carácter variable de la generación eléctrica renovable impone también exigencias tecnológicas para integrar de forma eficiente una incorporación masiva de estas tecnologías (en países como España se prevé una penetración renovable del 100 % de la generación eléctrica en 2050). Esta situación requerirá el desarrollo de una importante oferta de servicios de firmeza y flexibilidad, a cargo de la capacidad disponible de generación, la gestión inteligente de la demanda, las interconexiones y el almacenamiento

¹⁵ BOWEN, M. 2020. «Why the United States should remain engaged on nuclear power. Geopolitical and National Security Considerations». (Columbia/SIPA. Center on global Energy policy).

(sobre todo el bombeo y las baterías), lo que implica un refuerzo de la digitalización del sistema eléctrico y un avance en las tecnologías de almacenamiento, no todas plenamente maduras. El desarrollo de los recursos distribuidos (generación y almacenamiento, además del fuerte crecimiento del autoconsumo) también plantea notables desafíos tecnológicos para su integración eficaz con los recursos más centralizados; las redes de distribución, sobre todo, que van a encontrarse con la generalización de flujos bidireccionales originados en múltiples modos de la red, van a exigir la incorporación intensiva de tecnologías de información y comunicación (redes más inteligentes)¹⁶.

En los próximos años, estos intensos cambios en la estructura tecnológica del sector eléctrico van a ir acompañados de una profunda transformación de su arquitectura institucional y corporativa, la composición de los agentes que operan en el mismo, los modelos de negocio, los mecanismos de contratación y, en última instancia, su marco regulatorio. El paradigma de los modelos eléctricos liberalizados que se generalizó desde los años ochenta del siglo pasado, tenía como quicio un mercado mayorista de energía cuyos precios eran las señales relevantes tanto para una operación como para una inversión eficientes en la generación eléctrica. Aunque el modelo de *energy only market* no funcionó en toda su pureza prácticamente en ninguna parte (el añadido de los «mercados de capacidad» u otros mecanismos dirigidos a compensar el *missing money* de los mercados de energía se extendió ampliamente), la lógica básica de los nuevos modelos liberalizados pudo mantenerse en el sistema en que la generación convencional (nuclear, carbón, gas natural) era dominante. La dominancia de tecnologías de generación con costes variables cercanos a cero y variables en su operación (como es el caso de la generación con energías eólica y fotovoltaica) trastoca los fundamentos del modelo en vigor. Los precios medios en el mercado mayorista continuarán su perfil descendente a medio y largo plazo (como consecuencia del creciente peso en la generación eléctrica de las tecnologías de coste marginal a corto plazo de generación cercano a cero) lo que significa que, en la retribución del suministro eléctrico, el peso de los ingresos en el mercado mayorista de energía tenderá a disminuir y, por consiguiente, la dependencia del negocio eléctrico de la retribución de los servicios de firmeza (mercados de

¹⁶ ARANZADI, C. (2019). «Jornadas de almacenamiento eléctrico distribuido. Introducción». (Think Hub. Fundación Caminos).

capacidad), flexibilidad (mercados de servicios complementarios gestionados por el operador del sistema) y redes (cuya retribución como monopolios naturales está fijada por el regulador), aumentará correlativamente¹⁶.

D. Robinson (en su artículo de esta publicación) aboga por un modelo de «doble mercado»¹⁷ para hacer frente a la evolución tendencial de los precios en el mercado mayorista de energía, a la necesidad de ampliar notablemente la oferta de flexibilidad y acomodar la complejidad del previsible aumento de los recursos distribuidos, para lo que los avances en la digitalización del sector eléctrico podrán garantizar su implementación. En cualquier caso, la evolución regulatoria parece inclinarse hacia un modelo con fuertes características de «comprador único», como es el caso de España. Aunque los «mercados de capacidad» (donde el volumen de capacidad disponible requerido o la curva de demanda construida venían siendo ya establecidas por una instancia administrativa centralizada) o los mercados de flexibilidad (donde el operador del sistema adquiriría de forma centralizada las reservas y otros servicios de ajuste) utilizasen mecanismos competitivos para asignar la oferta entre los suministradores últimos en sus mercados respectivos, la definición y garantía de un determinado estándar de firmeza y flexibilidad ha venido correspondiendo a una instancia central (es decir eran mercados «de un solo lado»). Implícitamente, se consideraban estos servicios como un bien público. Probablemente esta gestión centralizada de la firmeza y flexibilidad se seguirá manteniendo en el futuro, aunque cabe pensar que, con el desarrollo de la digitalización, se acabe posibilitando el cruce en esos mercados de los suministradores últimos y los demandantes últimos de esos servicios (permitiendo una diferenciación de los demandantes en función de sus preferencias de ambos servicios y rompiendo con su caracterización de bien público). Pero es, quizás, el mercado mayorista de energía, el que está experimentando una deriva mayor en una dirección que responde a la lógica del comprador único. A medida que aumenta la asignación de la oferta de generación eléctrica renovable (o, en el caso de Reino Unido, de generación eléctrica nuclear) por el procedimiento de subastas en la que se establece el *strike price* de contratos por diferencias que pueden diferir tanto del perfil de precios del mercado mayorista *spot* como de los precios fijados en

¹⁷ ROBINSON, D. and KEAY, M. (2020). «Glimpses of the future electricity system? Demand flexibility and a proposal for a special auction». (The Oxford Institute for energy studies).

la contratación a plazo bilateral (por ejemplo en forma de «Power Purchase Agreements»), se establece que una parte creciente de la oferta de energía se asigna en un mercado «de un solo lado» (los volúmenes subastados se fijan por una instancia administrativa) y donde los *strike prices* resultantes del mecanismo de las subastas representan de hecho unos «costes estándares», aunque determinados por un mecanismo competitivo. La lógica del modelo tiene fuertes concomitancias con la que caracterizaba al mercado mayorista de la LOSEN (1994) española.

Esta centralidad tecnológica del proceso de transición energética se manifiesta en múltiples aspectos. En primer lugar, la incertidumbre relativa a la disponibilidad y evolución de las curvas de aprendizaje de las diferentes tecnologías involucradas en el proceso (que, en la actualidad, tal como señala la IEA, no son plenamente maduras en su mayoría) convierte al riesgo tecnológico en un coste contingente significativo. Esta incertidumbre se agudiza aún más por la competencia entre algunas de las nuevas tecnologías, cuyo despliegue se anuncia para los próximos treinta años. Un caso claro es el descrito por T. Van de Graft en su artículo de esta publicación, en el que se muestra la competencia entre la utilización del hidrógeno y un ciclo energético más directo (con eficacias del conjunto de procesos de conversión energética requeridos diferentes) para usos finales eléctricos, tanto para la movilidad como para acondicionamiento de edificación residencial. En su mayoría, además, las nuevas tecnologías que protagonizarán la transición energética son intensivas en capital, lo que supondrá, además de notables requerimientos de inversión (con tipos de descuentos aplicables altos por el elevado riesgo tecnológico), un peso mayor de «costes hundidos». En este contexto, la probabilidad de aparición de «inversiones varadas» (*stranded investments*) es alta. Algunos ejemplos se dan ya en la generación eléctrica convencional: reducción significativa de las horas de utilización de las centrales de gas natural de ciclo combinado a medida que aumenta la penetración de generación renovable, cierre o reconversión de la flota de centrales de carbón (proceso, este último, que va a afectar de forma particular, como se señala en WEO 2019 de la IEA, a países asiáticos con inversiones de este tipo de centrales con vidas todavía muy cortas). En el sector petrolero, el riesgo de «inversiones varadas» dependerá del grado de afinamiento de la planificación de las nuevas inversiones al impacto conjunto de la evolución de la demanda de crudo y el agotamiento de pozos, pero parece inevitable que una parte importante de los recursos subterráneos de

países con voluminosas reservas se conviertan a largo plazo en «activos varados», si se pretende alcanzar los objetivos de neutralidad climática en 2050.

En segundo lugar, el escenario tecnológico futuro asociado a la transición energética tendrá también importantes efectos de carácter geopolítico. El aventajado posicionamiento geoestratégico que otorgaba a algunos países una dotación abundante de recursos fósiles (sobre todo si, como en el caso del petróleo, su localización está concentrada geográficamente) se irá amortiguando a medida que la sobreabundancia de recursos a largo plazo se haga patente; la contribución de determinadas áreas geográficas, como Oriente Medio o algunos *choke points* en el tráfico del crudo, a la determinación del riesgo geopolítico en los mercados energéticos irá igualmente disminuyendo. El control de las tecnologías descarbonizadas y la dotación de recursos minerales de elementos asociados a estas tecnologías, como «tierras raras», (a las que Ricardo Prego dedica su artículo en esta publicación), y otros materiales críticos, irán desplazando de forma progresiva a la dotación de recursos fósiles como factor de «dominancia energética» en las relaciones internacionales. Es cierto que las tecnologías se difunden, pero el *first mover* adquiere normalmente una ventaja estratégica significativa. Es por eso reseñable la relevancia geoestratégica de la creciente ventaja de China en las tecnologías descarbonizadas (tanto en la energía nuclear como en las energías renovables), cuestión expuesta por I. Tapia en el número precedente de E. y G.; China, además, ha adquirido una posición dominante en recursos minerales necesarios para el desarrollo de tecnologías descarbonizadas, como las tierras raras, frente a la cual EE. UU. y Europa han reaccionado con notable retraso (ver el artículo de R. Prego) y seguirá beneficiándose para su desarrollo tecnológico en todas las áreas energéticas del efecto escala en la evolución de sus curvas de aprendizaje. Aunque las distancias tecnológicas puedan acortarse con una adecuada política de inversión en investigación e infraestructuras, una correcta planificación y asignación de recursos a medio y largo plazo es necesaria para minimizar los costes en un entorno de gran incertidumbre tecnológica como el que se abre con la transición energética. Por otro lado, aunque es cierto que los recursos energéticos primarios dominantes en el futuro a largo plazo (sol y viento) están presentes en todas las áreas geográficas (no con la misma intensidad), la localización es un factor determinante del coste de producción con esas energías renovables, lo que conducirá (dada la gran variabilidad

de costes) a una nueva especialización internacional y una nueva red de flujos energéticos globales (T. Van de Graft examina esta cuestión en relación al hidrógeno), que afectarán a la red global de infraestructuras energéticas.

Entrevista con el alto representante/vicepresidente
(HR/VP) de la Política Exterior y de Seguridad Común
de la Unión Europea (UE)

Josep Borrell Fontelles

La pandemia de la COVID-19 ha representado una profunda ruptura de la continuidad histórica. En primer lugar, por el impacto en la actividad económica y el consumo energético (y el efecto inducido en las emisiones de CO₂). En segundo lugar, por las modificaciones en la conducta de la población y en la psicología colectiva (cambios en los patrones de movilidad, generalización del teletrabajo, aislamiento etc.). Y, en tercer lugar, por su estímulo a la aceleración de innovaciones en las tecnologías sanitarias y a comportamientos políticos más cooperativos entre estados (por ejemplo, el programa Next Generation EU). ¿Cree Ud. que los cambios provocados por la pandemia serán transitorios y que, una vez retornemos a la normalidad sanitaria, volveremos al business as usual o que se habrán consolidado nuevas pautas estructurales?

No, no creo que volvamos al *old normal*. Las pandemias han sido grandes vectores de cambio en la historia humana. Mi vivencia de la crisis desde la posición de HRVP me ha hecho entender que estamos en un punto de inflexión global, en el más amplio sentido de la palabra global. Ni siquiera las guerras mundiales fue-

ron realmente mundiales ni las anteriores pandemias afectaron a tantos países a la vez.

Creo que las consecuencias serán algo más que aumentar la pendiente de una evolución lineal. Afectarán a la globalización, al papel del estado, a la gobernanza mundial y al multilateralismo, que ya se encontraba en crisis. Y también a la competencia entre los sistemas políticos de la democracia liberal y los sistemas con distintas dosis de autoritarismo.

En la vida cotidiana, la pandemia ha acelerado el comercio *online* o las videoconferencias, y ha generado dinámicas nuevas, como el traslado de las ciudades a zonas rurales. Está por ver hasta qué punto se consolidan cada una de ellas y su efecto neto en la demanda global de energía.

¿Piensa Ud. que el legado de la pandemia puede tener alguna consecuencia en la evolución a largo plazo del escenario geopolítico?

Muchas. El mundo será más digital, más desigual y también más asiático, porque Asia y, en particular China, sale reforzada de la pandemia. La COVID ha acelerado la rivalidad entre China y EE. UU. Eso que Ud. dice sobre más comportamientos cooperativos entre países es verdad entre los europeos, con el Next Generation EU, pero no veo que esta crisis haya aumentado la cooperación mundial, sino más bien al contrario. No ha habido suficiente cooperación y sí confrontación entre potencias para demostrar quién es la más eficiente, y más ayuda a los demás, primero con las mascarillas y ahora con las vacunas.

La Unión Europea y los países occidentales estamos teniendo dificultades para proporcionar vacunas a los países en vías de desarrollo, como se esperaba de nosotros y como hubiéramos debido. Es innegable que China y Rusia han sabido actuar con mayor celeridad y que ello tendrá consecuencias geopolíticas.

La presidencia de Biden en EE. UU. anuncia la reintegración de su país al Acuerdo de París, la posible reincorporación al Acuerdo nuclear con Irán y, en general, un retorno al multilateralismo. ¿Cuáles son, vistas desde Europa, sus consecuencias en la geoestrategia de la energía y del clima?

Evidentemente, enormes. Solo por las dos razones que Ud. cita, clima e Irán, el mundo será mucho mejor y más seguro. El pre-

sidente Biden ya ha cumplido su promesa y firmado el decreto por el que se abre la vía al regreso de EE. UU. al acuerdo de París que abandonó el 4 de noviembre pasado. Ya hemos tenido la primera videoconferencia con su enviado especial para el clima, John Kerry, que nos ha planteado una acción basada en «muchísima humildad y más ambición». Pero tendrán que trabajar duro para compensar los efectos nocivos de los años de Trump. EE. UU. ha sostenido la negación del cambio climático e impulsado la actitud de países importantes como Brasil y Arabia Saudita. EE. UU. son los segundos emisores mundiales, pero solo han desembolsado uno de los tres mil millones de dólares prometidos al Fondo Verde para el Clima. Pero la rectificación es ya muy clara: Biden ha revocado el permiso de construcción del oleoducto Keystone XL, ordenado moratoria sobre las concesiones petroleras en el Ártico, etc...

Pero el mundo ha cambiado y ya no es el de París 2015. Otros actores, como la UE y China, están teniendo actuaciones destacadas. EE. UU. tendrá que adoptar objetivos climáticos más exigentes para 2030 antes de la COP26. Biden tendrá que someter a votación la neutralidad climática para 2050 a fin de igualar el compromiso realizado por China. Y no hay duda de que, para aplicar su plan de relanzamiento verde, tendrá en frente un poderoso *lobby*.

Esperamos a EE. UU. en el G20 y en la cumbre mundial sobre el clima que Biden se ha comprometido a convocar en los primeros 100 días. Y, por supuesto, en la COP26. Las expectativas son muy grandes y lo importante serán los compromisos concretos.

¿Y sobre el Acuerdo nuclear con Irán, el JCPOA? ¿Es Ud. optimista sobre las posibilidades de revitalizar el acuerdo nuclear con Irán o de sustituirlo por un acuerdo de más amplio alcance?

Como coordinador del JCPOA, he procurado mantener vivo el acuerdo después de la retirada de Estados Unidos. Ahora estamos a la espera de lo que decida la nueva administración Biden.

Hasta que Trump se retiró del acuerdo, Irán había cumplido con su parte. Ahora, tanto Estados Unidos como Irán han expresado la voluntad de retomar el acuerdo si existe reciprocidad en el cumplimiento por cada parte.

El ministro iraní me ha asegurado que están dispuestos a volver al cumplimiento de sus obligaciones en el lado nuclear si los

demás cumplen las suyas por el lado económico. Debería ser posible que EE. UU. volviese a un acuerdo que ha impedido que Irán fuese una potencia nuclear. Pero no se me ocultan las dificultades para hacerlo.

¿En qué medida la vuelta de EE. UU. a una diplomacia más convencional puede afectar a la inflexión en la acción exterior de la UE hacia una mayor asertividad geopolítica y autonomía estratégica que los expertos atribuyen a su mandato como alto representante?

La presidencia de Biden aumenta significativamente las oportunidades de colaboración con la UE. La autonomía estratégica de Europa, que es un concepto que, desde luego, defiende y que no tiene que ver nada con el proteccionismo ni el aislacionismo, no va contra Estados Unidos. Se trata simplemente de que Europa sea capaz de actuar por su cuenta cuando sea necesario. Una Europa más fuerte y unida sería un mejor aliado. Y eso también debe interesar a Estados Unidos.

Aunque la prevista reincorporación de EE. UU. al Acuerdo de París aumenta las posibilidades de éxito de la COP26 de Glasgow, las dificultades para lograr un acuerdo en las cuestiones que quedaron pendientes de aprobación en la COP celebrada en Madrid (principalmente las relativas al diseño de un mecanismo de coordinación de los instrumentos de las políticas estatales o regionales de mitigación, y la urgente corrección de los compromisos nacionales de reducción de emisiones) son todavía notables. ¿Cree Ud. que Europa puede jugar un papel activo en el esfuerzo para lograr una convergencia de posiciones entre las partes del Acuerdo?

Como he dicho antes, EE. UU. ha vuelto a París pero tiene que hacer sus deberes. Y nosotros también. Hemos puesto el listón muy alto y no va a ser fácil conseguirlo. Pero como los europeos solo generamos el 7 % de las emisiones mundiales (sin el Reino Unido), aunque por milagro dejásemos mañana de emitir un solo gramo de CO₂, el problema seguiría siendo el mismo porque quedaría el 93 % restante. De manera que tenemos que conseguir que los grandes emisores, entre ellos Estados Unidos y China, vayan en la misma dirección y, sobre todo, que el aumento en el consumo de energía que tiene que producirse a nivel mundial para satisfacer las necesidades de los países en desarrollo se haga de una forma sostenible. Nuestra ambición climática es una de las

señas de identidad de esta Comisión, pero hemos de entender el problema en su dimensión global y desarrollar una gran actividad diplomática para no quedarnos solos en el empeño. En la COP26, EE. UU., China y la UE tenemos que remar en la misma dirección.

¿Y cómo se compagina ese gran aumento en el consumo energético con la reducción de las emisiones?

El mundo tiene dos problemas energéticos. El primer problema es que los que tenemos acceso a la energía producimos emisiones de gases de efecto invernadero demasiado elevadas. Es el que recibe más atención en nuestro mundo desarrollado. Pero hay otro problema energético global igualmente grande: la pobreza energética, que hace que cientos de millones de personas carezcan de acceso a suficiente energía, con terribles consecuencias para ellos mismos y el medio ambiente. Cuando uno viaja por África se da cuenta de ello. El futuro verde y digital no puede construirse sobre consumos per cápita de energía tan dispares. El 1 % más rico de la UE emite una media de 43 toneladas de CO₂ al año, 9 veces más que la media mundial, de 4,8 toneladas. El estadounidense medio emite más CO₂ en 4 días que los habitantes de Etiopía, Uganda o Malawi en todo un año. Y además, estos usan combustibles y tecnologías muy primitivas. La leña proporciona más de la mitad de la energía total consumida en África Oriental, Central y Occidental.

Esa es una descripción del problema, o de los problemas si lo prefiere, pero no ha dicho nada sobre las soluciones.

Cierto, y no he acabado con la descripción de los problemas. La pobreza energética tiene un coste enorme en términos de salud humana. Ya que estamos sufriendo una grave pandemia que afecta a las vías respiratorias, es bueno saber que la OMS considera que la contaminación del aire en el interior de las habitaciones es, o era antes de que llegara la COVID, el mayor riesgo ambiental sanitario del mundo para las personas más pobres y causa 1,6 millones de muertes cada año. Y, adicionalmente, contribuye a la deforestación del planeta.

La solución solo puede venir de alternativas tecnológicas a los combustibles fósiles a gran escala, seguras, bajas en carbono y baratas. Sin ellas, no lograremos que países pobres satisfagan sus necesidades ni que los países ricos cambien su actual modelo insostenible.

Ya sé que estoy enunciando una evidencia, pero es lo que hay que hacer y todavía no hemos hecho. La transición energética requiere innovación tecnológica a gran escala.

La estamos haciendo, el desarrollo de las renovables es un buen ejemplo. ¿Qué más hay que hacer y qué consecuencias geopolíticas tendría esa transformación tecnológica?

Bueno, lo estamos haciendo más rápido ahora, pero no en todos los sectores. En la producción de electricidad sí hemos desarrollado alternativas a los combustibles fósiles. Pero, si mis datos son correctos, la parte de las energías renovables más la nuclear sigue estando alrededor del 35 % y, en términos porcentuales, no ha mejorado desde hace treinta años. En otros sectores no estamos encontrando una solución todavía.

Y cuando lo consigamos, las exigencias de la política climática plasmadas en el Acuerdo de París conducirán a largo plazo a un perfil de la demanda global de combustibles fósiles que pueden convertir una gran parte de los recursos actualmente existentes en «activos varados» (stranded assets) y reducir la importancia estratégica de países pivotaes en el mercado de crudo, como Arabia Saudí o Rusia. De nuevo, ¿cuáles son las implicaciones geopolíticas de esa transición a un mundo de sobreabundancia de recursos de combustibles fósiles?

Mucho mayores de lo que pensamos. En mi postgrado en el Instituto Francés del Petróleo en París, en 1982, me decían que había petróleo para 50 años. Y ahora estamos hablando de sobreabundancia de activos que perderán su valor por la restricción climática. Ciertamente, la reducción de la demanda de combustibles fósiles resultará en un reajuste del poder de influencia de los países que actualmente los utilizan como una fuente de influencia geopolítica y para financiar su nivel de bienestar. Por eso algunos no ven con buenos ojos nuestra ambición climática, y los hay en nuestra vecindad inmediata. Sin una adecuada planificación, se pueden generar nuevas áreas de inestabilidad instigada por los actores regionales afectados. La exigencia climática va a cambiar la distribución de la riqueza en el mundo. Países muy ricos lo serán menos y otros hoy pobres verán sus recursos naturales aumentar de valor. Piense en el litio, necesario para las baterías, que hay en los Andes. No es una cuestión neutral desde el punto de vista geopolítico y no ocurrirá sin resistencias.

La electricidad y el hidrógeno van a ser dos vectores energéticos esenciales de la política de descarbonización. La generación eléctrica renovable (fotovoltaica y eólica) es ya plenamente competitiva en relación a las tecnologías alternativas. Sin embargo, el coste de producción del hidrogeno no es todavía competitivo con las tecnologías disponibles. ¿Son suficientes las medidas adoptadas en Europa para facilitar el avance en la curva de aprendizaje de las tecnologías de producción de hidrógeno?

Soy un convencido del papel del hidrógeno en el futuro del binomio energía/clima. Sobre todo, el hidrógeno llamado «verde» producido a partir de electricidad fotovoltaica. El pasado julio, la UE dio a conocer su estrategia europea para el hidrógeno con el ambicioso objetivo de generar 40 GW con esta fuente en 2030. En países como España, el hidrógeno está despertando un gran interés por parte de las empresas generadoras. Portugal y los Países Bajos ya están trabajando conjuntamente en proyectos de producción y transporte, y Alemania y Francia lo están haciendo en proyectos de gran escala. La experiencia obtenida con el desarrollo de las energías fotovoltaica y eólica debe servir para diseñar una estructura de incentivos que facilite el desarrollo de esta tecnología. África del Norte puede ser un lugar muy apropiado para su producción, habida cuenta de que ya disponemos de una red de gasoductos que enlaza con Europa.

Rusia puede considerarse un suministrador potencialmente competitivo (coste de producción y transporte) a largo plazo de gas natural a Europa, con respecto a suministros alternativos por gaseoducto o en forma de GNL. Pero el peso de las importaciones de gas rusas en la demanda europea parece excesivo. ¿No debería Europa, por imperativos de seguridad, proceder a una mayor diversificación de sus suministros de gas natural en sus orígenes geográficos, modalidades de transporte y características contractuales?

Durante mucho tiempo, los países europeos han carecido de alternativas al suministro de gas ruso. Hoy, el papel de Rusia en las importaciones de gas de la UE es del 40 % globalmente, y de entre el 80 % y el 100 % para estados miembros como Eslovaquia y los países bálticos. Sin embargo, no es el porcentaje del suministro, sino la disponibilidad de alternativas lo que da una imagen realista de la seguridad energética de la UE. Y, desde este punto de vista, la situación de la UE ha mejorado en los últi-

mos 15 años gracias a la infraestructura y legislación internas, la diversificación de sus fuentes de importación a través del corredor del sur y nuevas terminales de GNL que nos han conectado a un mercado global.

Adicionalmente, el desarrollo del Green Deal hará que vaya disminuyendo progresivamente las compras a Rusia. Por ello, aunque las compras de Rusia siguen siendo muy importantes, los estados miembros de la UE compradores disponen hoy de un poder de negociación del que antes carecían.

¿En qué medida la diplomacia energética con Rusia se contempla en el Plan de acción de la Unión Europea en materia de diplomacia energética (EU's Energy Diplomacy Action Plan)?

Para serle sincero, debo reconocer que no se menciona a ningún país en las recientes conclusiones del Consejo de Asuntos Exteriores de la UE sobre la diplomacia climática y energética del 25 de enero. Su objetivo es impulsar una ambiciosa transición energética verde a nivel mundial, incluida la eliminación gradual de las inversiones en combustibles fósiles, y estipula que «la diplomacia energética de la UE desalentará todas las inversiones adicionales en proyectos de infraestructura energética basados en combustibles fósiles y garantizará la seguridad energética».

¿Y qué me dice del polémico Nord Stream 2 en estos momentos de tensiones con Rusia? ¿Para hacer frente a Rusia, debe paralizarse?

Definitivamente Ud. quiere ponerme en un compromiso... Esta cuestión no se ha planteado en el reciente Consejo de Asuntos Exteriores de ministros de la UE, pero hay países que les gustaría utilizar esta palanca en las relaciones con Rusia aunque, como subrayó públicamente el ministro francés Jean-Yves Le Drian, está en manos de Berlín hacerlo. El Parlamento Europeo ha pedido el cierre inmediato del oleoducto por una abrumadora mayoría y es también una manzana de discordia entre Berlín y Washington, que impone sanciones extraterritoriales a las empresas europeas participantes. Pero mire, seamos realistas. El gasoducto Nord Stream 2 es un proyecto de 10 000 millones de euros que se ha completado en un 90 % y que duplicará la capacidad de enviar gas ruso a Alemania. Ciertamente no contribuye a la diversificación de los aprovisionamientos energéticos de la UE y la Comisión

ha dicho que no lo considera prioritario, pero es comprensible que la canciller Merkel no esté dispuesta a tirar la inversión por la ventana.

El descubrimiento de yacimientos de gas natural en el Mediterráneo Oriental y en el Mar Negro ha propiciado el surgimiento de nuevas fuentes de tensión en una región, de notable importancia estratégica para Europa y que afecta de manera sensible a la ruta sudeste del suministro energético europeo. ¿Cuál será la posición de la UE en este área regional, y más concretamente en relación a un actor esencial como Turquía?

La explotación de esos yacimientos debería proporcionar una fuente de ingresos con los que dar un impulso a la prosperidad de la región. La Unión Europea está trabajando para encontrar una solución que defienda los intereses de los Estados miembros y que sea aceptada por Turquía. El ministro turco de Exteriores me decía recientemente que una solución al reparto de los beneficios de estos yacimientos de gas contribuiría a resolver en un 50 % las relaciones de la UE con Turquía, especialmente en lo que se refiere a la situación en Chipre.

Creo que la solución debe encontrarse en el marco de las negociaciones que las Naciones Unidas se han comprometido a iniciar pronto para resolver la partición de Chipre. De todas maneras, sería bueno considerar que, en un momento en el que se trata de impulsar la transición ecológica, quizás no tenga sentido lanzarse a explotaciones de dudosa rentabilidad futura en una zona privilegiada para el desarrollo de las energías renovables.

Hablando de China, la elección de Biden supondrá, al menos, un nuevo estilo diplomático para abordar las relaciones con China, aun dentro del mantenimiento de la rivalidad estratégica entre ambos países. ¿Qué lugar le queda a Europa en el equilibrio de poder geopolítico entre ambas potencias?

El que queramos, en función de nuestra voluntad política para usar nuestra dimensión económica y comercial, y nuestra capacidad inversora y tecnológica para defender nuestros intereses.

EE. UU. y Europa compartimos un sistema político basado en la alternancia en el poder a través de elecciones, un sistema de economía de mercado, mantenemos una vieja alianza y, por tanto, no somos equidistantes en la confrontación EE. UU. con

China que va a marcar este siglo. Para ambos, China es a la vez un adversario, un competidor y un socio dependiendo de qué cuestiones se traten.

Sin embargo, Europa tiene intereses propios cuyo desarrollo y defensa no suponen perjuicio ninguno para Estados Unidos. Un ejemplo de ello es el recientemente firmado Acuerdo de inversión con China. Pero debemos hacer las cosas a nuestra manera, siguiendo lo que algunos han denominado como la doctrina Sinatra. Europa no puede quedar aprisionada por ese conflicto y tiene que ser capaz de defender sus intereses, que no siempre son coincidentes con los estadounidenses, aunque coincidamos en lo fundamental.

Ya que hablamos de China, en un proceso de descarbonización global del sector energético, tal como requiere la política climática, las ventajas competitivas y estratégicas en el sector dejan de residir en la dotación de recursos primarios fósiles, y se centran en el liderazgo del desarrollo de tecnologías descarbonizadoras y en el control de materiales raros necesarios para para la operación de dichas tecnologías. En ambas áreas, China está logrando importantes avances. ¿Se está preparando Europa para jugar un papel relevante en este área?

En septiembre de 2020, la UE elaboró el plan de acción «Materias primas críticas» para dar respuesta a este reto. La UE está trabajando con socios como EE. UU., Canadá y Australia, y en regiones como Latinoamérica para desarrollar una estrategia que asegure las fuentes de materias primas necesarias para las necesidades europeas.

Ud. ha señalado la importancia de la relación trasatlántica de Europa con Latinoamérica. En el terreno energético, el futuro de un país con las reservas petrolíferas de Venezuela es de gran relevancia. ¿Qué puede hacer la UE para contribuir a desbloquear la situación venezolana, en un momento en que el acceso de Biden a la presidencia parece ampliar el margen de maniobra geopolítica?

Seguir haciendo lo mismo que hemos hecho hasta ahora: apoyar a la oposición al mismo tiempo que le pedimos unidad y hacer presión sobre el gobierno de Maduro para que se negocie una solución que pase por unas elecciones presidenciales y legislativas que puedan ser reconocidas por la comunidad internacio-

nal. Una nueva administración estadounidense puede contribuir a crear los incentivos para que esas negociaciones –que hasta ahora han fracasado– puedan prosperar.

Libia, un actor significativo en el sector petrolero, ha iniciado un proceso de diálogo para asegurar la paz en el país, auspiciado por la ONU y la UE. ¿Qué evolución anticipa Ud. en este proceso?

Libia sigue siendo uno de los conflictos más complejos presentes en el vecindario de la Unión Europea. En Libia estamos pagando el precio de nuestra división: algunos Estados miembros han favorecido a uno de los bandos contendientes y otros a otro. Mientras, Turquía y Rusia han tomado papeles relevantes como lo han hecho en Siria. Ahora Turquía puede influir en la ruta central del Mediterráneo para inmigrantes que se dirigen hacia Europa. La UE ha desplegado la Operación Irini para hacer cumplir el embargo de armas y la situación se mantiene relativamente estable. La UE está a punto de crear la figura de un enviado especial para establecer la interlocución necesaria con los actores relevantes y avanzar en la búsqueda de una solución, que deberá venir del acuerdo entre los propios libios.

Capítulo primero

El impacto de la COVID-19 en la transición energética: un enfoque global¹

David Robinson²

Resumen

No hay ninguna razón convincente que empuje al optimismo en cuanto al cumplimiento de los objetivos del Acuerdo de París para el clima. Sin embargo, a pesar de sus efectos devastadores sobre la salud y la prosperidad del mundo, la COVID-19 ha creado quizá la oportunidad para que los gobiernos y las empresas aceleren una transición energética que ya estaba en marcha y que iba tomando fuerza. Las consecuencias de la pandemia y las respuestas que ha recibido nos permiten vislumbrar el sistema de energía del futuro descarbonizado, y nos proporcionan una guía sobre cómo deben prepararse para ello las empresas y los legisladores. Ciertamente, la COVID-19 ha facilitado la justificación y ha abierto la oportunidad para que los gobiernos

¹ Este capítulo se nutre de alguna de las ideas y artículos del foro Oxford Energy Forum 123 «COVID 19 and the Energy Transition», celebrado en julio de 2020. Las opiniones son, sin embargo, del autor.

² El autor desea agradecer los comentarios de Rocío Rodríguez-Villanueva, así como su ayuda en la investigación y en la edición. Desea también agradecer a Michael Tennen sus consejos y comentarios. Cualquier error que pueda todavía aparecer es responsabilidad del autor.

hagan un esfuerzo económico y apoyen una recuperación económica verde en un número de países importantes, una recuperación que no solo permita proporcionar ayuda a corto plazo, sino que también nos ayude a construir un futuro más sostenible. Por último, la pandemia ha puesto de manifiesto otros problemas globales —concretamente los limitados recursos de los gobiernos, la falta de resiliencia, la desigualdad, las tensiones comerciales, la deuda y la pobreza— que podrían poner en peligro la propia transición energética. La pandemia también ha servido para demostrar la importancia de la cooperación internacional, que será necesaria para una transición energética global satisfactoria, lo que a su vez ayudará a resolver los demás problemas. En resumen, la COVID-19 ha mejorado las perspectivas para la transición energética y facilita una mejor comprensión de cómo llevarla a cabo. Está todavía por verse, sin embargo, si sabremos aprovechar esta oportunidad.

Palabras clave

Transición energética, COVID-19, descarbonización, geopolítica.

Abstract

There is no compelling reason to be optimistic about meeting the goals of the Paris Climate Agreement. However, despite its devastating effects on world health and prosperity, COVID-19 has perhaps created the opportunity for governments and companies to accelerate an energy transition that was already underway and gathering steam. The consequences of the pandemic and the responses to it may provide some glimpses of the future decarbonised energy system and guidance on how companies and policy makers should prepare for it. COVID-19 has certainly provided the justification and the opportunity for governments to loosen their purse strings to support a green economic recovery in a number of major countries – a recovery that not only helps to provide short-term relief, but also to build for a more sustainable future. Finally, the pandemic has laid bare other global problems – notably limited governmental resources, lack of resiliency, income inequality, trade tensions, debt and poverty – that will inhibit the energy transition. It has also demonstrated the importance of the international cooperation that will be required for a successful global transition, which in turn will help address the other problems. In short, COVID-19 has improved the prospects

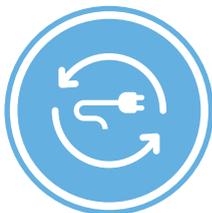
for the energy transition and provided a better understanding of how to realise it. It remains to be seen, however, whether we will take advantage of this unique opportunity.

Keywords

Energy transition, COVID-19, glimpses, decarbonisation, geopolitics.

EL IMPACTO DE LA COVID-19 EN LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA: UNA PERSPECTIVA GLOBAL

LA COVID-19 ESTÁ CREANDO LAS CONDICIONES PROPICIAS PARA LA ACELERACIÓN DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA.



PRESIONES PARA LA ACELERACIÓN

EXISTÍAN PRESIONES FUERTES ANTES DE LA COVID-19 Y SE HAN INTENSIFICADO DURANTE LA PANDEMIA, ESPECIALMENTE LAS FINANCIERAS.



APRENDIZAJES QUE RESPALDAN LA ACELERACIÓN

RESPETO A LA NATURALEZA, VISIÓN A LARGO PLAZO, ACCIÓN TEMPRANA, COOPERACIÓN GLOBAL, APOYO A LA CIENCIA Y LA INNOVACIÓN, GOBIERNO COMPETENTE QUE ABORDE LAS PREOCUPACIONES SOCIALES.



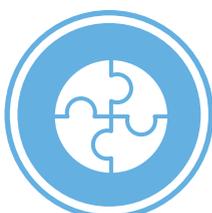
FUTURO SISTEMA ENERGÉTICO DESCARBONIZADO

LA COVID-19 NOS HA DADO SEÑALES QUE AYUDAN A LOS RESPONSABLES POLÍTICOS Y A LAS EMPRESAS ENERGÉTICAS A PREPARARSE PARA EL FUTURO.



RECUPERACIÓN VERDE

PERMITE A LOS GOBIERNOS SATISFACER LAS NECESIDADES ECONÓMICAS A CORTO PLAZO Y ESTIMULAR LA INNOVACIÓN Y LA INVERSIÓN PRIVADA PARA UN FUTURO MÁS SOSTENIBLE.



TENDENCIAS Y PROBLEMAS MUNDIALES

LA COVID-19 HA REFORZADO LAS BARRERAS COMERCIALES, LA POBREZA Y LA DEUDA EN LOS PAÍSES EN DESARROLLO. LAS CONDICIONES SON AHORA PROPICIAS PARA MEJORAR LA COOPERACIÓN INTERNACIONAL QUE AYUDARÁ A AFRONTAR ESTOS PROBLEMAS Y A ACELERAR LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA GLOBAL.

SEÑALES DE UN FUTURO SISTEMA ENERGÉTICO DESCARBONIZADO

1 LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA SE TRATA DE CAMBIOS QUE AFECTAN A TODO EL SISTEMA ENERGÉTICO Y MEJORAN LA SOSTENIBILIDAD

2 LA ADVERTENCIA ANTICIPADA DE POSIBLES CAMBIOS PROPORCIONA UNA LLAMADA DE ATENCIÓN A LOS GOBIERNOS

3 SURGE LA NECESIDAD DE REPENSAR LA ESTRATEGIA CORPORATIVA (ESPECIALMENTE EN EL NEGOCIO DEL PETRÓLEO Y EL GAS)

LA COVID-19 NOS HA DADO SEÑALES TEMPRANAS DE LOS CAMBIOS PROYECTADOS EN LA INDUSTRIA ELÉCTRICA

	2020	FUTURO
ESTRUCTURA DE COSTE	PRINCIPALMENTE MARGINAL	PRINCIPALMENTE CAPITAL
ESTRUCTURA DE GENERACIÓN	PRINCIPALMENTE CENTRALIZADO	MÁS DESCENTRALIZADO
PRECIOS	POR KWH	?
PLANIFICACIÓN Y OPERACIÓN	OFERTA FLEXIBLE PARA ADAPTARSE A LA DEMANDA	DEMANDA FLEXIBLE PARA IGUALAR LA OFERTA
CONTROL Y DESPACHO	DESDE EL CENTRO	EN TODO EL SISTEMA (INTERNET)
ROL DE LA DEMANDA	PASIVO	INTERACTIVO
ROL DE REDES	CONDUCTA NEUTRA	JUGADOR INTELIGENTE

Fuente: KEAY, Malcolm & ROBINSON, David, *Glimpses of the future energy system? Demand flexibility and a proposal for a special auction*, OIES Octubre 2020.

DEMANDA ENERGÉTICA, EMISIONES DE CO₂ E INVERSIÓN: 2020 FRENTE A 2019, LAS ENERGÍAS RENOVABLES (*) SON LAS ÚNICAS CUYA DEMANDA CRECE



Fuente: *World Energy Outlook 2020*, International Energy Agency. Fecha de publicación: Octubre 2020.

*El incremento de la demanda de renovables del 0,9% corresponde a un incremento de más del 6% para renovables eléctricas y una reducción para otros renovables.

Introducción

Es demasiado pronto para conocer cuál será, a largo plazo, el impacto de la COVID-19³ sobre la transición energética, dado que no sabemos cómo se comportarán gobiernos, empresas y consumidores en un mundo post-COVID; ni sabemos tampoco cuánto durará la pandemia. Lo que sí sabemos es que el impacto de la COVID-19 debe estudiarse en un contexto más amplio de otras tendencias globales, incluyendo la presión creciente sobre el medio ambiente y el deterioro del entorno natural, la desigualdad social, unos niveles crecientes de deuda y de pobreza extrema en países emergentes o en vías de desarrollo, un paso atrás en la globalización y el deterioro de la cooperación internacional.

¿Qué implica la COVID-19 para la deseada y esperada transición energética, en particular para la descarbonización de la energía, los mercados energéticos finales y una mayor eficiencia energética? La pandemia ha sido, en muchos aspectos, devastadora. A pesar de ello, argumento en este capítulo que la COVID-19 no ha disminuido las presiones que impulsaban la transición energética antes de la pandemia y algunas de las presiones —especialmente las financieras— han aumentado.

Además, en cuatro aspectos, la pandemia ha mejorado las perspectivas de la transición energética. Primero, la COVID-19 nos ha permitido extraer aprendizajes acerca de cuáles son los cambios necesarios para evitar futuras pandemias y otras crisis globales, especialmente el cambio climático. Estas lecciones —en particular los riesgos de sobrepasar los límites de la naturaleza y adoptar una visión a corto plazo— apoyan la tesis de una aceleración de la transición energética que respeta la naturaleza y refleja una visión de largo plazo. Otros aprendizajes sustraídos de la pandemia tienen que ver con la gestión de la transición energética, incluyendo la importancia de abordar ciertos problemas sociales, en particular la pobreza, de apoyar la ciencia y la innovación, y de insistir en la competencia de los gobiernos.

Segundo, la pandemia puede también permitirnos vislumbrar cómo será el muy probable futuro sistema de energía descarbonizado, así como proporcionarnos cierta guía sobre la forma en

³ COVID-19 es la enfermedad causada por un nuevo coronavirus denominado SARS-CoV-2. WHO first learned of this new virus on 31 December 2019, a partir de un informe sobre una conjunción de casos de neumonía vírica en Wuhan, República Popular China. Listings of WHO's response to COVID-19", 29 June 2020.

que las empresas energéticas y los legisladores deberían prepararse para ello.

Tercero, la crisis económica resultante ha justificado y ha facilitado que los gobiernos hagan un esfuerzo económico para estimular una recuperación económica «verde», orientada no solo a la ayuda económica a corto plazo, sino también a construir un futuro sostenible. Aunque las inversiones gubernamentales serán importantes, la mayor parte de las inversiones vendrán del sector privado, lo que subraya la importancia de las políticas que promuevan la inversión privada.

Cuarto, la pandemia ha acentuado otros problemas globales, como las barreras comerciales, la deuda internacional y la pobreza extrema, para cuya solución se necesita la cooperación internacional, algo que ha disminuido muchísimo en los últimos años. Afortunadamente, ahora se dan las condiciones y existe el impulso para renovar la cooperación en torno a la transición energética, algo esencial para abordar el cambio climático y otros problemas globales relacionados con el mismo.

Finalmente, a modo de conclusión, en algunos aspectos la COVID-19 ha mejorado las perspectivas de una transición energética global y ha proporcionado un mejor entendimiento de cómo proceder. Está todavía por ver, sin embargo, si sabremos aprovechar la oportunidad.

La transición energética ya estaba en camino antes de la COVID-19

La Agencia Internacional para las Energías Renovables (IRENA) define la transición energética como «un camino hacia la transformación del sector energético global, en la segunda mitad de este siglo, desde una base fósil al carbono-cero. En el fondo, se trata de la necesidad de reducir las emisiones de CO₂ derivadas de la energía con objeto de limitar el cambio climático⁴». Otro enfoque es el de conseguir cero emisiones netas de carbono, pudiendo compensar cualesquiera emisiones positivas por emisiones negativas, por ejemplo, por medio de la captura de CO₂ en el aire. De una forma u otra, el objetivo central de la transición energética es la descarbonización del sector energético. Esto arrastrará una penetración muy significativa de energía renovable, suplemen-

⁴ International Renewable Energy Agency, «Energy Transition». Consulta 24.12.2020.

tada con gases descarbonizados (por ejemplo, hidrógeno verde, producido por electrólisis con el uso de electricidad generada por fuentes renovables). También será necesario electrificar muchos mercados finales que hoy día siguen utilizando combustibles fósiles, especialmente en edificios (calor y frío), transporte e industrias, así como una mejora de la eficiencia energética en toda la economía. Ciertamente, la transición energética implica un cambio en el paradigma social, político y económico actual en su conjunto, ya que la energía es un factor presente en todas las actividades. Afecta al papel de los consumidores, a la estrategia corporativa, a la competitividad de una economía y a la geopolítica. Se puede decir que, durante más de 100 años, el desarrollo económico global y la geopolítica de la energía han reflejado una dependencia del camino⁵ de los combustibles fósiles. La transición energética pondrá fin a esta histórica de dicho camino.

Aunque la lucha contra el cambio climático es el principal impulsor de las políticas para la transición energética, de ello no se deriva que la transición energética vaya a ser suficientemente rápida o profunda para «solucionar» la crisis climática, si por ello entendemos satisfacer las ambiciones del Acuerdo de París en cuanto a limitar el calentamiento global (comparado con el periodo pre-industrial) a bastante menos de 2 °C y, si fuera posible, a 1,5 °C. Ciertamente, no hay razón convincente para el optimismo en cumplir estos objetivos. Ya estamos siendo testigos de un calentamiento global considerable y de sus efectos. Es importante reconocer que la energía es responsable del 75 % de las emisiones de efecto invernadero (GHG, por sus siglas en inglés) que calienta el planeta. Hay otros gases con este efecto, en particular el metano, que tiene un efecto invernadero mucho mayor que el carbono.

Además, hay un enorme salto entre la reducción de emisiones de GHG requerida para cumplir los objetivos de París y aquellas que han ocurrido o están previstas. El Informe sobre la brecha de emisiones de 2020⁶, dentro del Programa de las Naciones Unidas para el Medioambiente (UNEP), estimaba que una reduc-

⁵ El concepto de la dependencia de la ruta (en inglés Path dependence) se refiere a cuando las decisiones que se presentan dependen de decisiones previas o experiencias pasadas. Existe dependencia del camino cuando una característica de la economía no se basa en condiciones actuales, sino que ha sido más bien formada por una secuencia de acciones pasadas. Se trata de rigidez institucional.

⁶ United Nations Environment Programme 2020. *Emissions Gap Report 2019*. Consulta 22.12.2020.

ción anual del 7,6 % en las emisiones de GHG en el periodo 2020-2030 podría limitar el calentamiento global a 1,5 °C. Pero, cuanto más esperemos, más tendremos que hacer después para evitar un desastre climático⁷.

El cambio climático no es el único impulsor de la transición energética. Efectivamente, la política climática es un elemento integral de la política económica nacional y del comercio internacional. Pero hay otros impulsores importantes entre los que se incluyen el aprovechamiento de la ventaja geopolítica, la estrategia industrial, la creación de empleo y reducir la contaminación medioambiental local.

La clave está en que, durante la pandemia y, sin duda, después de ella, la transición energética probablemente continúe y tome impulso, por una serie de razones que se explican a continuación, incluso aunque no lleguen a cumplirse los objetivos del Acuerdo de París.

Política Acuerdo global

El Acuerdo de París supuso un momento crucial en la historia de las negociaciones globales sobre el cambio climático. Antes de ese acuerdo había dudas considerables sobre la capacidad de alcanzar un compromiso global serio para luchar contra el cambio climático. Mi propia experiencia mostraba que los ejecutivos de las compañías de combustibles fósiles se inclinaban a resistir la necesidad de bajar emisiones de GHG por la amenaza a corto plazo que suponía la transición energética para sus propios negocios. Después del acuerdo esto cambió. Se puso difícil para las empresas energéticas, inversores y ciudadanos ignorar el consenso político global a favor de la transición energética. Posteriormente, el presidente Trump frenó el impulso político de la lucha contra el cambio climático, especialmente en EE. UU. y en países como Brasil, que vieron la retirada de EE. UU. del Acuerdo de París como una oportunidad para debilitar su propia ambición o directamente para ignorar el asunto por completo. A pesar de este retroceso, el impulso político en pos de la transición energética continuó creciendo, antes y durante la crisis de la COVID-19,

⁷ United Nations Environment Programme 2020. *Emissions Gap Report 2020*, p. 34. Consulta 22.12.2020.

demostrado especialmente con el número creciente de países que se comprometieron a la neutralidad de carbono⁸.

Compromisos nacionales y acuerdos regionales

En junio de 2019, el Reino Unido (RU) fue la primera gran economía que aprobó leyes para conseguir el objetivo de no contribuir al calentamiento global en 2050, si no antes. Este objetivo, que se llama neutralidad climática, implica emisiones netas cero de GHG, frente al objetivo anterior de conseguir al menos un 80 % de reducción respecto a los niveles de 1990⁹.

En diciembre de 2019, la Comisión Europea presentó su comunicación sobre el Pacto Verde Europeo. Fue descrito como una nueva estrategia de crecimiento para la Unión Europea (UE), orientada a transformarla en una sociedad con neutralidad climática, justa y próspera, con una economía moderna, eficiente en recursos y competitiva. Los líderes de la UE, durante la reunión del Consejo de Europa de diciembre 2019, reafirmaron su compromiso de desempeñar un papel de liderazgo en la lucha global contra el cambio climático, respaldando el objetivo de lograr la neutralidad climática en 2050¹⁰.

Durante la crisis de la COVID-19, el número de países que han adoptado el objetivo de una neutralidad de carbono ha crecido. A finales de 2020, más de 110 países se habían comprometido a alcanzar la neutralidad de carbono en 2050 y China había prometido llegar a ese punto en 2060. Al principio de 2021, países representando más del 65 % de las emisiones globales de carbono y más del 70 % de la economía global, se habían comprometido a la neutralidad de carbono ¹¹.

Acuerdos subnacionales

El apoyo político a nivel subnacional es también evidente en todo el mundo. Por ejemplo, en EE. UU., donde el presidente Trump

⁸ Neutralidad de carbono implica emisiones netas cero de carbono (en particular de las energías fósiles), no de emisiones netas cero de todos los gases GHG (incluyendo, por ejemplo, metano).

⁹ Department for Business, Energy and Industrial Strategy. Gov.UK, «UK becomes first major economy to pass net zero emissions law», 27 junio 2019. Consulta 22.12.2020.

¹⁰ CONSEJO DE EUROPA, Consejo de la Unión Europea, European Council Conclusions, 12-13 diciembre 2019. Consulta 22.12.2020.

¹¹ The race to zero emissions, and why the world depends on it, United Nations, 2 December 2020. Consulted February 15, 2021.

hizo todo lo que pudo para promocionar los combustibles fósiles y desacreditar el Acuerdo de París, existe un fuerte movimiento para cumplir los compromisos de EE. UU. bajo ese acuerdo, expresados en la declaración «We Are Still In». Desde que se lanzó por primera vez en junio de 2017, más de 3800 líderes a nivel federal, estatal y local del gobierno, empresas y facultades universitarias, han firmado la declaración. En su conjunto, representan a más de 155 millones de norteamericanos y juntos reúnen más de 9 trillones de dólares de la economía de EE. UU.¹².

Otro ejemplo de compromiso subnacional es el de los «Gobiernos locales por la Sostenibilidad» (ICLEI¹³), en este caso, a escala global. Se trata de una red de más de 1750 gobiernos locales y regionales, activos en más de 100 países, comprometidos con el desarrollo urbano sostenible y, en particular, con un desarrollo de bajas emisiones, basado en la naturaleza, equitativo y circular. Las ciudades han pasado a ser especialmente importantes y activas en la búsqueda de la descarbonización, lo que refleja que un porcentaje creciente de la población global vive en ciudades, y que las emisiones en las ciudades contribuyen sustancialmente al cambio climático y a la contaminación local. Cabe destacar que un número cada vez mayor de países, estados y ciudades en el mundo impone prohibiciones o restricciones al uso de vehículos con motores de combustión interna (ICE)¹⁴.

Tecnología y economía

El impulso político y el apoyo a la transición energética han seguido creciendo gracias al declive de los costes anticipados de esa transición, en particular los menores costes de la energía solar fotovoltaica (FV), la eólica, los vehículos eléctricos (EV) y las baterías. De hecho, las dos están relacionadas. Por ejemplo, el apoyo político (y la financiación pública) de las energías renovables, sobre todo en Alemania, derivó en una creciente demanda de FV y turbinas eólicas. China, en respuesta, fue capaz de reducir significativamente el coste de estas tecnologías, en

¹² «We Are Still In» Declaration. Consulta 22.12.2020.

¹³ Local Governments for Sustainability, ICLEI. Official ICLEI website. Consulta 04.01.2021.

¹⁴ WAPPELHORST, Sandra & CUI, Hongyang: «The countries and states leading the phase out of fossil fuel cars», *The Driven*, 12 noviembre 2020. Consulta 15-02.2021.
BENDIX, Aria: «15 major cities around the world that are starting to ban cars», *Business Insider*, 12 enero 2019. Consulta 15.02.2021.

gran medida por su capacidad para aprovecharse de las economías de escala y las de aprendizaje. En la actualidad, estas tecnologías están disponibles en todo el mundo a un precio que ha ido bajando de forma mantenida y abruptamente desde 2010, como se muestra en la Figura 1.

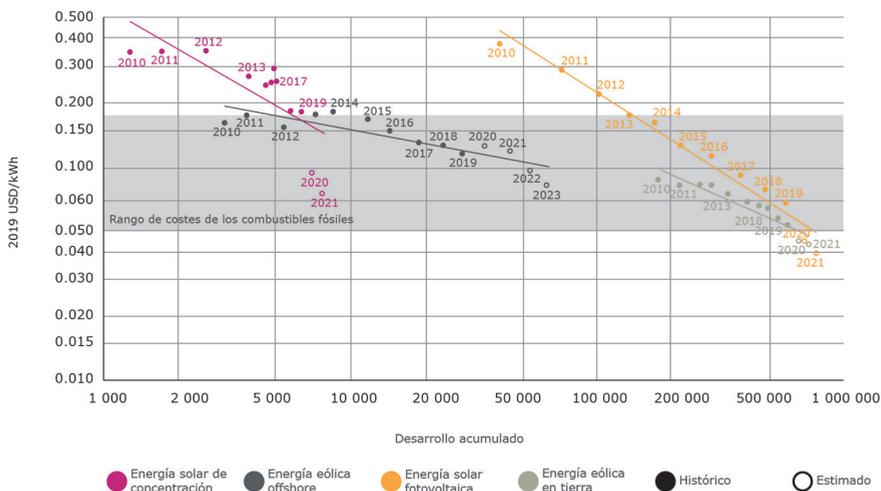


Figura 1. Promedio ponderado global LCOE (Levelized Cost of Energy) y curva de aprendizaje de los precios de Subasta/PPA para solar FV, CSP, eólica en tierra y offshore, 2010-2021/23.

Fuente: IRENA Renewable Power Generation Costs Report 2019, Agencia Internacional de las Energías Renovables, 2020.

Aparte del coste y precio a la baja de las renovables, el *software* digital ha permitido el crecimiento de las fuentes de energía distribuida (DER, por sus siglas en inglés), aumentando la competencia en los mercados energéticos y proporcionando la flexibilidad necesaria para integrar las renovables y reducir el coste de la descarbonización. Esto no significa que la descarbonización esté libre de coste para la sociedad. La sustitución de los combustibles fósiles por energías descarbonizadas exige nuevas inversiones muy considerables. Además, como resultado de la descarbonización, los activos existentes que producen o consumen combustibles fósiles han perdido valor (son activos «varados») con un coste importante para los «perdedores»: las empresas, empleados y comunidades afectadas. Sin embargo, a medida que caen los costes incrementales de las nuevas tecnologías, disminuye la resistencia a la transición energética, especialmente cuando se toman medidas para compensar y dar apoyo a los «perdedores».

La presión financiera y reguladora del mercado

Mucho antes de la COVID-19, los reguladores financieros y los mercados financieros privados ya habían mostrado su preocupación por los riesgos financieros relacionados con el clima y habían expresado su creciente apoyo a las fuentes de energía descarbonizadas. También reconocían que los requerimientos globales de inversión para la transición energética se cifraban en torno a los 2-3 trillones de dólares al año¹⁵, más del 2 % del Producto Interior Bruto (PIB) global, mucho más que las inversiones históricas en el sector energético. Esto exigiría también un enorme reposicionamiento de los flujos de capital privado hacia actividades «verdes».

En 2015, cuando era gobernador del Banco de Inglaterra, Mark Carney pronunció en el Lloyds de Londres¹⁶ un discurso sobre el cambio climático. Carney advirtió que el cambio climático llevaría a crisis financieras y a una caída en el nivel de vida, a menos que los países líderes mundiales hicieran más para asegurar que sus empresas fueran transparentes respecto a sus emisiones de carbono presentes y futuras. Carney se refirió al cambio climático como la «Tragedia en el Horizonte»: «We don't need an army of actuaries to tell us that the catastrophic impacts of climate change will be felt beyond the traditional horizons of most actors - imposing a cost on future generations that the current generation has no direct incentive to fix». Se refería a cambios más allá de los horizontes temporales convencionales en el *ciclo empresarial*, el *ciclo político* y las *autoridades tecnócratas*, como los bancos centrales. Estimó que los límites externos de dicho horizonte supondrían alrededor de una década.

Carney apuntó a tres tipos de riesgos:

- El primero, *riesgos físicos*: los impactos de hoy sobre los pasivos por seguros y el valor de los activos físicos, surgidos de acontecimientos que tienen que ver con el clima y la meteorología.
- El segundo, *riesgos por responsabilidad*: los impactos que pudieran surgir mañana si las partes que han sufrido pérdidas o daños por los efectos del cambio climático pretendie-

¹⁵ «Trillones» en el sentido anglosajón (12 ceros).

¹⁶ Speech by Mr Mark Carney, gobernador del Banco de Inglaterra y *chairman* del Consejo de Estabilidad Financiera del Lloyd's de Londres 29 de septiembre 2015. Consulta 06.05.2021.

ran recibir compensación de aquellos a los que consideran responsables.

- Finalmente, *riesgos de transición*: los riesgos financieros que podrían resultar del proceso de ajuste hacia una economía de bajo carbono. Los cambios en la política, la tecnología y los riesgos físicos podrían dar lugar a una revisión del valor de una gran gama de activos.

Quizá el documento más importante sobre la política financiera «verde» global, después del discurso de Carney, fue el preparado por el Task Force on Climate-related Financial Disclosure (TCFD). Las conclusiones finales fueron publicadas en 2017. En la carta de introducción del informe¹⁷ al Consejo de Estabilidad Financiera del Banco Internacional de Reconstrucción, en nombre del Grupo de Trabajo, Michael Bloomberg escribe:

«El informe del grupo de trabajo establece recomendaciones para la divulgación de información clara, comparable y consistente sobre los riesgos y oportunidades que presenta el cambio climático. Su adopción generalizada asegurará que los efectos del cambio climático sean considerados como rutinarios en las decisiones empresariales y de inversión. La adopción de estas recomendaciones también ayudará a las empresas a demostrar mejor la responsabilidad y la previsión en sus consideraciones sobre problemas climáticos. Esto derivará en una distribución de capital más inteligente y eficaz, y ayudará a suavizar la transición hacia una economía más sostenible de bajo carbono».

Respondiendo parcialmente, sin duda, a las propuestas del TCFD, la UE, entre otros gobiernos, ha estado promoviendo activamente una mayor divulgación de los riesgos financieros asociados con el clima y unas finanzas, por lo general, más sostenibles. En 2018, la UE publicó su Plan de Acción: Financiar el desarrollo sostenible¹⁸, que describía un número de medidas que influyen tanto en las propias decisiones financieras de la UE como en las decisiones del sector privado. Estas medidas iban encaminadas a:

- reorientar los flujos de capital hacia una inversión sostenible a fin de conseguir un crecimiento sostenible e inclusivo;

¹⁷ TCFD, «Recommendations of the Task Force on Climate-related Financial Disclosures», Informe Final. Junio 2017 traducción del original en inglés. Consulta 12.01.2021.

¹⁸ COMISIÓN EUROPEA, «Action Plan: Financing Sustainable Growth», Documento 52018DC0097, Bruselas, 8 marzo 2018. Consulta 06.01.2021.

- gestionar los riesgos financieros derivados del cambio climático, el agotamiento de recursos, la degradación medioambiental y los problemas sociales; y
- fomentar la transparencia y la perspectiva a largo plazo en la actividad financiera y económica.

La UE ha trabajado sobre este plan de acción y ha adoptado una taxonomía para guiar y fomentar la inversión en negocios sostenibles¹⁹.

La presión ejercida por los reguladores financieros ha seguido creciendo durante la pandemia, con el anuncio de la Reserva Federal de EE. UU., en diciembre de 2020, de que se había incorporado formalmente como miembro a la Network of Central Banks and Supervisors for Greening the Financial System (NGFS). Entonces la NGFS tenía 83 miembros y 13 observadores²⁰.

En paralelo, la banca privada se ha comprometido a apoyar la descarbonización. Por ejemplo, el Proyecto UNEP FI (Iniciativa Financiera del Programa de las Naciones Unidas para el Medioambiente) reúne a 38 bancos de los seis continentes que se han comprometido a alinear sus carteras de préstamos (es decir, financiar empresas y proyectos comprometidos con el medioambiente) con el objetivo climático global de limitar el calentamiento a menos de 2 °C, tratando de llegar a 1,5 °C²¹.

Inversión

La presión regulatoria financiera, junto a los indicios políticos y económicos de que la descarbonización estaba ganando atractivo, tuvieron un impacto en las decisiones de la inversión privada en el sector energético mucho antes de la COVID-19. Por ejemplo, de acuerdo con Bloomberg New Energy Finance (BNEF)²², cerca del 78 % de la nueva capacidad de generación eléctrica que se añadió globalmente en 2019, correspondía a eólica, solar, biomasa y residuos, geotérmica y pequeñas hidráulicas. La inver-

¹⁹ VIÑES FIESTAS, Helena: «Post-COVID-19 green recovery through the lens of an investor», Oxford Energy Forum 123, julio 2020. Consulta 14.01.2021.

²⁰ Membership of the NGFS (The Network of Central Banks and Supervisors for Greening the Financial System) a 14 diciembre 2020. Consulta 08.01.2021.

²¹ GASCUEÑA, Dory, «38 banks against climate change: what are they achieving?», BBVA, 10 diciembre 2020. Consulta 08.01.2021.

²² Bloomberg New Energy Finance, «Falling Clean Energy Costs Can Provide Opportunity to Boost Climate Action in COVID-19 Recovery Packages», 10 junio 2020. Consulta 05.01.2021.

sión en renovables, excluidas las grandes hidráulicas, fue tres veces mayor que la inversión en nuevas plantas de combustibles fósiles. Esto elevó la cuota de renovables en la generación global al 13,4 %, desde el 12,4 % en 2018 y el 5,9 % en 2009. En el sector del transporte, las ventas de vehículos eléctricos a nivel global aumentaron a 2,1 millones en 2018, un 40 % más anual sobre una base pequeña con respecto a las ventas totales de vehículos. No cabe duda de que el aumento de la inversión en renovables y vehículos eléctricos reflejaba el apoyo político. Sin embargo, también reflejaba la confianza de los inversores en el futuro de la energía descarbonizada y de industrias «verdes», así como un deterioro de la confianza en las perspectivas para las empresas basadas en combustibles fósiles y de las industrias que dependen de ellos.

A pesar de la crisis económica, la tendencia de la inversión hacia la energía verde parece haberse mantenido durante la pandemia, tanto en el mercado bursátil como en la inversión directa en determinados activos, especialmente en energías renovables. Por ejemplo, el valor de las acciones de Tesla aumentó un 700 % en 2020, convirtiendo a Elon Musk en el hombre más rico del mundo, adquiriendo Tesla un valor superior al de los nueve mayores fabricantes de automóviles juntos²³. El valor creciente de Tesla también refleja el hecho de que la empresa está actualmente invirtiendo en un sistema de energía descarbonizado, incluyendo vehículos eléctricos, paneles solares para tejados y las baterías Powerwall. Otros ejemplos en el mercado bursátil son el creciente valor de las acciones de las compañías eléctricas comprometidas firmemente con las renovables (Enel, Iberdrola, Orsted)²⁴ y la caída del valor en bolsa de las petroleras²⁵.

Una manifestación de la transición energética se encuentra en el declive de la inversión global en combustibles fósiles desde 2014, comparado con unos niveles sostenidos de inversión en electricidad. Cabe subrayar que los costes de la electricidad renovable han caído de forma substancial, de manera que las adiciones a la

²³ KOLODNY, Lora & WAYLAND, Michael, «Tesla's market cap tops the 9 largest automakers combined- Experts disagree about if it can last», CNBC 14 diciembre 2020. Consulta 08.01.2021.

²⁴ ADEEB, Maryam: «Top 20 European utilities gain €74.1B market value in Q3», S&P Global, 14 octubre 2020. Consulta 08.01.2021.

²⁵ HUME, Neil & RAVAL, Anjali: «European oil stocks dealt €360bn blow white renewables surge», *Financial Times*, 29 octubre 2020. Consulta 08.01.2021.

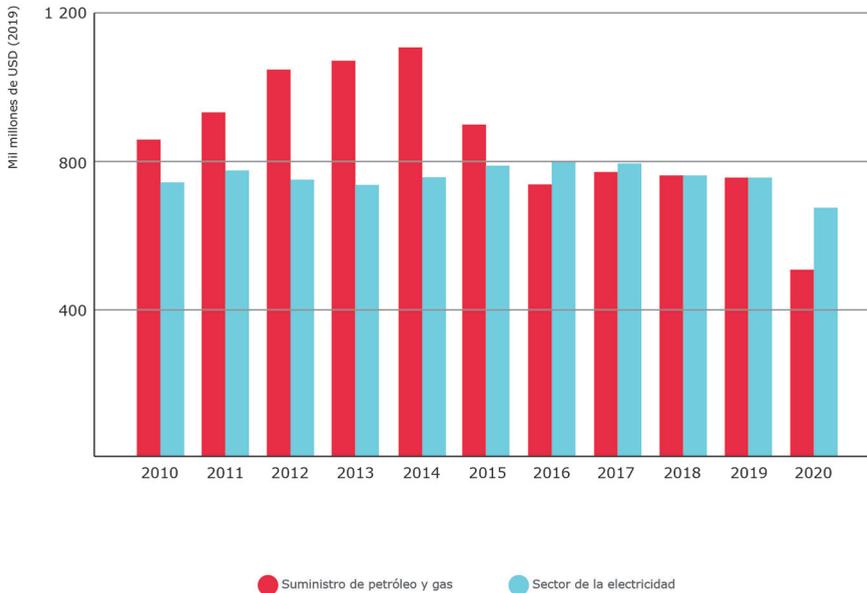


Figura 2. Inversión global en el suministro de energía 2010-2020.
Fuente: World Energy Investment 2020, Overview and Key Findings.
Agencia Internacional de la Energía.

capacidad de generación pueden aumentar cuando se mantienen los niveles de inversión o incluso en caso de que caigan.

Al estar incluidas en la Figura 2 las inversiones en combustibles fósiles para la generación eléctrica, queda oculta la fuerza que han mantenido las inversiones en energías renovables durante la pandemia de la COVID-19. En noviembre de 2020, el escenario principal previsto por la AIE era que las adiciones de capacidad en electricidad renovable serían en 2020 casi un 4 % más altas que en 2019. Se esperaba que las renovables supusieran casi el 90 % de la capacidad adicional, a pesar del lentísimo comienzo del año.

«Durante los primeros seis meses de 2020, las interrupciones en las cadenas de suministros y los retrasos en la construcción ralentizaron el avance de los proyectos de energías renovables. Sin embargo, en muchos países, incluso durante los confinamientos totales o parciales, la actividad en la construcción no se detuvo, y la actividad productiva aumentó con rapidez y la mayoría de los retos logísticos se resolvieron gracias al alivio de las restricciones fronterizas desde mediados de mayo. Las adiciones mensuales de capacidad hasta septiembre superaron las

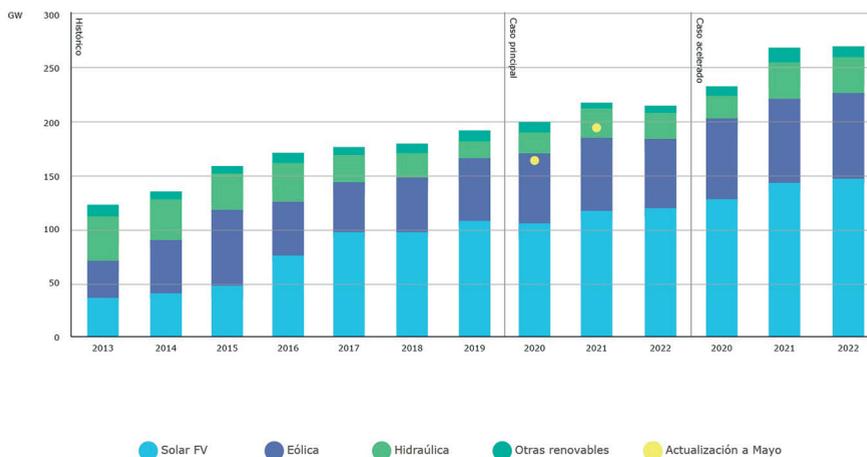


Figura 3 Adiciones netas globales de capacidad en electricidad renovable por tecnología, casos principales y acelerados, 2013-22.
 Fuente: Renewables 2020: Analysis and Forecast to 2025, Agencia Internacional de la Energía noviembre 2020.

expectativas previas, apuntando a una recuperación más rápida en Europa, EE. UU. y China. Como resultado, la previsión para 2020 ha sido revisada al alza en más del 18 % desde nuestra última actualización en mayo²⁶».

La Figura 3 ilustra la previsión de la AIE en noviembre de 2020 para el crecimiento de la inversión en renovables en 2020 y 2021, muy por delante de las previsiones que ellos mismos habían hecho para ambos años en mayo de 2020 (puntos en amarillo).

Aunque las señales de inversión favorecen cada vez más la transición que nos aleja de los hidrocarburos, la penetración de la energía descarbonizada es todavía muy baja. Los altos índices de crecimiento son reflejo de una base baja. Más del 80 % de la energía sigue proviniendo de los combustibles fósiles. Incluso el sector de la electricidad, que era el que más rápidamente se estaba descarbonizando, sigue dependiendo en gran medida de los combustibles fósiles, especialmente del carbón, como se muestra en el gráfico de BNEF que aparece más abajo. No obstante, este gráfico también refleja las expectativas, ampliamente compartidas antes de la COVID-19, de una descarbonización mucho más profunda del sector eléctrico entre 2020 y 2050.

²⁶ Traducción del texto de la Agencia Internacional de la Energía, Renewables 2020 Analysis and forecast to 2025, Noviembre 2020. Consulta 23.01.2021.

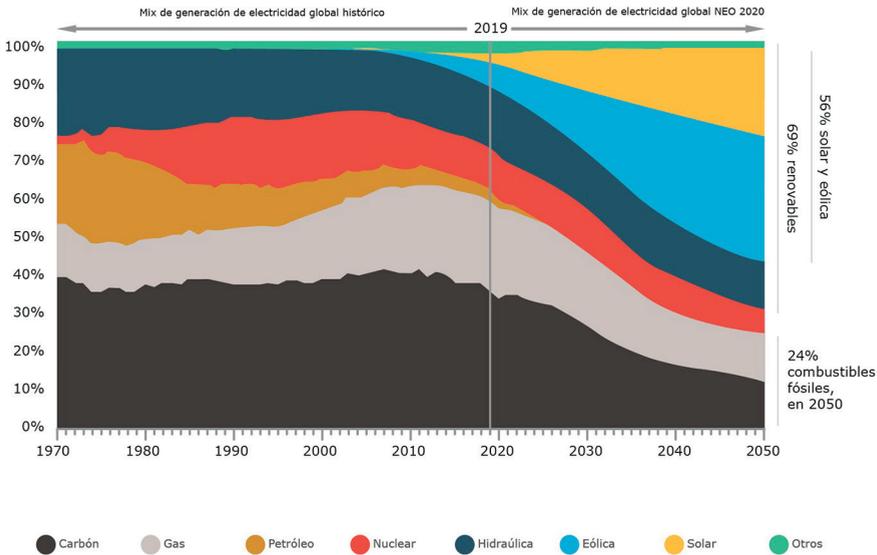


Figura 4. Mix global de generación de electricidad de 1970-2050
Fuente: Bloomberg New Energy Outlook 2020, Bloomberg NEF.

Antes de la COVID-19, las compañías petroleras ya predecían un declive significativo en el papel del petróleo, del gas y especialmente del carbón, junto con un ascenso de las renovables y la electrificación, pero a su vez se preveía una transición fluida que les diera tiempo a adaptarse. En 2017, el CEO de Shell anunció que su próximo coche sería eléctrico y predijo que la cuota de la electricidad en la demanda energética subiría del 20 % en 2019 a alrededor del 50 % en 2050. En 2020, BP publicó su propio Energy Outlook²⁷, que incluía tres escenarios, los tres reflejando la caída de los hidrocarburos y la subida de las renovables en el periodo hasta 2050. En uno de los escenarios (el Net-Zero) su pronóstico era que, para 2050, las renovables supondrían el 60 % de la energía primaria y los hidrocarburos el 20 %.

Sociedad civil

En parte debido a la clara evidencia de un cambio climático, se ha observado una creciente concienciación ciudadana y la percepción del cambio climático como una realidad, así como una transición energética que claramente está ganando impulso y cobrando fuerza.

²⁷ Disponible en: BP Energy Outlook: 2020 Edition. Consulta 28.12.2020.

Aparte del papel fundamental de las Organizaciones No Gubernamentales (ONG) medioambientales, es importante hacer una mención especial a Greta Thunberg, no solo porque ha galvanizado el apoyo a la acción para la lucha contra el cambio climático, especialmente entre los jóvenes, sino también porque se la percibe como un «tsunami» por la comunidad a favor de los combustibles fósiles. Ese término, utilizado por algunos en esa comunidad, refleja tanto la fuerza de la ola como quizá su esperanza de que esta retroceda.

Resulta interesante constatar un movimiento que buscaba involucrar directamente a los ciudadanos en el desarrollo (o concepción) de las políticas, a través de asambleas de ciudadanos. Entre 2016 y 2018 Irlanda celebró unas cuantas asambleas de este tipo, en las que se trataron ciertos asuntos políticos complejos, como el matrimonio entre personas del mismo sexo, el aborto o el cambio climático. Estas asambleas se diseñaron para nutrir el proceso político existente de ideas, en vez de reemplazarlo por completo. Varios países, incluyendo el Reino Unido y Francia, han adoptado asambleas similares con el fin de implicar a los ciudadanos en las decisiones sobre la transición energética y el cambio climático, mientras que otros, como es el caso de España, planean hacerlo²⁸.

Se afloja la resistencia

Antes de la COVID-19, seguía existiendo una fuerte resistencia a la descarbonización por parte de la comunidad favorable a los combustibles fósiles, especialmente en las compañías petroleras, gasísticas y de carbón con base en EE. UU. y en países que son grandes exportadores de combustibles fósiles, o que ven a los combustibles fósiles como su mejor apuesta hacia el desarrollo económico.

Sin embargo, la resistencia a la transición energética se estaba debilitando ya bastante antes de la COVID-19 y se ha debilitado aún más durante la pandemia. Para las empresas de combustibles fósiles esto se produjo básicamente porque las condiciones económicas, políticas, financieras, legales y sociales forzaban a esas empresas a hacer públicos sus riesgos financieros relacionados con el clima y porque esas empresas ya sabían que tenían que descarbonizarse. En 2019, varias compañías de petróleo y

²⁸ FARAND, Chloé: «Citizen´s assemblies on climate change seek to shape the post-Covid recovery», Climate Home News, 17 abril 2020. Consulta 08.01.2021.

gas, principalmente europeas (Shell, Total, BP), ya habían anunciado planes para reducir sus emisiones y para redirigir sus inversiones hacia la electricidad, y al menos una de ellas (Repsol) había anunciado planes de convertirse en 2050 en una empresa de cero-neto emisiones²⁹. En 2020, durante la pandemia, Exxon anunció un nuevo plan quinquenal para reducir las emisiones de GHG, incluso el metano quemado en antorcha y las operaciones *upstream*, lo que según Exxon estaba en línea con los objetivos de reducción de emisiones del Acuerdo de París³⁰.

En los países en desarrollo, el apoyo financiero y político de China para construir infraestructuras intensivas en carbono a través de la iniciativa Belt and Road (BRI) llevó a que, en muchos, se construyeran plantas de carbón. Sin embargo, incluso antes de la COVID-19, la BRI de China³¹ ya estaba incurriendo en problemas. Por ejemplo, se constató que los préstamos del China Development Bank y del Export-Import Bank of China se desplomaron, de un pico de 75 000 M\$ en 2016 a tan solo 4000 M\$ en 2019. Parece ser que esto se debe principalmente a que los receptores de los créditos eran incapaces de pagar sus deudas y también a que existía cierta crítica internacional hacia el BRI por su falta de transparencia, y de estudios de su impacto social y medioambiental.

La resistencia a la descarbonización también procede de países cuyas economías y seguridad dependen de los combustibles fósiles. Estos incluyen los grandes exportadores de combustibles fósiles (por ejemplo, Oriente Medio, Rusia), así como países que dependen de sus propias fuentes nacionales de combustibles fósiles y que se preocupan de que la descarbonización suponga un aumento de los costes de la energía y una menor seguridad (por ejemplo, China, Polonia, India). Aun así, todos estos países son conscientes de que la descarbonización es ya inevitable, por mucho que quieran frenarla o ralentizarla.

Mensajes clave

El primer mensaje es que, como respuesta a las crecientes presiones, la transición energética ya estaba en marcha y ganando

²⁹ «Repsol será compañía cero emisiones netas en 2050», Nota de Prensa Repsol, 2 diciembre, 2019. Consulta 29.12.2020.

³⁰ ROSENBAUM, Eric: «Oil giant Exxon Mobil pushes new climate change plan as activist investors circle», CNBC, 14 diciembre 2020. Consulta 08.01.2021.

³¹ WHEATLEY, Jonathan & KYNGE, James: «China curtails overseas lending in face of geopolitical backlash», *Financial Times*, 8 diciembre 2020. Consulta 10.12.2020.

impulso antes de la COVID-19. El segundo es que, partiendo de este repaso, esas presiones han continuado durante la pandemia y algunas han incrementado, especialmente desde el sector financiero. Sin duda, la creciente inversión en renovables eléctricas durante la pandemia es prueba clara de la fuerza de esta parte de la transición energética. Sin embargo, antes de la pandemia, los combustibles fósiles aún supusieron más del 80 % del suministro de energía mundial, y la mayoría de las proyecciones apuntaban a que la demanda de combustibles fósiles solo empezará a caer a partir de 2030.

Aprendizajes extraídos de la COVID-19 que apoyan la transición energética

La COVID-19 ha puesto de manifiesto varias políticas y comportamientos humanos que han contribuido a la pandemia, y que es necesario que cambien para poder evitar futuras pandemias y otras crisis globales, como el cambio climático, la degradación de los océanos y la pérdida de biodiversidad. Estos aprendizajes refuerzan los argumentos a favor de la transición energética y ofrecen cierta guía sobre el papel de los gobiernos y de la sociedad civil, respectivamente.

El cambio que necesitamos Respeto hacia el medio natural

La pandemia debería servir como una llamada de atención a las consecuencias de la falta de respeto hacia el medio natural. Un informe del World Wildlife Fund³² explica cómo esta falta de respeto (o transgresión) ha causado un desplome de muchas poblaciones salvajes a lo largo de más de cinco décadas y apunta hacia una brecha en la relación con la naturaleza que, sin duda, ha contribuido a que se dispare la pandemia global del coronavirus. Según el informe, la pandemia del coronavirus fue causada por una especie de «derrame» de un virus zoonótico, que es cada vez más común a medida que los humanos expanden su huella. Esto debería tomarse como «una señal de auxilio para la gran empresa humana»³³.

³² «Living Planet Report 2020- Bending the curve of biodiversity loss», 2020, World Wildlife Fund. Consulta 11.01.2021.

³³ BRULLIARD, Karin: «Humans are decimating wildlife, and the pandemic is a sign, report says», *The Washington Post*, 10 septiembre 2020. Consulta 08.01.2021.

En respuesta a esta llamada, la transición energética es un movimiento importante hacia un mayor respeto hacia el medio natural.

Una visión a largo plazo y el principio de precaución

Un segundo problema, también relacionado, es que las decisiones clave, especialmente las decisiones de política e inversión, se toman con un horizonte temporal de relativamente corto plazo. Como se indicó en la última sección, Mark Carney ha defendido que esto derivará en la tragedia del horizonte: el impacto de nuestras decisiones se hace evidente mucho más allá del periodo que la mayoría de actores tiene en consideración. Estas decisiones tendrán un alto precio para las generaciones futuras, que la generación actual no tiene incentivo directo para tomar en cuenta hasta que ya sea demasiado tarde. La respuesta a esta tragedia debería consistir en exigirnos, a nosotros mismos, a los legisladores y a los inversores una visión mucho más a largo plazo de las consecuencias de nuestras decisiones, y en aplicar el principio de precaución siempre que exista una probabilidad material de contribuir a una catástrofe medioambiental o humana. Una transición energética efectiva consistirá en la adopción de una visión más a largo plazo y las políticas deberán ser diseñadas precisamente teniendo en cuenta este enfoque.

Actuación temprana con el fin de evitar una crisis incontrolable

Aunque, para evitar una crisis se requiere una visión a largo plazo, la COVID-19 ilustra las consecuencias de actuar demasiado tarde ante la llegada de una crisis y de no estar preparados. Aquellos países que actuaron con agilidad frente a la pandemia fueron capaces de controlarla y volver rápidamente a una relativa normalidad. Los que no reaccionaron con la misma rapidez se encontraron con problemas de creciente intensidad, lo que les llevó a dar respuestas cada vez más severas en sus políticas, algo a lo que se resisten algunas culturas (especialmente en EE. UU.). Esta situación puede resultar exactamente análoga a los duros recortes de emisiones que ahora serán necesarios para cumplir los objetivos de reducción de emisiones, por culpa de que el mundo no actuó antes. Cuanto más tardemos en actuar en la transición energética, mayores serán la intensidad del problema del cambio climático, la dureza de las medidas para poder gestionarlo y la posibilidad de enfrentarnos a serias consecuencias políticas, económicas y sociales.

Cooperación global para la distribución de bienes públicos globales

Las pandemias globales son como el cambio climático y la proliferación nuclear. Ambas tienen el potencial de afectar las vidas de todos, ya que sus efectos no conocen fronteras. La gestión de pandemias y otras crisis globales exigen una cooperación internacional. En contraste, las respuestas que se han producido ante la COVID-19 han sido sobre todo nacionales o regionales, como si pudiera impedirse que la pandemia y sus efectos atravesasen las fronteras. Por otra parte, la COVID-19 ha acentuado las disparidades en el área de la salud dentro de países, regiones y continentes, y entre estos, siendo la carrera arrolladora por conseguir las vacunas un triste ejemplo. La lección es que se necesita cooperación global para evitar las crisis y para hacerles frente. La transición energética tiene el potencial de contribuir al bien público común de un medio ambiente más seguro. Para conseguirlo, se requerirá una acción global colectiva, con políticas que aborden las consecuencias negativas de la transición energética, en planes concretos para una «transición justa» que se apliquen tanto a nivel nacional como internacional.

Apoyo a la ciencia y la innovación

El año 2020 ha confirmado la importancia de la ciencia y la innovación. Por una parte, la caótica respuesta inicial al virus reveló el fallo en la financiación de la investigación científica antes de la pandemia, y más generalmente el fallo en la preparación, especialmente en las naciones occidentales. Esto ocurrió a pesar de las advertencias de científicos, entre otros, sobre la posibilidad creciente de pandemias globales. Por otra parte, el rápido análisis del genoma subyacente del virus y el exitoso desarrollo de vacunas eficaces en un tiempo récord son prueba innegable del papel de la ciencia en hacer del mundo un lugar más seguro para todos. Sin duda, la ciencia ha sido ejemplo de una sobresaliente cooperación internacional durante la pandemia. Como expresó el Parlamento Europeo:

«A pesar de unas mayores tensiones geopolíticas, la pandemia ha abierto un espacio de oportunidad para reforzar la cooperación científica y adoptar un enfoque global de la salud. No solo la pandemia ha espoleado la urgencia para este enfoque científico global, sino también las tecnologías actuales que lo permiten, algo que no se daba, por ejemplo, durante la epidemia de VIH en los años ochenta y noven-

ta. Esta necesidad ha sido reconocida por líderes de todo el mundo, como por ejemplo en una reunión de la UNESCO con representantes de los ministerios a cargo de la ciencia en 122 países y representantes de la UE, la Unión Africana y la OMS ³⁴».

Esto tiene repercusiones para la transición energética:

- *Primero, nos avisa de la importancia de tener en cuenta la evidencia científica en la toma de decisiones políticas.* Dado el abrumador consenso científico en cuanto a que la descarbonización es clave en la lucha contra el cambio climático y que el presupuesto de carbono restante es muy limitado, los argumentos en favor de una transición energética rápida son cada vez más claros.
- *Segundo, el fracaso a la hora de financiar la investigación previa a la COVID-19 es un relato de advertencia.* La investigación, desarrollo e innovación (I+D+i) es esencial para el desarrollo de las tecnologías y servicios necesarios para mitigar el cambio climático y para adaptarse al mismo. Este asunto no trata solo de decisiones políticas, a pesar de que la financiación pública de la investigación básica está justificada económicamente por los potenciales beneficios para el bienestar, que no podrían conseguirse si toda la investigación dependiera solo de la financiación privada. Se trata también de crear el contexto político adecuado, los mercados financieros y otras instituciones para financiar la I+D+i y traer nuevas tecnologías de cero-carbono al mercado.
- *Tercero, la COVID-19 refleja lo cara que sale la falta de preparación para algo que es inevitable.* Existía suficiente evidencia por parte de la comunidad científica de que una pandemia era inevitable como para haber asegurado que se dedicasen los recursos necesarios para prepararse para ella³⁵. El fracaso de no haber preparado un plan fue, según dicen, como preparar un plan para el fracaso. El precio de esta falta de preparación se mide en vidas humanas y en sufrimiento, así como en términos de la grandísima disrupción económica causada. Las

³⁴ Parlamento Europeo, Departamento de Políticas y Relaciones Exteriores, «The Geopolitical Implications of the COVID-19 pandemic», p35, septiembre 2020. Consulta 28.12.2020.

³⁵ MARANTZ HENIG, Robin: «Experts warned of a pandemic decades ago. Why weren't we ready?», *National Geographic*, 8 abril 2020. Consulta 29.12.2020.

consecuencias de no estar preparado para el cambio climático serían muchísimo más grandes.

- *Cuarto, la pandemia, y la increíble respuesta de la ciencia a la misma, han aumentado (espero) la confianza de la gente en la ciencia, incluso sin saber nada sobre secuencia genética, bioingeniería u otras contribuciones que permiten entender y ahora responder a la amenaza de un nuevo coronavirus. Un aumento así de la confianza de la gente en la biología se puede trasladar a otras áreas científicas, concretamente a la ciencia del clima, otra área que el público no llega a entender realmente y donde las partes interesadas (carbón, petróleo, gas y otras entidades con ánimo de lucro) han alimentado un escepticismo considerable hacia el cambio climático (sus causas y consecuencias) entre ese público general.*

Una mayor conciencia ciudadana de la necesidad de cambio

En términos generales, la COVID-19 confirma que, cuando hace falta, tenemos la capacidad para cambiar nuestros hábitos de vida y comportamiento, así como la disposición para hacerlo. Sin embargo, para la mayoría de nosotros, es una experiencia indeseable, especialmente el confinamiento en nuestras casas, las mascarillas, la distancia social y no poder visitar, incluso ver, a familiares y amigos. No quisiéramos que este fuese un cambio permanente y a la fuerza de nuestro estilo de vida. Esta experiencia debería servir para hacer a los ciudadanos más conscientes de los riesgos para nuestras vidas que conlleva el deterioro irreversible del medioambiente.

Por otra parte, la COVID-19 nos ha regalado la vuelta del cielo azul, el canto de los pájaros y una cierta tranquilidad, especialmente en las zonas urbanas³⁶. David Attenborough aseguró estar especialmente feliz al haber dejado de oír el ruido de los aviones aterrizando cada 30 segundos. Nadie espera que el mundo permanezca de esta forma una vez dejemos atrás lo peor de la COVID-19. Pero, sin duda, es razonable esperar que la gente sea más sensible al valor del medioambiente y que haga más por proteger los placeres más simples que nos ofrece.

³⁶ PARLAMENTO EUROPEO, Departamento de Políticas y Relaciones Exteriores, «The Geopolitical Implications of the COVID-19 pandemic», p40, septiembre 2020. Consulta 28.12.2020.

La experiencia de la COVID-19 ha contribuido positivamente a nuestra vida social de otras maneras: permitiendo que entendamos el potencial de la tecnología para conectarnos, permitiendo a algunos trabajar desde casa³⁷, recuperando y pudiendo visitar zonas rurales al viajar dentro de nuestro espacio nacional o regional confinado, y creando un sentimiento de comunidad³⁸ y de solidaridad con aquellos a los que la pandemia ha golpeado más duramente, y hacia quienes han sido tan esenciales en que hayamos sobrevivido a la pandemia.

En resumen, una mayor concienciación ciudadana debería contribuir a entender mejor los potenciales beneficios de la transición energética y los costes de vernos forzados a cambiar nuestro estilo de vida, en respuesta a las crisis medioambientales y de otro tipo que se escapen de nuestro control si no actuamos para contenerlas a tiempo.

El papel del gobierno y la sociedad civil en la transición energética

Estas lecciones de la COVID-19 ofrecen algunas directrices de alto nivel sobre cómo conformar la transición energética, en particular sobre el papel del gobierno y de la sociedad civil.

La competencia de los gobiernos es clave

Algunos gobiernos estaban bien preparados y actuaron rápida y eficazmente para parar la expansión del virus, gestionando bien las consecuencias económicas y sociales. Otros estaban completamente desprevenidos, tuvieron una reacción muy lenta y una su gestión ineficaz. El éxito de la transición energética requiere gobiernos competentes, sean de la cuerda política que sean.

Los gobiernos tienen que abordar las preocupaciones sociales

La COVID-19 está tanto poniendo de manifiesto como acrecentando la desigualdad y la pobreza en los países, y entre ellos. El

³⁷ BAILEY, Joel & NEUFELD, Peter, EY: «How is COVID-19 continuing to change human behaviour and affect our ways of living and working?», 18 junio 2020. Consulta 27.12.2020.

³⁸ BRADSHAW, Alan, World Economic Forum: «How is COVID-19 affecting our day-to-day behaviour?», 14 octubre 2020. Consulta 19.12.2020.

cambio climático daría lugar a lo mismo y la transición energética conlleva el mismo riesgo. Al procurar la transición energética, los gobiernos necesitan gestionar con cautela los impactos sociales y tenerlos en cuenta al desarrollar sus políticas, introduciendo mecanismos para una «transición justa» que ayude a los más necesitados. La experiencia de la COVID-19 también ha mostrado que la gente está dispuesta a aceptar medidas muy duras, al menos temporalmente, siempre que confíen en que las medidas son justas y necesarias, que existe una estrategia coherente y que hay luz al final del túnel. En una situación llena de incertidumbres radicales, pero donde es necesario tomar medidas políticas contundentes, la mejor manera de mantener la confianza pública es funcionar con transparencia, y emitiendo mensajes claros y sencillos.

Los gobiernos deben trabajar con las empresas y la sociedad civil

Los gobiernos de las mayores economías del mundo están respondiendo al COVID-19 con paquetes de estímulo para fomentar la recuperación económica, tirando de recursos fiscales y monetarios. Existe un apoyo generalizado a los gobiernos que desempeñan este papel. Si los fondos se canalizan de forma efectiva, sin duda esta es una buena noticia. Sin embargo, el control del gobierno sobre las decisiones clave de inversión plantea el riesgo de serios y costosos errores de política, que serían pagados por los contribuyentes y consumidores actuales, y eventualmente por las generaciones futuras. La planificación tiene que ser lo más robusta posible a fin de minimizar el riesgo de errores, especialmente al emplear fondos públicos. Es fundamental que esos fondos se canalicen eficazmente, y que no restrinjan la innovación ni impongan barreras innecesarias al comercio y la inversión internacionales. Esto exigirá que los gobiernos, a todos los niveles y en casi todos los países, cooperen y trabajen estrechamente junto a los inversores y los ciudadanos.

Mensajes clave

Los aprendizajes de la COVID-19 apoyan la transición energética y ofrecen guía sobre cómo hacer efectiva dicha transición. En apoyo de la transición energética, la pandemia es un relato de advertencia que debe recordarnos la importancia de respetar los límites de la naturaleza, pensando a largo plazo, actuando

con prontitud y adoptando el principio de precaución. Para hacer efectiva la transición energética, deberíamos ser ahora más conscientes de la importancia de la cooperación global, la ciencia y la innovación, y del papel clave que tienen los gobiernos competentes, especialmente a la hora de abordar las preocupaciones sociales y de trabajar con la sociedad civil y los inversores privados.

La COVID-19: ¿Una señal del sistema energético del futuro?³⁹

La interrogación en el título es intencionada. Resulta imposible afirmar con certeza cuál será el impacto preciso de la COVID-19 en la transición energética. Muchos de los cambios durante la COVID-19, especialmente en la demanda energética, podrán ser revertidos cuando pase la pandemia. Sin embargo, la primera parte de esta sección identifica un número de características del marco energético durante la COVID-19 que parecen consistentes con las previsiones a largo plazo en muchos escenarios climáticos. La segunda parte examina en mayor profundidad lo que se vislumbra en el sector de la electricidad y sus posibles implicaciones en el establecimiento de políticas públicas y estrategias corporativas. La tercera parte se centra en algunos de los cambios que cabría esperar en cuanto al petróleo y el gas, y lo que esto podría suponer para las estrategias y modelos económicos de la industria.

¿Señales tempranas del futuro sector energético?

Durante la epidemia de la COVID-19, el mundo ha sido testigo de cambios que se corresponden con algunos avances que habían sido ya ampliamente previstos para 2030 y más adelante. Algunos de los cambios se reflejan en la Figura 5, que muestra la predicción de la AIE a fecha de noviembre para 2020.

La demanda global de energía caerá cerca del 6 %, aproximadamente equivalente al aumento de los últimos cinco años. De esta cifra, la demanda de carbón caerá en alrededor del 7 % y

³⁹ Esta sección se nutre de KEAY, Malcolm & ROBINSON, David, «COVID-19: Glimpses of the energy future?» Oxford Institute for Energy Studies, julio 2020. Consulta 24.01.2021.

la demanda de petróleo en casi el 9 %, el equivalente a casi una década de crecimiento⁴⁰.

Las renovables son la única fuente de energía con demanda al alza. La AIE prevé una subida del 1 % en la demanda de renovables. Pero esta cifra es el resultado neto de un incremento de más del 6 % en la demanda de renovables eléctricas (p. ej., eólica y solar) y una reducción importante en la demanda de otras renovables (p. ej., biocombustibles).

Aunque se espera que la inversión global en energía caiga casi un 20 % en 2020, esto no es un anticipo del futuro. La inversión en energía subirá en el futuro de forma muy sustancial. La COVID-19, no obstante, ya ilustró cómo va a reorientarse la inversión, concretamente hacia las renovables y la electricidad, y alejándose de los combustibles fósiles. Como aparece anteriormente en la Figura 3, las inversiones en capacidad adicional de generación a partir de renovables subieron en 2020 en más del 4 % respecto a 2019.

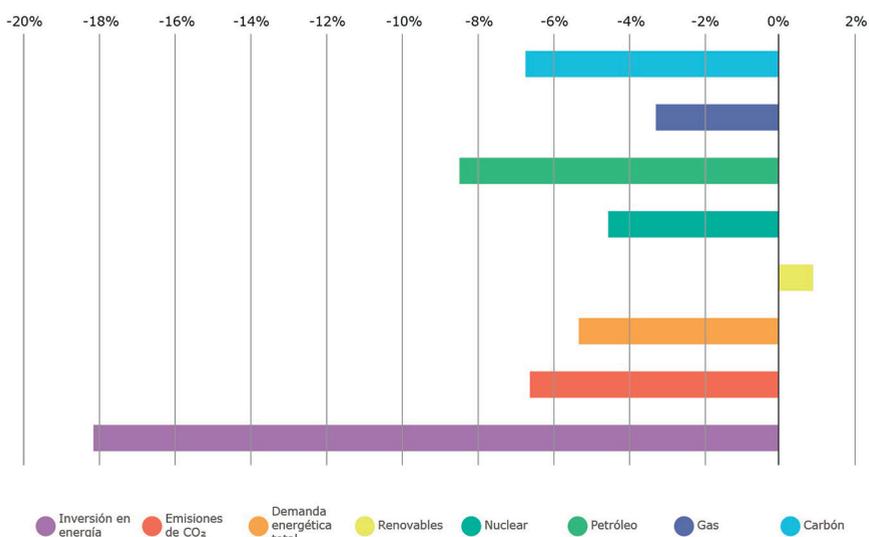


Figura 5: Demanda energética estimada clave, emisiones de CO₂ e indicadores de inversión 2020 respecto a 2019.

Fuente: World Energy Outlook 2020, Agencia Internacional de la Energía. Fecha publicación: octubre 2020.

⁴⁰ SMITH, Grant: «Oil Nations' Summer of Strife Offers Glimpse of Pain to Come», Bloomberg, 12 agosto 2020. Consulta 05.01.2021.

Las emisiones globales cayeron casi un 7 %, debido principalmente a la disminución de la demanda, así como al creciente peso de las energías renovables. Una reducción futura de la demanda energética no está prevista, pero el crecimiento del peso de las energías renovables sí lo está.

Electricidad

Más allá de los cambios en la demanda energética general y la inversión, ha habido ciertas señales de especial relevancia para el sector de la electricidad.

- *Un giro hacia la electricidad, especialmente en el uso residencial.* La demanda de electricidad ha caído mucho menos que la demanda de otras energías, debido al creciente consumo eléctrico residencial, igualando un giro ya visto en muchos escenarios de descarbonización (aunque la mayoría de los escenarios anteriores esperan este cambio debido a la electrificación prevista del transporte y la calefacción, no por la población confinada en su casa).
- *La absorción de las renovables ha presentado retos considerables.* Una mayor producción renovable y una menor demanda han causado problemas para muchos sistemas.
- *Los precios negativos y en descenso de la electricidad al por mayor coinciden con la subida de las tarifas finales.* La menor demanda y el aumento de la producción renovable está rebajando los precios mayoristas de la electricidad y los precios negativos han pasado a ser más comunes. En un número reducido de casos, los consumidores han podido beneficiarse de estos precios mayoristas negativos. Sin embargo, en general, las tarifas finales (por unidad consumida) están subiendo o subirán para recuperar los costes fijos de una menor producción, los subsidios de las renovables que aumentaron con una mayor producción renovable, y unos mayores costes de equilibrar la oferta y demanda eléctrica. Las tarifas finales al alza por unidad de producción podrían corresponderse con un coste total a la baja, si cae el consumo total. Sin embargo, durante la pandemia, el consumo doméstico ha ido en aumento debido al confinamiento y el teletrabajo.
- *La digitalización y el papel de la electricidad.* El confinamiento en casa ha aumentado significativamente el consumo de Internet, para el teletrabajo, las compras *online* y las comunicaciones. La acelerada digitalización de la sociedad va de la mano de un mayor potencial de participación más activa del consumidor en el sector eléctrico.

A modo de ilustración, se presenta un breve resumen de alguno de los cambios que se produjeron en el sector eléctrico del Reino Unido durante 2020.

- *Incremento de la cuota y de la producción de generación con renovables intermitentes*, especialmente eólica y solar FV. En ocasiones, las renovables intermitentes en su conjunto han alcanzado el 60 % o más de la generación; durante el fin de semana del 23/24 de mayo la generación con renovables en el Reino Unido alcanzó el 73 % del total. El 23 de diciembre Gran Bretaña alcanzó un nuevo hito «verde» cuando sus turbinas eólicas generaron más de la mitad del total de su electricidad.
- *Creciente descentralización*. La generación a partir de fuentes descentralizadas ha crecido. Por ejemplo, la capacidad de la energía solar (principalmente descentralizada) en su pico, el 20 de abril de 2020, batió un récord al alcanzar en torno al 30 % de la demanda del Reino Unido.
- *Una menor intensidad de carbono*. Se alcanzó el nivel más bajo registrado: 46 gCO₂/kWh –muy por debajo del objetivo para 2030 y una reducción de más del 90 % comparado con la base de referencia de 1990–. Los cambios en el lado de la oferta (generación) son capaces de alcanzar incluso unos objetivos de carbono muy ambiciosos.
- *Mayor volatilidad en generación*. Por ejemplo, en la semana del 4 de mayo, el promedio de la eólica fue durante los seis primeros días de la semana del 9,2 % del *mix* de generación, antes de saltar al 41 % el 10 de mayo. Esto crea una necesidad de flexibilidad.
- *Mayor importancia de los costes fijos y de una menor flexibilidad*. Con la todavía significativa componente nuclear y con la producción renovable en ascenso, el elemento dominante en la estructura de los costes de generación fue el capital, más que el coste marginal, y la flexibilidad de la generación ha disminuido sustancialmente.
- *Mayor coste de equilibrar la oferta y la demanda eléctricas*. La penetración de renovables intermitentes requiere unos recursos flexibles para equilibrar la oferta y la demanda. Al tiempo que la cuota de energías renovables aumentó durante la COVID-19, también lo hizo el coste de equilibrar la oferta y la demanda en el sistema. Mientras en 2019 los costes de conseguir este equilibrio rondaron el 10 % de los costes de generación, en la primera mitad de 2020 superaron el 20 %. (Figura 6).

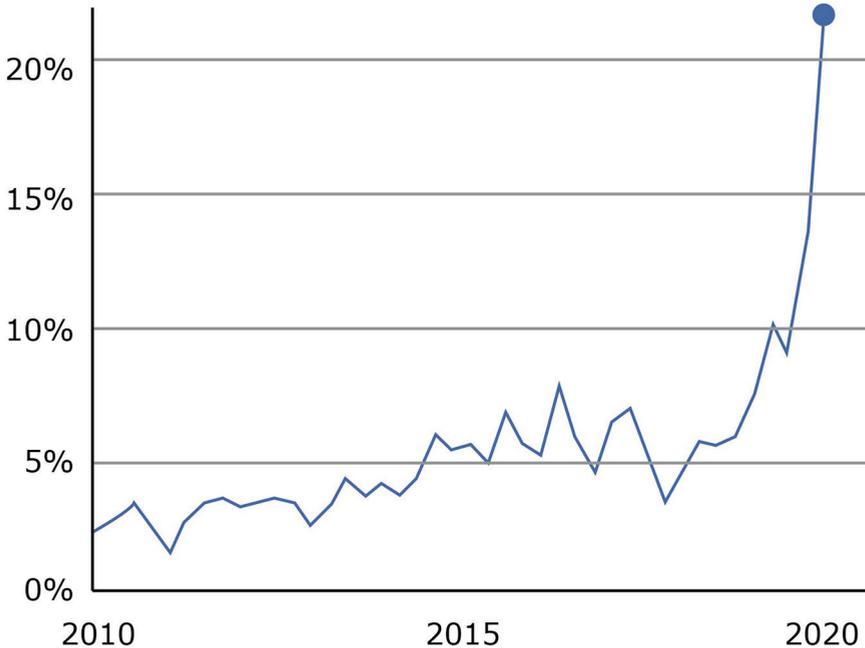


Figura 6: Coste de equilibrar la oferta y la demanda del sistema eléctrico de Gran Bretaña como porcentaje del coste de generación. Fuente. Drax Electric Insights: Informe 2T.

En resumen, en línea con las expectativas para el futuro, el sistema del Reino Unido ha pasado a ser mucho menos intensivo en carbono, pero también ha tenido que adaptarse mucho más rápidamente y de forma más flexible que en el pasado, y sin las herramientas de las que solía disponer.

Durante la experiencia de la COVID-19 se han visto, por tanto, nuevos modelos de oferta y demanda de energía, en línea con los que habían sido ampliamente predichos para un futuro más lejano. Puede ser de ayuda que el futuro haya llegado ya, mucho más rápido de lo esperado (incluso aunque solo sea con carácter temporal). En el proceso, quizás extraigamos algunas lecciones prácticas que, aunque en línea con las tendencias generales explicadas anteriormente, no eran necesariamente obvias por adelantado. Por ejemplo, estas son algunas posibles lecciones para el futuro del sector eléctrico para el Reino Unido y otros países.

- *Papel de la energía nuclear.* Muchos observadores de la industria han visto la descarbonización como una justificación para un renacimiento nuclear, argumentando que ninguna otra fuente puede proporcionar grandes cantidades de elec-

tricidad de carga base segura y sin carbono. Aun así, la experiencia de 2020 sugiere que puede que la energía nuclear no «encaje» tan bien en un sistema descarbonizado –el concepto de «carga base» está empezando a ser menos relevante y la generación de grandes cantidades de producción inflexible está resultando ser más un problema que una solución en un sistema dominado por las renovables–. Un acuerdo firmado esta primavera entre el Operador del Sistema Eléctrico del Reino Unido (UKESO) y EDF Energy para reducir la producción de la central nuclear Sizewell B (de 1,2 GW) ilustra este problema. Si la energía nuclear ha de tener un papel en un futuro de bajo carbono, quizás deba hacerlo proporcionando flexibilidad, más que energía de carga base. De hecho, en Francia, parece que esto ya está ocurriendo; el operador del sistema francés se ha descrito a sí mismo como «un acróbata permanente». El diseño y la gestión de cualquier central nuclear nueva quizás deba tener que basarse en sus habilidades acrobáticas.

- *Papel del lado de la demanda.* Aunque la demanda total energética haya padecido los grandes giros arriba descritos, la demanda de electricidad, de hecho, ha cambiado relativamente poco (al menos en términos de la escala de los cambios necesarios para efectuar una contribución significativa a la descarbonización) y quizás haga falta repensar su papel. Tradicionalmente, el lado de la demanda ha sido considerado como pasivo y las políticas se han centrado en la eficiencia energética. Incluso con relación a la «respuesta a la demanda», el foco ha estado en alejar el consumo de los momentos de máxima demanda, pero los acontecimientos recientes han llevado a poner un nuevo foco sobre la gestión de los picos de suministro (generación) y la necesidad de encontrar maneras efectivas de incrementar la demanda para igualarlo (por ejemplo, por almacenamiento). Sin embargo, los instrumentos para hacerlo siguen siendo rudimentarios, ya que los precios al por mayor negativos es raro que lleguen a los consumidores. Estos instrumentos se han complementado con otros *ad hoc*, como el servicio de Gestión Optativa de la Flexibilidad en Descargas (ODFM, por sus siglas en inglés) del UKESO, pensado para animar a los grandes usuarios a incrementar la demanda, o a los generadores a reducir la generación, en los periodos de baja demanda. Pero estos instrumentos son todavía marginales. A más largo plazo, como se explica en un artículo de Keay and Robinson, se necesitarán reformas de

mercado más fundamentales para fomentar la participación activa de los consumidores, para lo cual proponen un nuevo enfoque⁴¹ de «dos mercados».

- *Plataformas*. El antiguo modelo de oferta de electricidad era sencillo —la electricidad fluye desde una unidad de generación central, a través de sistemas de transmisión y distribución, al consumidor—. Ahora este esquema es mucho más complicado. Los consumidores no solo son participantes cada vez más activos vía la demanda flexible, sino que también pueden ser productores ellos mismos (por ejemplo, vía paneles solares en el tejado), y sus patrones de demanda pueden ser más complejos (por ejemplo, para los vehículos eléctricos, VE), todo ello disponiendo además de mucha más información en tiempo real sobre su consumo, vía contadores inteligentes. Mientras tanto, varias otras fuentes (por ejemplo, generación descentralizada, almacenamiento y sistemas energéticos comunitarios) también necesitan ser coordinadas. Los futuros modelos de negocio tal vez dependerán de la efectividad de las plataformas de una compañía para integrar todas las fuentes en tiempo real, como es el caso de Uber, que es esencialmente una plataforma que ha revolucionado el negocio de servicios de transporte con un conductor⁴².

Estos atisbos del futuro del Reino Unido demuestran que, aunque se necesitan nuevas tecnologías para reducir las emisiones de carbono, como la eólica y la solar, el efecto que tienen es el de cambiar por completo la dinámica y el funcionamiento subyacentes del sistema. El sector de la electricidad está evolucionando desde el punto en que la producción flexible responde a una demanda incierta al punto donde se necesita una demanda flexible para responder a una producción energética incierta. Esto es especialmente el caso en zonas donde la flexibilidad de la demanda local puede igualar la generación renovable local. Es más, no se trata solo de redirigir la demanda desde picos predecibles a periodos en los que se predice menor actividad para un sistema nacional. Ahora es más complejo; hace falta que la demanda responda a una

⁴¹ KEAY Malcolm & ROBINSON, David: «The Decarbonised Electricity System of the Future: The 'Two Market' Approach», The Oxford Institute for Energy Studies, junio 2017, Universidad de Oxford. Consulta 07.01.2021.

⁴² Ver, por ejemplo: Strategic partnership with Octopus Energy to transform Origin's retail business», Origin Energy, 1 mayo 2020. Consulta 14.01.2021.

generación muy incierta y que puede ser muy local (basta con imaginar que las nubes de pronto reduzcan la generación energética solar).

Se están debatiendo muchas propuestas para introducir la demanda flexible, que van desde tarifas para fomentar una reducción de la demanda en horas punta predecibles a permitir la venta de servicios de flexibilidad del lado de la demanda en los mercados de energía y de servicios auxiliares, o unas reformas más fundamentales, en línea con el artículo de Keay y Robinson referido antes. Estos dos autores defienden que las reformas deben reflejar los cambios en la industria eléctrica impulsados por dos fuerzas principales: la mayor penetración de las fuentes renovables intermitentes y los avances en la tecnología de la información. Estos cambios están transformando la capacidad de las compañías eléctricas y de los consumidores para controlar, monitorizar y coordinar diferentes fuentes y actividades. Estos avances en su conjunto han cambiado radicalmente la naturaleza y las operaciones del sector, «dándole la vuelta». La Figura 7 resume las formas en las que la industria del futuro probablemente difiera de aquella a la que hemos estado acostumbrados en el pasado.

	2020	Futuro
Estructura del coste de generación	Principalmente marginal	Principalmente capital
Estructura de la generación	Principalmente centralizada	Descentralizada
Precios	Por kWh	?
Planificación y operaciones	Suministro flexible para igualar la demanda	Demanda flexible para igualar el suministro
Control y despacho	Desde el centro	A través del sistema (internet)
Papel del lado de la demanda	Pasivo	Interactivo
Papel de las redes	Conductor neutro	Jugador inteligente

Figura 7. Cambios proyectados en la industria eléctrica
Fuente: KEAY, Malcolm & ROBINSON, David: «Glimpses of the future energy system? Demand flexibility and a proposal for a special auction», Oxford Institute for Energy Studies, octubre de 2020.

Estrategia corporativa del petróleo, gas y carbón

El mensaje clave que se extrae de la experiencia del sector de la electricidad y de los atisbos de su futuro —que un cambio en las fuentes de energía cambia toda la gestión y la dinámica subyacentes del sistema energético— se aplica igualmente a las compañías de petróleo, gas y carbón al afrontar un futuro descarbonizado. La transición energética requerirá nuevas maneras de pensar y nuevos modelos de negocio.

Es difícil imaginar un nuevo modelo de negocio para las compañías de carbón, a menos que estas sean capaces de desarrollar tecnologías de captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS, por sus siglas en inglés) que cumplan las restricciones cada vez más duras de emisión de carbono.

En el transporte y la calefacción, igual que en la electricidad, la transición energética no será una simple cuestión de reemplazar las fuentes fósiles por renovables; las empresas tendrán que considerar la dinámica del nuevo sistema y su papel en el mismo. Por supuesto, será necesario un cambio tecnológico como primer paso, probablemente hacia una mezcla de electricidad e hidrógeno pero, sea cual sea el planteamiento, llevará a una serie de requerimientos completamente nuevos para el sistema. Por ejemplo, los vehículos eléctricos llegarían a ser una parte activa del nuevo y complejo sistema eléctrico descrito arriba, una fuente principal de almacenamiento y flexibilidad a corto plazo. La política de gobierno y la estrategia corporativa de las empresas energéticas y de transporte tendrán que cambiar para reflejar la naturaleza del nuevo negocio. Del mismo modo, si el hidrógeno⁴³ (verde o azul) se usase para calefacción residencial e industrial, ello requerirá, casi con certeza, una política de gobierno y una estrategia corporativa que combine la electricidad con la infraestructura del gas hidrógeno.

Las nuevas plataformas que se describen arriba, que pueden ser una fuente clave para una ventaja competitiva, también ayudarán a enlazar los sectores del transporte, la calefacción y la electricidad. En este nuevo mundo, las empresas se verán obligadas a plantearse el sistema energético en su conjunto total, y no por sectores aislados como el del transporte o el de la calefacción.

⁴³ El hidrógeno verde se produce vía electrólisis usando electricidad renovable. El hidrógeno azul se refiere al hidrógeno producido a partir de combustibles fósiles, donde las emisiones de carbono son capturadas y almacenadas.

Sin embargo, aunque la electrificación será un vector clave para descarbonizar el transporte, los edificios y algunos sectores industriales, tendrá también que integrarse con una gama de tecnologías no eléctricas, como los gases descarbonizados, el almacenamiento de agua térmica, los sistemas de calentamiento y enfriamiento de aguas residuales, y tantos otros. Aguas abajo, cerca al consumidor final, las plataformas de sistemas de energía ayudarán a optimizar todos los servicios energéticos, no solo la electricidad.

Aguas arriba, en los mercados mayoristas, también es importante pensar en el sistema energético completo, quizá especialmente en el caso del hidrógeno, ya que casi seguro la rentabilidad requerirá combinar múltiples mercados de productos finales del hidrógeno en muchos países, lo que a su vez requerirá una coordinación de infraestructuras tanto entre países como dentro de ellos. Por ejemplo, en junio de 2020 Repsol anunció un proyecto que combinaba el hidrógeno verde de la electrólisis con CO₂ para producir combustibles de bajas emisiones para el transporte⁴⁴. En el futuro, proyectos como este de Repsol que vinculen la electricidad, el hidrógeno y el transporte, pueden ser la norma más que la excepción: las empresas necesitarán capacidades y experiencia para prosperar en este complejo nuevo mundo.

Mensajes clave

La COVID-19 nos ofrece algunos atisbos tempranos de lo que la mayoría de las predicciones a largo plazo prevén para el sector energético. Nos ofrecen alguna directriz (qué hacer, qué no hacer o qué evitar) para los reguladores y las empresas energéticas. Las compañías eléctricas han tenido ya diez años para adaptarse a una industria «dándole la vuelta» por la descarbonización, teniendo que desarrollar nuevos modelos de negocio. Muy pocas de esas empresas anticiparon la enorme escala de los cambios y aún está por verse cuántas tendrán éxito en el nuevo entorno empresarial. Las empresas de petróleo y gas todavía no han tenido que enfrentarse a toda la fuerza de este tipo de cambio sistémico; casi todas defendían que ya tendrían tiempo para adaptarse, apoyándose en los ingresos de los negocios existentes para efectuar los ajustes necesarios. Sin embargo, la COVID-19 puede haber sido una útil

⁴⁴ Para que este combustible tenga cero emisiones sería necesario que el CO₂ proceda de su captura en aire. Si el CO₂ viene de la combustión de combustibles fósiles, se emitiría alguna cantidad de CO₂.

llamada de atención, no solo para el sector energético, sino también en relación con la necesidad de una planificación previa de los gobiernos con la que muchos países occidentales no contaban en el sector público de la salud y la ciencia.

Si hay un mensaje para el sector energético es que el negocio energético ha cambiado; ya no se trata de vender petróleo, gas, electricidad e ir avanzando lentamente hacia un *mix* de bajo carbono. Estamos entrando en un nuevo paradigma donde las presiones ascendentes (la tecnológica, la económica, la social) y descendentes (la política) se mueven en la misma dirección, hacia la necesidad de unos sistemas energéticos plenamente integrados y descarbonizados, donde las decisiones del consumidor sean especialmente importantes. La estrategia corporativa de todas las empresas energéticas debe reflejar este nuevo paradigma emergente y la posibilidad de que llegue antes de lo esperado.

La recuperación verde y la transición energética

La recuperación de la COVID-19 supone una oportunidad para invertir en la transición energética. Como se explica más abajo, muchos gobiernos han incluido medidas de recuperación «verdes» en sus paquetes de recuperación de la crisis como, por ejemplo, subsidios, proyectos de inversión público-privados, préstamos y exenciones fiscales para apoyar al transporte verde, las energías renovables, la economía circular y la I+D+i de energías limpias. Sin embargo, el análisis por país realizado por la OCDE de las medidas de recuperación verdes indica que varios gobiernos han utilizado la pandemia post-COVID como una excusa para replegar regulaciones e impuestos medioambientales existentes, y para aumentar la infraestructura y la electricidad intensivas en combustibles fósiles⁴⁵. Esta sección examina el argumento económico a favor de una recuperación «verde» de la COVID-19 e ilustra cómo algunos gobiernos están promoviendo la transición energética.

- En primer lugar, la COVID-19 ha causado una seria crisis económica mundial que los gobiernos están intentando gestionar. Se estima que el Producto Interior Bruto (PIB) global para 2020 caiga en más del 5 % y algunos gobiernos están dedicando enormes recursos a apoyar la actividad económica, aliviar el sufrimiento y reducir el desempleo. El gasto público en descarbonización puede promover los objetivos tanto en el área de la recuperación económica como en la de la protección

⁴⁵ OCDE, «Focus on Green Recovery», 2021. Consulta 23.01.2021.

- medioambiental. El gasto público seguirá beneficiándose de unos tipos de interés históricamente bajos. Sin embargo, con el desempleo, la penuria económica y una recuperación económica que probablemente tarde varios años, el reto está en ir más allá del gasto a corto plazo y en poder enfocarse en la oportunidad de que los países sigan un camino más sostenible.
- Segundo, para cumplir sus compromisos políticos de neutralidad climática o de carbono, los gobiernos tendrán que adoptar políticas que asignen la inversión a la energía verde, a infraestructuras relacionadas y a industrias «verdes» como, por ejemplo, los vehículos eléctricos. Se estima que con las políticas actuales y las planeadas para el sector energético global, las inversiones en el periodo hasta 2050 serán de unos 95 trillones de dólares y que harán falta otros 15 trillones adicionales para descarbonizar por completo el sistema energético. En total, esto representa alrededor del 2 % del PIB global por año⁴⁶. La mayor parte de estos fondos podría proceder de inversores privados, pero esto puede depender de la financiación gubernamental de proyectos innovadores y al desarrollo de políticas relacionadas que apoyen una estrategia a largo plazo coherente, que atraiga la inversión privada para la transición.
 - Tercero, la historia demuestra que los paquetes de la recuperación pueden desempeñar un papel en la transición energética⁴⁷, incluso aunque esta transición no sea la principal motivación. En concreto, las medidas de estímulo introducidas en 2007-2009 en diferentes países incluían apoyo a las renovables, lo cual generaba empleo en la construcción, instalación y fabricación domésticas. En Estados Unidos, por ejemplo, los préstamos, subsidios y créditos fiscales dieron lugar a una mayor inversión en la generación solar FV y en proyectos relacionados con ella. En Europa las inversiones de estímulo en la eólica marina y los subsidios para la energía eólica ayudaron a convertir a Europa en líder global en esta tecnología. En el Noreste de Asia el gasto en estímulos se centró en una «política industrial verde» que ayudó a China, Corea del Sur y Japón a ganar competitividad internacional en tecnologías de solar FV y baterías. A medida que la escala creció y los costes bajaron, estos países asiáticos exportaron sus

⁴⁶ International Renewable Energy Agency, «Global energy transformation: A roadmap to 2050», 2019, p11. Consulta 12.01.2021.

⁴⁷ JAEGER Joel, World Resources Institute: «Lessons from the Great Recession for COVID-19 Green Recovery», 24 de noviembre de 2020. Consulta 03.01.2021.

productos, permitiendo la penetración global de la energía renovable y adelantando la fecha en que los coches eléctricos (y de pila de combustible) compitan en precio con los vehículos convencionales. Hasta la fecha, estas inversiones no han alterado radicalmente la trayectoria de las emisiones GHG, pero están contribuyendo a la transición energética en curso, y han dado una ventaja competitiva a ciertas naciones y empresas.

- Cuarto, el apoyo analítico a los paquetes de estímulo verde para la recuperación de la COVID-19 se ha producido gracias a informes muy influyentes preparados por expertos e instituciones respetados⁴⁸. En particular, el Oxford Smith School of Enterprise and the Environment publicó un informe⁴⁹ en mayo que planteaba la pregunta de si la recuperación de la COVID-19 aceleraría o retardaría el progreso en la lucha contra el cambio climático. La respuesta (resumiendo las opiniones de cientos de expertos y legisladores) fue que algunas inversiones verdes para la recuperación de la pandemia no solo estimularían la economía y crearían puestos de trabajo, sino que además causarían un impacto positivo en el medio ambiente, y tendrían un gran efecto económico multiplicador a medio y largo plazo. En resumen, los autores planteaban que no tiene sentido económico invertir en industrias y procesos intensivos en carbono porque no son sostenibles⁵⁰.

Por estas razones, muchas de las grandes economías han introducido o planean introducir algún tipo de paquete de recuperación verde. Los gobiernos de estos países son conscientes de la necesidad de una estrategia a largo plazo para apoyar la inversión en la transición energética, y de crear o reforzar la ventaja competitiva de las industrias del país. Las principales excepciones son los países en desarrollo, que carecen de la solidez financiera para emprender una recuperación verde sin apoyo exterior.

⁴⁸ Otros influyentes informes fueron preparados por la Energy Transitions Commission (ETC) cuyo *chairman* es Lord Adair Turner. Ver DELASALLE, Faustine & TURNER, Lord Adair. «7 Priorities to help the global economy recover while building a healthier, more resilient, net-zero emissions economy», Oxford Energy Forum Issue 123, Covid-19 and the Energy Transition, julio 2020. Consulta 29.12.2020.

⁴⁹ HEPBURN Cameron *et al.*: «Will COVID-19 fiscal recovery packages accelerate or retard progress on climate change?», Oxford Smith School of Enterprise and the Environment, Working Paper No. 20-02 ISSN 2732-4214, Oxford Review of Economic Policy 36 (S1), 4 de mayo de 2020. Consulta 20.12.2020.

⁵⁰ He sido coautor de un informe posterior con los autores del Oxford Smith School and IDMA, «Breve guía para contribuir a la reconstrucción —verde— tras la crisis de la COVID-19 en España», 24 junio 2020. Consulta 09.01.2021.

Unión Europea

La UE ha aprobado legislación que destina más de 1,8 trillones de euros para estimular la economía y para financiar muchos de sus programas para el periodo de 2021 a 2027⁵¹. De ese total, NextGenerationEU (NextGenEU) incluye 750 000 millones de euros específicamente dirigidos a fomentar la recuperación de la COVID-19, mientras que los 1,1 trillones de euros restantes corresponden al presupuesto de la UE (Marco Financiero Multianual, o MFF, para 2021-2027), dirigido a estimular la economía y dotar sus muchos otros programas. Estas cantidades no incluyen las cuantiosas inversiones que están siendo realizadas por los gobiernos de los Estados miembros.

Esencialmente, NextGenEU y el presupuesto de 2021/2027 suponen el compromiso financiero para implementar el Pacto Verde de la UE (EU Green Deal)⁵² que fue adoptado antes de la COVID-19 y para acelerar la digitalización. Al menos el 30 % de este presupuesto total será dedicado a la lucha contra el cambio climático y, en particular, a apoyar la transición energética.

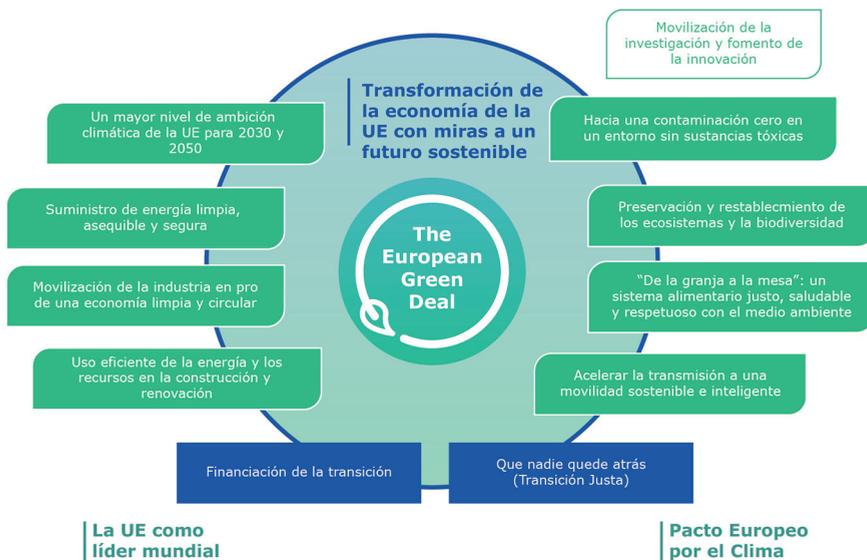


Figura 8. El Pacto Verde Europeo

Fuente: «The European Deal Faces Huge Challenges», Comisión Europea.

⁵¹ Comisión Europea, «Recovery Plan for Europe» 2020. Consulta 20.12.2020.

⁵² Comisión Europea, «Pacto Verde Europeo», COM/2019/640 final. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1588580774040&uri=CELEX:52019DC0640>. Consulta 08.04.2021.

Dentro del Pacto Verde, los elementos clave que afectan a la transición energética se encuentran en cuatro de las ocho «hojas» de la Figura 8.

Objetivos de reducción de emisiones más ambiciosos

Cuando se aprobó el Pacto Verde en diciembre de 2019, la UE se había comprometido a reducir las emisiones de GHG en un 60 % para 2050 respecto a los niveles de 1990. Durante la pandemia de la COVID-19, la UE adoptó una política de emisiones netas cero (neutralidad climática) para 2050 y un objetivo para 2030 de reducir las emisiones de GHG en un 55 % frente a los niveles de 1990. Para conseguir estos objetivos, la UE utilizará una serie de medidas que acelerarán la descarbonización del propio sector energético y de otros sectores de usuarios finales de energía, especialmente el transporte y la calefacción. En particular, la UE planea ampliar la cobertura del Régimen Comunitario de Comercio de Derechos de Emisión (Emission Trading System, ETS) e introducir una nueva política fiscal medioambiental para asegurar un precio del carbono efectivo en toda la economía europea.

El Pacto Verde también intenta proteger a las industrias de la UE frente al riesgo de las fugas de carbono, es decir, de la competencia de las empresas de países que no están sujetos a un impuesto similar al carbono ni a ninguna otra restricción equivalente de las emisiones. La Comisión ha propuesto un mecanismo de ajuste fronterizo al carbono (Carbon Border Adjustment Mechanism, CBAM) para determinados sectores, a fin de reducir el riesgo de las fugas de carbono. La intención es asegurar que el precio de las importaciones refleje con mayor exactitud su contenido de carbono. Esta propuesta es controvertida y podría causar serios problemas de comercio internacional que deben abordarse en su formulación, en particular para asegurar compatibilidad con las reglas del WTO (World Trade Organization). Dicho esto, el objetivo medioambiental es válido y el planteamiento está ganando apoyo, sobre todo en EE. UU.

Suministro de energía limpia, asequible y segura

La energía representa el 75 % de las emisiones de GHG de la UE, por lo que no es de extrañar que sea uno de los focos del Pacto Verde Europeo. La primera prioridad es mejorar la eficiencia energética. Más allá, el objetivo general es que el sector de la electricidad se base en gran medida en fuentes renovables, acompañado de la rápida salida del carbón y la descarbonización del gas. La

transición a la neutralidad climática también requiere una infraestructura inteligente. El marco regulatorio, incluyendo TEN-E Regulación, está orientado a fomentar el despliegue de tecnologías e infraestructuras innovadoras, como las redes inteligentes, las redes de hidrógeno o la captura, utilización y almacenamiento de carbono (Carbon Capture, Utilisation/Storage, CCUS), el almacenamiento de energía, y a facilitar la integración del sector energético (por ejemplo, electricidad e hidrógeno verde). Desde que se acordó el Pacto Verde, es notable que la Comisión haya manifestado su apoyo especialmente a los proyectos de hidrógeno verde que implican a múltiples Estados miembros de la UE.

Construir y renovar los edificios para ser más eficientes

Los edificios son responsables de más del 40 % del consumo de energía en la UE. El índice de innovación en los edificios ha sido muy bajo y una gran parte de la población europea tiene dificultades económicas para calentar sus viviendas. Para abordar estos retos, el Pacto Verde exige una ola de renovación de los edificios públicos y privados. Esto va también dirigido a incentivar el sector de la construcción, y a ser una oportunidad de apoyar a las pequeñas y medianas empresas (pymes) y a los empleos locales.

Aceleración del cambio hacia una movilidad sostenible e inteligente

El transporte supone el 25 % de las emisiones de gas de efecto invernadero de la UE, un porcentaje que sigue creciendo. Todos los modos de transporte serán descarbonizados e, inevitablemente, esto acelerará la transición energética. Desde el lado de la oferta, la UE prevé aumentar la producción y el despliegue de combustibles alternativos y sostenibles para el transporte. Por ejemplo, en 2025 se necesitarán alrededor de 1 millón de estaciones de repostaje y de recarga públicas para los 13 millones de vehículos de baja emisión o de emisión cero que se espera que haya en las carreteras europeas. Este es un recordatorio de que el Pacto Verde Europeo no se limita únicamente a la lucha contra el cambio climático. También por razones de salud pública, especialmente en las ciudades, el transporte debe ser menos contaminante (p.ej., reducir emisiones de NOx y partículas). La Comisión propondrá unas normas más rigurosas para la contaminación por vehículos con motor de combustión interna (ICE) y considerará aplicar el ETS al transporte por carretera. También tomará medidas en relación con otros medios de transporte.

Es importante resaltar algunos aspectos importantes del paquete financiero que finalmente acordaron los Estados miembros de la UE, ya que elevan el nivel de ambición climática y manifiestan una mayor confianza en que esta ambición se cumpla. Por primera vez, la Comisión Europea ha decidido recaudar dinero directamente para financiar créditos (no préstamos) a los Estados miembros. Nunca antes habían sido tan grandes la urgencia de actuar ni el compromiso político como para justificarlo. Segundo, esta novedad refleja un cambio en el equilibrio del poder político en la UE, alejándose (en este caso) de una alianza de los «frugales» países del norte (actualmente Países Bajos, Dinamarca, Suecia y Austria) e inclinándose más hacia otros (ahora, en especial, Francia, Alemania, Italia y España). Este cambio es significativo porque Alemania no votó con los países frugales y porque el Reino Unido, que típicamente hubiera votado con el grupo de los países frugales, ya no era miembro de la UE. La combinación de una Comisión Europea más poderosa, la salida del Reino Unido y el apoyo de Alemania, permitieron la aprobación de un paquete de recuperación económica histórico en su magnitud y por su gran foco en el Pacto Verde Europeo. Además, la COVID-19 y la salida del Reino Unido han reforzado el sentimiento de unidad europea, y han reforzado los argumentos a favor de que se aproveche la recuperación para fortalecer la posición competitiva de las industrias europeas en los mercados globales y para tener un papel más ambicioso en los asuntos globales. Por supuesto, no hay garantías de que la UE cumpla sus objetivos y propósito, pero sí existe ahora una mayor resolución y confianza que las que ha habido en la última década.

China

El acuerdo de 2015 entre EE. UU. y China para reducir sus emisiones fue clave para obtener un apoyo global al Acuerdo de París sobre el Clima. China estaba dispuesta a presentarse como un actor responsable en la escena climática internacional. Sin embargo, poco después de que se firmase el Acuerdo de París, la economía China empezó a desacelerarse y el gobierno introdujo un estímulo económico cuyo efecto fue un aumento del consumo de carbón. La elección del presidente Trump y su apoyo a los combustibles fósiles redujo la presión internacional para que China limitase las emisiones, y es probable que la posterior guerra comercial redujera aún más esa presión. Sin embargo, las consideraciones domésticas, en concreto la seguridad del suministro y el crecimiento económico, fueron los principales impulsores de la política energética china.

La COVID-19 inyectó un nuevo elemento de incertidumbre sobre la política china relativa al cambio climático, lo que podría ser un arma de doble filo; en palabras de Sam Geall:

«On the one hand, it has increased international tensions, which could spur further retrenchment and a focus on energy security, boosting coal-fired power. On the other hand, it [COVID-19] may lead to renewed calls from inside China for a deeper environmental commitment, with Beijing taking the opportunity to lead in the technologies of the future⁵³».

El debate sobre estas opciones en China está teniendo lugar en el contexto de la recuperación económica y la preparación del 14^o Plan Quinquenal (Five Year Plan, FYP). Hasta fechas recientes, la evidencia no favorecía a la descarbonización⁵⁴. En cambio, China ha aumentado significativamente su inversión y la producción en industrias pesadas que utilizan carbón. En febrero de 2020, por tercer año consecutivo, la Administración Nacional de la Energía bajó la calificación de riesgo relacionada con un potencial exceso de capacidad de la electricidad basada en carbón, abriendo la puerta a que más regiones construyeran plantas de carbón en el periodo 2021-2023⁵⁵. Además, en la preparación del 14^o FYP, ha habido propuestas para un límite todavía más laxo de la generación energética basada en carbón.

Aun así, esto no significa que China no esté invirtiendo en la transición energética. Los legisladores mantienen un debate muy vivo, entre los partidarios del carbón y los que ven necesario limitarlo. Mientras continúa el debate, la energía renovable ha estado creciendo muy rápidamente. China posee la mayor generación tanto eólica como solar del mundo (240 GW y 230 GW respectivamente) y esa capacidad está creciendo de forma mantenida. Por ejemplo, entre enero y noviembre de 2020, China añadió 30 GW a la electricidad eólica y 26 GW a la solar, a pesar de una caída significativa en los tres primeros meses del año.

China parece tener también un «plan industrial verde», parecido al de 2007-2009. Han anunciado planes ambiciosos para una nueva infraestructura, un término que incluye el 5G, la transmisión eléctrica de ultra alta tensión, transporte por ferrocarril

⁵³ GEALL, Sam: «China's climate commitments and energy ambitions beyond COVID-19», Oxford Energy Forum Issue 123, Covid-19 and the Energy Transition, julio de 2020. Consulta 29.12.2020.

⁵⁴ CHANG, Charles *et al.*: «Economic Research: China's Energy Transition Stalls Post-COVID», 22 septiembre 2020, S&P Global. Consulta 30.12.2020.

⁵⁵ Ibid.

interciudad, estaciones de carga de vehículos eléctricos, centros de *big data*, inteligencia artificial y otros. Este plan industrial es una señal de que China está invirtiendo en innovación, no simplemente protegiendo las industrias tradicionales. China podría defender que su plan de infraestructura consiste en electrificar la economía, que inicialmente utilizaba carbón, y después ir descarbonizando el sistema eléctrico. También están empujando a la baja los costes de las industrias «verdes», mejorando así su posición competitiva en los mercados globales de vehículos eléctricos, baterías y otros productos alineados con la transición energética.

Todo lo anterior ya era conocido antes de que el presidente Xi anunciase en la Asamblea General de la Naciones Unidas en diciembre 2020 un compromiso unilateral por parte de China para conseguir la neutralidad de carbono en 2060. Eso fue un punto de inflexión en la política china. Esto cogió a casi todo el mundo por sorpresa y apunta a la posibilidad de que China tome una ruta más verde de lo que se esperaba. Por supuesto, este anuncio de China se motivó en parte por un posturo geopolítico, con China dándose el papel de líder global mientras que EE. UU. estaba ausente. Podría decirse que se trataba de palabras vacías, ya que 2060 queda muy lejos y el otro compromiso (alcanzar el nivel máximo de emisiones antes de 2030) no era muy distinto de lo que China ya era capaz de hacer y a lo que se había comprometido anteriormente. Sin embargo, China nunca ha asumido un compromiso unilateral de este alcance y es probable que confíen en ser capaces de cumplirlo.

Estos compromisos son considerados ahora, no solo como una piedra angular de la política china relacionada con el clima, sino también como una señal alentadora para otros países comprometidos a combatir el cambio climático. Efectivamente, después del anuncio de Xi, varios países han anunciado sus objetivos de neutralidad de carbono, incluidos Japón y Corea. En la Cumbre de la Ambición Climática de diciembre de 2020, el presidente Xi anunció objetivos adicionales para 2030, aunque parecen estar en la línea de planes anteriores. Estos compromisos incluyen la reducción de las emisiones de CO₂ por unidad de PIB en más del 65 % frente al nivel de 2005, es decir, un aumento de alrededor del 25 % en la cuota de combustibles no fósiles en el consumo de energía primaria, y un aumento de la capacidad eólica y solar instalada superior a 1200 GW. Este objetivo de 1200 GW implicaría un promedio de capacidad instalada nueva anual de 70 GW entre 2020 y 2030.

Hará falta esperar al menos hasta ver los detalles del 14º FYP del sector energético para saber cómo reflejará China sus com-

promisos internacionales en la política energética nacional⁵⁶. Mis fuentes me indican que este plan será más ambicioso que un plan quinquenal normal y que, en realidad, va a preparar el escenario para el periodo hasta 2035. Por otra parte, el 14^o FYP parece estar siendo desarrollado de modo que da a los gobiernos regionales una menor influencia sobre el borrador inicial, debilitando por lo tanto algo la resistencia a la descarbonización que normalmente va asociada a las provincias que dependen del carbón y que favorecen su expansión continuada. Si es información confiable, apunta a un plan energético más verde de lo que muchos esperan y dará pistas sobre cómo China planea la descarbonización a largo plazo.

Estados Unidos

La campaña de Biden propuso un Nuevo Pacto Verde de 2 trillones de dólares, fijando el objetivo de neutralidad climática (emisiones de GHG netas cero) para 2050, y la plena descarbonización del sistema eléctrico en 2035. Estos objetivos están en línea con los objetivos de la UE y China, aunque el objetivo chino es neutralidad de carbono en 2060. Sin embargo, existen serias dudas sobre la capacidad de la nueva administración para aprobar la clase de legislación que se requiere para cumplir esos objetivos. Primero, los demócratas tienen un control mínimo sobre el Senado y la Cámara de Representantes, haciendo más difícil la aprobación de leyes sin el apoyo bipartidista. Segundo, antes de tomar posesión, el presidente entrante ya había anunciado un plan de rescate (America Rescue Plan) de 1,9 trillones de dólares, diseñado para abordar los riesgos inmediatos de la pandemia y proporcionar ayuda directa a quienes la necesitan. Dados los gastos anteriores para paliar los efectos de la pandemia, el American Rescue Plan probablemente limitaría la escala del apoyo del gobierno federal a programas verdes. Tercero, la administración de Biden sabe que le van a retar en los tribunales sobre prácticamente cualquier medida que no reciba el apoyo bipartidista⁵⁷. Cuarto, la administración dispone de menos de dos años antes de las elecciones de mitad de mandato, y esto hace que la resolución de la crisis de la COVID-19 y la recuperación del empleo adquieran una importancia prioritaria. No obstante, el Gobierno federal de EE. UU. hará todo lo posible para apoyar la transición energética de su país y formar parte de una alianza global

⁵⁶ Hay varios planes. El plan más importante sale en marzo de 2021. Los planes sectoriales (como la energética) saldrán a lo largo del año.

⁵⁷ BROWER, Derek, *Financial Times*: «US energy: 'the more ambitious Biden tries to be, the more likely he is to fail'», 21 de diciembre de 2020. Consulta 28.12.2020.

renovada en la lucha contra el cambio climático, empezando por la solicitud de EE. UU. para volver al Acuerdo de París sobre el clima.

En cuanto a un plan federal de recuperación verde⁵⁸, es pronto para confirmar lo que la Administración pueda conseguir⁵⁹. No obstante, tenemos una idea clara del objetivo. A finales de marzo de 2021, Biden presentó *The American Jobs Plan*⁶⁰, un programa de reconstrucción y modernización de infraestructuras, con inversiones a ocho años por valor de dos trillones de dólares. El programa pretende remediar déficits en servicios esenciales como carreteras, puentes, aeropuertos o redes eléctricas y modernizar el país para afrontar mejor el cambio climático, creando millones de nuevos empleos bien remunerados. Pero es mucho más que esto. El objetivo político final es mantener la supremacía de EE.UU. ante la competencia de rivales como China. Dentro de este paquete hay varias iniciativas para acelerar la transición energética. En primer lugar, \$174 billones para promover la electrificación de vehículos, incluyendo entre otras cosas una red nacional de 500,000 cargadoras eléctricas en 2030 y electrificar por lo menos 20% de los autobuses escolares. En segundo lugar, hay \$100 billones para mejorar la infraestructura eléctrica, incluyendo el desarrollo de la red eléctrica nacional, algo que los dos partidos reconocen que es necesario para una alta penetración de renovables intermitentes. En tercer lugar, el plan extiende por 10 años los créditos fiscales favoreciendo energía limpia (en particular las renovables) y el almacenamiento. También se refiere al objetivo de un sistema eléctrico en 2035 libre de emisiones de carbono, sin dar más detalles. Es pronto para saber lo que saldrá del Congreso, en particular porque el plan supone un incremento de impuestos importante. No obstante, el enfoque del interés nacional ante la competencia de China hace probable que salga algo.

En en el ámbito internacional, EE. UU. ha vuelto al Acuerdo de París, ha celebrado una Cumbre del Liderazgo Climático en Washington a finales de abril y, después, acudirá al COP26 de Glasgow con un

⁵⁸ Estas medidas van separadas del uso de Órdenes Ejecutivas para revertir las políticas de la administración anterior que debilitaban las políticas sobre el clima y el medioambiente. Ver «Biden rejoins Paris climate accord, works to overturn Trump's climate policies», *Washington Post*, 21 de enero de 2021. Consulta 23.01.2021

⁵⁹ SILIEZAR, Juan: «So how much change can Biden bring on climate change?», *The Harvard Gazette*, 23 de noviembre de 2020. Consulta 08.01.2021. Ver especialmente los comentarios de Robert Stavins referidos en este artículo.

⁶⁰ <https://www.whitehouse.gov/briefing-room/statements-releases/2021/03/31/fact-sheet-the-american-jobs-plan/>. Consultado 1.04.2021.

nuevo y presumiblemente ambicioso compromiso de determinación nacional (Nationally Determined Contribución, NDC), además de fondos para cumplir con los compromisos financieros de los países más desarrollados hacia los países en desarrollo. La administración utilizará la Corporación Financiera Internacional para el Desarrollo (DFC, por sus siglas en inglés) de EE. UU. para apoyar la descarbonización en una selección de países en desarrollo, probablemente en competencia con otras potencias mundiales. También usará su influencia en el Banco Mundial, el Fondo Monetario Internacional, la OCDE, clubes políticos (el G7 y el G10) y organizaciones financieras privadas, para apoyar la financiación de energías y actividades verdes y limitar la financiación de combustibles y de actividades intensivas en carbono.

El gran desafío de la administración del presidente Biden es cambiar definitivamente la política federal de los EE.UU. Tanto en las negociaciones internacionales como en la política nacional, la credibilidad de la política federal depende de pasar legislación que será difícil de eliminar por una futura administración.

Resto del mundo

Existen muchos otros países que han anunciado planes para financiar una recuperación «verde». Estos planes incluyen la descarbonización de las fuentes de energía, así como la descarbonización de las industrias y el desarrollo de industrias que produzcan bienes que consuman energía descarbonizada (principalmente electricidad). El Reino Unido, en particular, ha anunciado un ambicioso plan de diez puntos que incluye el apoyo financiero a la energía eólica marina, el hidrógeno de bajo carbono, una nueva energía nuclear más avanzada, un cambio hacia los vehículos de cero emisiones, un transporte público «verde», un transporte marítimo y aéreo de bajo carbono, edificios más «verdes» y la captura, utilización/almacenamiento de carbono (CCUS).

Boston Consulting Group (BCG) ha preparado un interesante informe sobre cómo la COVID-19 puede afectar a la transición energética en distintos países, basándose en el impacto económico de la pandemia y la capacidad de respuesta de los gobiernos⁶¹. BCG subraya, en particular, el creciente interés y capacidad de los países del Noreste de Asia para desarrollar «estrategias industriales verdes» orientadas al suministro de los mercados

⁶¹ ALKADIRI, Raad *et al.*: «How COVID-19 is changing the pace of energy transitions», BCG, 22 septiembre 2020. Consulta 04.01.2021.

globales de vehículos eléctricos y a aumentar la generación energética a partir de renovables.

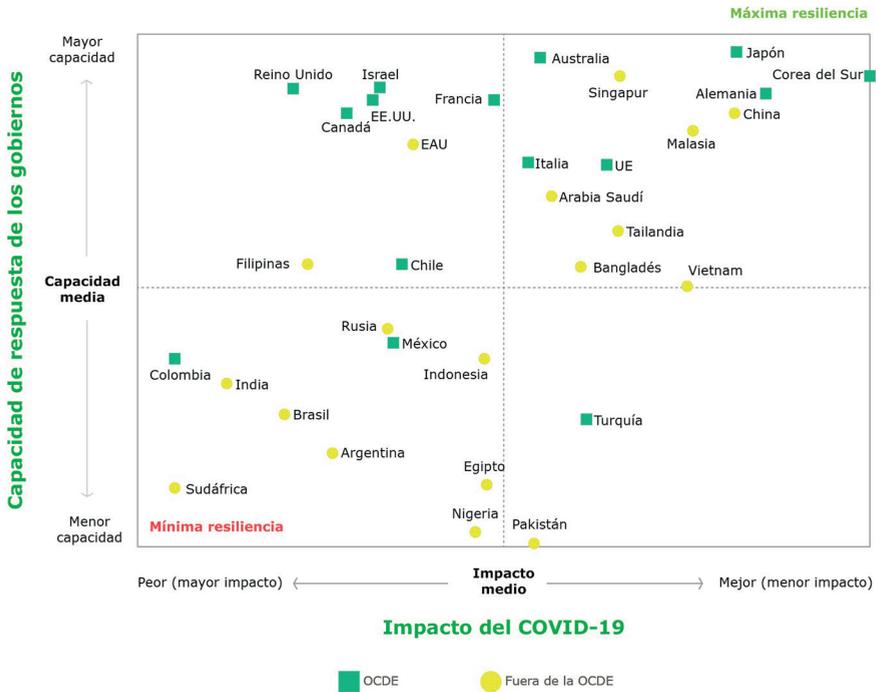


Figura 9. Potencial de los países para acelerar la transición energética post-COVID-19
Fuente: análisis de BCG.

Este gráfico también resalta la dificultad de conseguir una recuperación «verde» en los países más poblados y pobres de Latinoamérica, África y Asia. Los paquetes de estímulo post-COVID-19, que no tienen en cuenta a los países más pobres, no solo van a empeorar la desigualdad global, sino que podrían también animar a esos países a aumentar su dependencia de los combustibles fósiles, ralentizando así –o incluso invirtiendo– el progreso global en la lucha contra el cambio climático.

Mensajes clave

La COVID-19 ha proporcionado una oportunidad para perseguir objetivos de política «verde» mediante el uso de estímulos fiscales, aprovechando la ventaja de unos tipos de interés muy bajos. Sin embargo, el gasto público en la recuperación «verde» es solo

una pequeña fracción de la inversión requerida para efectuar con éxito la transición energética, y su meta debería ser potenciar/estimular la inversión «verde» por el sector privado. La ambición, y los objetivos específicos de inversión, reflejan los recursos financieros nacionales y regionales, y la búsqueda de oportunidades estratégicas en industrias concretas. La UE ha sido la más ambiciosa, pero EE. UU., China y muchos otros países están destinando importantes recursos públicos a la energía «verde» o las «estrategias industriales verdes». Aun así, las perspectivas de una recuperación «verde» autofinanciada son muy malas para los países en desarrollo, que ya estaban muy endeudados antes de la pandemia.

Barreras internacionales para una transición energética global

A pesar de los muchos retos a los que se enfrenta, el sistema económico global sigue confiando en los mercados abiertos para el comercio y la inversión, y de forma más general en la cooperación internacional, para abordar el cambio climático y hacer frente a otros retos globales, especialmente los «17 Objetivos de Desarrollo Sostenible» (Sustainable Development Goals, SDG) de las Naciones Unidas⁶². Sin embargo, la COVID-19 ha agravado muchos de los obstáculos para la transición energética global. Una de estas barreras es el retroceso en la globalización que ya estaba en curso, y que estaba frenando el crecimiento del comercio y la inversión internacionales. La otra es el deterioro de la cooperación internacional, especialmente en relación con los países en desarrollo más pobres. A la inversa, en la lucha global contra el cambio climático, la transición energética podría proporcionar una base para acuerdos que ayuden a reducir esas dos barreras, mejorando así las perspectivas del comercio, la inversión y la cooperación internacionales.

Uso de la transición para potenciar el comercio y la inversión globales

Desde principios de los años noventa, el comercio internacional se expandió significativamente y alcanzó cerca de un cuarto del PIB global, antes de que la crisis financiera de 2008 lo llevase a una

⁶² «The 17 Goals», Departamento de Asuntos Económicos y Sociales de las Naciones Unidas. Consulta 13.01.2021.

fuerte caída⁶³. Aunque el comercio se recuperó brevemente, no ha vuelto a los índices de crecimiento anteriores. Esto, en parte, se explica por la recesión económica que trasladó el foco a la desigualdad de ingresos en los países ricos y a sus causas como, por ejemplo, la integración de la mano de obra china en la economía global. Las prácticas de comercio e inversión de China, así como su progreso en el desarrollo de tecnologías avanzadas y su papel en las cadenas de suministro globales, derivó eventualmente en la «guerra comercial» EE. UU.-China de 2018, acompañada de una preocupación creciente sobre la globalización y sobre China por parte de otras grandes economías. Las cadenas de suministro ya estaban acortándose antes de la COVID-19, alejándose de la globalización y en vez de ello centrándose en la autosuficiencia.

La COVID-19 ha reforzado la tendencia hacia la autosuficiencia. Ha revelado nuevos riesgos relacionados con las cadenas de suministro globales justo a tiempo (just in time) en la mayoría de las industrias que dependen de la entrega puntual de bienes intermedios. Parte de esto tiene que ver con China, que ha pasado a ser la principal fuente de ciertos insumos, especialmente en tecnologías de la información y la comunicación. Pero el giro hacia la autosuficiencia va más allá del caso de China. En particular, EE. UU. ha subido los aranceles y ha impuesto barreras comerciales a muchos países (incluyendo la UE y Canadá con quienes históricamente tienen relaciones comerciales más abiertas), ostensiblemente con el ánimo de proteger sus industrias nacionales.

El repliegue en la globalización y el aumento del proteccionismo podrían llegar a ser un asunto mucho más serio si llegasen a frenar la recuperación económica global después de la pandemia. Esto es bastante posible, dado que los planes de recuperación conllevan la inversión de fondos, tanto públicos como privados, para desarrollar nuevas tecnologías y negocios que compitan en los mercados globales.

La UE, por ejemplo, va a invertir mucho en hidrógeno verde, vehículos eléctricos, baterías y otras tecnologías avanzadas consistentes con la transición energética y con el compromiso de la UE de neutralidad climática. El Reino Unido, China y muchos otros países están haciendo lo mismo: intentar establecer una ventaja competitiva en varias industrias. A los gobiernos y empresas de la UE y otros países siempre les ha preocupado la competencia de otros países con una normativa medioambiental más laxa. Antes de la

⁶³ «The post-COVID Economy», Barclays, 14 agosto 2020. Consulta 13.01.2021.

COVID-19, la UE ya había anunciado sus planes de introducir un CBAM para proteger a sus industrias de la fuga de carbono y de motivar normativas medioambientales más exigentes en otros países. Sin embargo, la preocupación por la fuga de carbono es significativamente mayor ahora como resultado del enorme apoyo financiero público para desarrollar nuevas tecnologías. Sería un desastre político para cualquier gobierno si una inversión financiada por los contribuyentes no compensara en términos de puestos de trabajo y de ventaja competitiva internacional. Por otra parte, para proteger estas inversiones, la UE y otros países podrían introducir barreras de inversión y de comercio que eleven los costes, reduzcan la competencia y debiliten de forma efectiva los incentivos a la innovación. Si todos los países grandes adoptaran el mismo enfoque de autosuficiencia, definitivamente esto frenaría el crecimiento económico, y debilitaría los incentivos para innovar y favorecer así una rápida transición energética. Para dar un ejemplo, si no fuera por el régimen de comercio internacional que permitió a China exportar paneles solares a todo el mundo, el precio de las renovables podría haberse mantenido mucho más alto y la penetración de las renovables hubiera sido mucho menor de lo que ha sido.

¿Qué se puede hacer, entonces, para apoyar un comercio y una inversión internacionales más libres, fomentando la transición energética, mientras existen preocupaciones legítimas sobre la fuga de carbono, el robo de la propiedad intelectual y otras prácticas inaceptables? Yo creo que las condiciones para que mejoren las relaciones entre EE. UU., China y la Unión Europea, son ahora más favorables de lo que han sido en mucho tiempo, siendo el cambio climático una de las pocas crisis globales que ofrece el potencial de beneficiar a los tres bloques, concretamente a través de una aceleración de la transición energética.

- Primero, cada uno de estos bloques políticos se ha comprometido, o probablemente vaya a hacerlo pronto (en el caso de EE. UU.), a la neutralidad climática o de carbono. Aunque no es fácil, en ningún caso, alcanzar acuerdos de comercio e inversión que respeten los objetivos del Acuerdo de París, esto debería ser más fácil ahora que antes de haber hecho estos compromisos unilaterales.
- Segundo, la recuperación de la COVID-19 ofrece la posibilidad de estimular un crecimiento económico global coordinado y beneficioso para todos los países. Las oportunidades comerciales a partir del crecimiento global se verían seriamente limitadas si los grandes bloques comerciales imponen más restricciones al comercio y la inversión. Las restricciones

relativas a las normas medioambientales deberían ser menos necesarias a medida que más países y empresas se comprometan a emisiones netas cero.

- Tercero, la descarbonización ya está vista como una oportunidad de inversión atractiva. Los reguladores y mercados financieros de todo el mundo claramente favorecen las oportunidades de inversión verde y a las empresas que puedan demostrar que no están en riesgo por el cambio climático; muy pocas empresas importantes, si es que existe alguna, pueden ignorar esa presión. Las empresas comprometidas con la neutralidad de carbono están buscando formas de cumplir sus compromisos, mientras que los inversores están estudiando cómo usar sus fondos, ahora que los tipos de interés están bajos.
- Cuarto, bajo la presidencia del presidente Trump, EE. UU. y China hicieron progresos a la hora de abordar algunos de los problemas de comercio e inversión más apremiantes, en particular la protección de la propiedad intelectual en China y los derechos recíprocos de inversión. La UE y China acaban de alcanzar recientemente un acuerdo sobre comercio e inversión que podría asegurar un progreso en ese frente similar al que tiene con EE. UU. Según algunas fuentes, el acuerdo UE-China incluye disposiciones sobre sostenibilidad, con compromisos para implementar acuerdos ambientales multilaterales —en particular, el Acuerdo de París— sin infringir las normas laborales y de protección al medio ambiente⁶⁴. Claramente, estos acuerdos por sí solos no son suficientes para justificar la confianza y pueden finalmente no ser aprobados⁶⁵, pero son un paso en la dirección correcta.
- Por último, la COP26 tendrá lugar a final de año en Glasgow. El Reino Unido hará todo lo posible para que el evento sea un éxito y para recalcar las credenciales del liderazgo británico post-Brexit. La UE ha indicado su intención de continuar liderando las negociaciones para el cambio climático global. China intentará reforzar su compromiso con la neutralidad de carbono, por ejemplo con un adelanto en la fecha de reducir emisiones totales de carbono, o un compromiso de reducir

⁶⁴ BALIÑO, Sofía: «EU-China Trade Ties in the Spotlight Following News of Investment Pact», IISD, SDG Knowledge Hub, 20 de enero de 2021. Consulta 23.01.2021.

⁶⁵ El acuerdo entre la UE y China requiere la aprobación del Parlamento Europeo. Esta aprobación está en peligro después de la decisión china de tomar represalias contra las sanciones internacionales (EE.UU., UE, Reino Unido, Canadá) por los abusos de derechos humanos en Xinjiang. <https://edition.cnn.com/2021/03/24/economy/china-eu-investment-deal-sanctions-intl-hnk/index.html>. Consultado 08.04.2021.

otros GHG. EE. UU. intentará empezar a recuperar la credibilidad con un ambicioso NDC, apoyado por legislación federal, y ofreciendo apoyo financiero a los países en desarrollo.

Con una aproximación a estas condiciones relativamente positivas, junto con las otras presiones que se han expuesto a lo largo de este capítulo, la confianza debería ser mayor de lo que ha sido en muchos años respecto a la mejora de la cooperación internacional en la transición energética. Aun así, es necesario actuar para asegurar que se aprovecha la oportunidad, especialmente en vista de las tensiones globales que se han intensificado en los últimos años. Propongo tres pasos a seguir para aprovechar estas condiciones y avanzar en la transición energética.

Clubes del Clima

El primero consiste en construir sobre el Acuerdo Climático de París, mediante acuerdos de colaboración, o clubes climáticos, entre los países que estén más capacitados y dispuestos a liderar la realización de los objetivos del Acuerdo. Estos países serían la UE, China y EE. UU., pero potencialmente también un grupo más amplio de países que ya se han comprometido a los objetivos de emisión neta cero, como Reino Unido, Canadá, Japón y Corea del Sur. Los miembros del club adoptarían compromisos conjuntos para apoyar la innovación, la inversión y el comercio, para realizar los objetivos del Acuerdo de París. Podrían adoptar otros compromisos, como ponerse de acuerdo en vincular sus mecanismos de precio del carbono, incluso aunque eso solo incluyera unos mecanismos de precio regionales en EE. UU. Se podrían poner de acuerdo en una serie de normas comunes relacionadas con el comercio y la inversión, posiblemente guiadas también por los principios del CBAM. Obviamente, no debemos subestimar la dificultad de conseguir este tipo de acuerdo, especialmente porque habrá legislación que proteja las industrias domésticas y habrá muchas empresas dispuestas a hacer uso de ella⁶⁶. Sin embargo, no cabe duda de que se debe hacer todo lo posible por alcanzar un acuerdo. La clave del planteamiento de un club del clima está en enfatizar el papel de los beneficios como incentivos para la participación y el cumplimiento. Para que los beneficios realmente induzcan a la participación y el cumplimiento, deben ser compartidos solo entre aquellos participantes que cumplan,

⁶⁶ KREIER, Jesse: «Countervailing the EU's Emissions Trading Scheme, Part 2», *International Economic Law and Policy Blog*, 17 diciembre 2020. Consulta 13.01.2021.

excluyendo a los no participantes y a los participantes que no cumplan⁶⁷. Mientras mayor sea la importancia económica de este club, mayor será la de ser miembro del mismo.

Acuerdos específicos de la industria

La segunda idea está relacionada con la primera, y consiste en establecer acuerdos para el comercio y la inversión, en industrias y productos específicos, tomando ejemplo de instrumentos, como un CBAM bien diseñado que sea compatible con las reglas de la Organización Mundial del Comercio (World Trade Organisation, WTO) y que goce del apoyo de los miembros de cada acuerdo. Aunque cada acuerdo sería para una industria o producto específicos, requeriría el apoyo de los gobiernos de todos los países miembros. Esta medida podría basarse en los principios usados en el Protocolo de Montreal sobre sustancias que merman la capa de ozono⁶⁸. Dicho protocolo, esencialmente, permite a los países que adopten tecnologías específicas, comerciar entre ellos sin estar sometidos a aranceles de importación de los otros miembros (la zanahoria), pero excluyendo las importaciones de países que no usen esas tecnologías (el palo). A tenor de ese protocolo, los países ricos proporcionarían asistencia a los demás. Este tipo de acuerdo es adecuado para industrias y productos específicos, y pasa a ser viable solo cuando consigue atraer a suficientes miembros como para que el precio de no ser miembro llegue a resultar muy alto. En el caso del Protocolo de Montreal, fue de ayuda el hecho de que la población de los países ricos (especialmente los de piel blanca) sufriese más los efectos del agujero de la capa de ozono que la población de los países más pobres. Respecto al cambio climático, la llave para mitigar las emisiones globales la tienen los países en desarrollo más pobres, especialmente en África y Asia, donde el crecimiento que se espera de las emisiones eclipsa las reducciones que se esperan en el norte global. La perspectiva de un desbordado cambio climático que afecte a todos los países debería ser un fuerte incentivo para la inversión «verde», desde los países más ricos hacia los países con el mayor potencial y el coste más bajo de mitigar emisiones; también ayudará que estas inversiones sean rentables y que gocen de las garantías necesarias.

⁶⁷ Grupo Banco Mundial, Estrategias del Clima, «Carbon Market Clubs and the New Paris Regime», p. 3, julio 2016. Consulta 10.01.2021.

⁶⁸ «The Montreal Protocol», Naciones Unidas Programa del Medioambiente, UN Environment Portal. Consulta 14.01.2021.

La transición energética como medio para cumplir múltiples ODS

La mayor parte de África, Latinoamérica y algunas zonas de Asia, se han visto severamente afectadas por la COVID-19, dejando sus economías mucho más endeudadas y con varios millones más por debajo de la línea de la pobreza extrema⁶⁹. A diferencia de los países ricos, esos países tienen muy poca capacidad de velar por la salud de su población y menos aún de financiar una recuperación económica, «verde» o de otra índole. La experiencia de la COVID-19, hasta la fecha, apunta a que estos países serán los últimos en recibir las vacunas más fiables y que no tendrán suficientes recursos financieros para estimular sus economías. Esto solo contribuye a que se exponga y aumente más la brecha global entre naciones ricas y pobres, y a que crezca el número de personas sin acceso a la energía limpia ni a la atención sanitaria⁷⁰. En definitiva, se producirá un retroceso en el cumplimiento de los 17 ODS (Figura 10).

Esta no es simplemente una cuestión de injusticia, aunque se perciba y vaya a seguir siendo percibida como tal, algo que mina la



Figura 10. Los 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible.
Fuente: «The 17 Goals», Naciones Unidas, Departamento de Asuntos Económicos y Sociales.

⁶⁹ CASTANEDA AGUILAR, R. Andrés *et al.*: «Updated estimates of the impact of COVID-19 on global poverty», *World Bank Blogs*, 7 octubre 2020. Consulta 23.01.2021.

⁷⁰ Asamblea General de las Naciones Unidas, «With More Than 1.5 Million Lives Lost to COVID-19, World Leaders in General Assembly Demand Urgent Action to Guarantee Equitable Distribution of Life-Saving Vaccines», 3 diciembre 2020. Consulta 15.02.2021.

voluntad de estos países para responder al toque de alarma para que frenen su crecimiento económico a fin de reducir las emisiones globales⁷¹. Supone también una grave preocupación mundial, porque tanto superar la pandemia como derrotar al cambio climático constituyen bienes públicos globales. La incapacidad de cooperar para dar solución a estos problemas a nivel global significa que nadie en este mundo puede sentirse realmente seguro. Como crisis sanitaria, las repercusiones son graves, pero para el cambio climático son potencialmente catastróficas, porque estos son precisamente los países donde se dará una gran parte de la demanda incremental de energía y de las emisiones de carbono durante los próximos treinta años, si no hay alternativa verde disponible. El potencial para evitar una catástrofe climática depende de asegurar que el desarrollo económico de estos países sea verde y no marrón.

La dificultad de la cooperación global refleja el conocido problema de la tragedia de los comunes. El cambio climático siempre se ha enfrentado el problema de los *free riders* (polizones oportunistas), por el que los costes nacionales, para cada país, de reducir sus emisiones eran a menudo mayores que los beneficios. Por eso, la estrategia más común ha consistido, cuando ha sido posible, en dejar que otros países asuman los costes. Hoy sin embargo, los beneficios económicos de una transición energética global, y el precio a pagar por la inacción, son mayores que nunca⁷².

Por muchas de las razones mencionadas arriba, ya es tiempo de iniciar nuevos acuerdos internacionales que suplementen al Acuerdo Climático de París. Además, al apoyar una transición energética en los países en desarrollo, no solo ayudamos a reducir la amenaza del cambio climático, sino que también avanzamos en que se cumplan otros ODS. A continuación, se presentan tres propuestas.

Acuerdos donante-receptor o acuerdos globales

La primera propuesta va dirigida a países donantes (juntos o por separado), para adoptar medidas que apoyen la descarbonización en las regiones más pobres del mundo, especialmente donde se espera que las emisiones crezcan más deprisa⁷³. Los países donantes adoptarían medidas, como la cancelación de la deuda,

⁷¹ BP Energy Outlook 2020 Edition, p. 29. Consulta 28.12.2020.

⁷² Organización Mundial de la Salud, «COVID-19 intensifies the urgency to expand sustainable energy solutions worldwide», 28 mayo 2020. Consulta 02.01.2021.

⁷³ ACT Alliance, «Whose Green Recovery? Why poorer countries must not be left behind by richer countries' recovery plans», 22 octubre 2020, ReliefWeb. Consulta 1201.2021.

la finalización del apoyo público a los proyectos de combustibles fósiles, el aumento del apoyo a la energía verde, el acceso a la energía para los más pobres y el apoyo a una transición justa para las empresas, empleados y zonas afectadas negativamente por la descarbonización, con la condición de que tengan planes para hacer una transición a emisiones netas cero. Para recibir el apoyo, los países receptores deberán adoptar sus propias medidas, incluyendo la supresión de los subsidios a los combustibles fósiles, la incorporación en sus planes climáticos nacionales de soluciones basadas en la naturaleza y la inversión en la restauración de ecosistemas. Estos acuerdos podrían incluir a todos los grandes donantes por un lado y a todos los receptores por el otro, o hacerlo con grupos más pequeños. Por un lado, los donantes pueden estar abiertos a colaboración, por ejemplo, con la UE y China trabajando juntos en proyectos de inversión verde en África. Por otro lado, la competencia para invertir en proyectos de inversión verde debería ser bienvenida y la financiación pública debería dirigirse a impulsar la inversión privada.

No todos los acuerdos necesitan hacerse con condicionantes. Por ejemplo, el mecanismo «COVAX Facility» une a gobiernos y empresas de países de ingresos más altos. Su fin es asegurar que las vacunas y medicamentos para la COVID-19 lleguen a aquellos que lo necesitan, sean quienes sean y vivan donde vivan. Una de las primeras decisiones del Presidente Biden fue que EE. UU. se uniera a este esfuerzo global, que ha luchado mucho para cumplir su misión⁷⁴. Otros acuerdos similares podrían servir de base para asistir a los países más necesitados con el interés de promover la transición energética.

Por supuesto, nada de esto es fácil. Por ejemplo, la cancelación de la deuda es sumamente complicada y dependerá del país y del tipo de inversor. Así mismo, el mecanismo COVAX puede fallar debido al nacionalismo de vacunas. No obstante, es importante aprovechar una mejora en las condiciones de colaboración internacional con la «vuelta» de los EE.UU. para promover iniciativas que mejoren la perspectiva de acelerar la transición energética en los países más vulnerables.

Mercados de *offsets* (compensaciones) de carbono

Como segunda propuesta, las instituciones financieras privadas y públicas deberían considerar el potencial de desarrollar nuevos

⁷⁴ MANCINI, Donato P.: «US joins global vaccine efforts on Biden's first day», *Financial Times*, 21 enero 2021. Consulta 24.01.2021.

mercados de *offsets*, o compensaciones, de carbono. Un *offset* de carbono es una reducción de emisiones —o un secuestro— de carbono en un sitio para compensar emisiones en otro sitio. La compensación puede incentivar una reducción de emisiones (por ejemplo, generación de fuentes renovables en vez de carbón) o por secuestrar emisiones (por ejemplo, reforestación). Recientemente, Mark Carney defendió la creación de nuevos mercados de capital para apoyar inversiones verdes en países en desarrollo, en concreto por medio de mercados de compensaciones⁷⁵. Carney señaló la enorme demanda (100 trillones de dólares) de inversiones verdes y el capital que las empresas estaban dispuestas a comprometerse a invertir con el fin de alcanzar la neutralidad de carbono. Dado que gran parte del incremento de inversión mundial relacionada con la energía ocurrirá en los países emergentes y en desarrollo, es aquí donde deberían tener lugar una parte importante de la inversión en tecnologías verdes. Para que ocurra eso, según Carney, hará falta cierta financiación pública de proyectos, a fin de atraer los enormes recursos disponibles en el sector privado. Existe preocupación respecto a los mercados de compensaciones, en concreto de debilitar la descarbonización en los países ricos y la dificultad de asegurar que las compensaciones realmente lleven a una reducción de las emisiones⁷⁶. En cualquier caso, considero que se trata de una iniciativa con el potencial de atraer importantes recursos financieros para acometer la descarbonización en los países en desarrollo y que requiere apoyo político y de los mercados financieros, además de reglas claras para evitar «green washing».

Apoyo a los perdedores

Finalmente, es inevitable que en la transición energética haya tanto ganadores como perdedores, entre países y dentro de ellos. Muchos países ricos están adoptando estrategias de «transición justa» para compensar a los perdedores y ayudarles a prepararse para el nuevo sistema. A nivel internacional, ya sea individualmente, o como parte de un grupo regional (UE) o de

⁷⁵ KIRKA, Danica: «UN envoy lays out strategy for financing climate battle», AP News, 9 noviembre 2020. Consulta 20.12.2020.

⁷⁶ Carney ha sido acusado de “green washing” por haber mantenido que Brookfield (del cual es “vice chair”) tiene emisiones netas cero porque las emisiones evitadas por sus negocios en renovables compensaban las emisiones de sus otros negocios, incluyendo algunos en carbón. <https://financialpost.com/financial-times/mark-carneys-big-stumble-at-brookfield-intensifies-focus-on-net-zero-emissions-claims>.

un acuerdo multilateral, los países «ganadores» deberían barajar estrategias que ayuden a los «perdedores» a hacer la transición.

Mensajes clave

Una transición energética global exitosa requerirá acuerdos internacionales para apoyar a la innovación, el comercio y la inversión verdes, y para apoyar la transición energética en los países más pobres. También harán falta mecanismos para compensar a los «perdedores». Es muy fácil argumentar que es prácticamente imposible realizar los acuerdos resumidos, en particular ahora por la tensión entre China y las otras dos potencias económicas mundiales, los EE.UU. y la UE. No acepto esta conclusión por cuatro motivos. En primer lugar, cada una de las grandes potencias está acelerando la transición energética porque es de su interés doméstico —eventualmente de reducir costes e inmediatamente mejorar la salud y la calidad de vida de sus ciudadanos. En segundo lugar, hay una competencia entre las grandes potencias para conseguir la neutralidad de emisiones y vender en los mercados internacionales las tecnologías y productos «verdes»; algunos lo comparan con el «space race» de antaño⁷⁷. En tercer lugar, un número importante de instituciones financieras y corporaciones se han comprometido a la neutralidad de carbono; sus mercados son globales y sus perspectivas económicas dependen de la credibilidad de sus compromisos. Finalmente, COVID-19 ha creado unas condiciones políticas y económicas únicas que justifican un esfuerzo de inversión pública que no hubiera sido posible anteriormente. La urgencia para hacer todo el esfuerzo posible no podría ser mayor de lo que es.

Resumen de Conclusiones

1. La transición energética no garantiza que el mundo vaya a cumplir las metas del Acuerdo Climático de París. No existe razón de peso para el optimismo en este tema. Sin embargo, cuanto más rápido y efectivo sea el intento, mejores serán las perspectivas para limitar el cambio climático.
2. La pandemia es un relato de advertencia que debe recordarnos la importancia de respetar los límites de la naturaleza, pensando a largo plazo, actuando con prontitud y adoptando el principio de precaución. Deberíamos ser ahora más conscientes de

⁷⁷ Stephanie Butcher, "Europea can set the pace in green technology race", Financial Times, 1 April 2021.

- la importancia de la cooperación global, la ciencia y la innovación, y del papel clave que tienen los gobiernos competentes, especialmente a la hora de abordar las preocupaciones sociales y de trabajar con la sociedad civil y los inversores privados.
3. La transición energética lo cambia todo. No se trata solo de reemplazar los combustibles fósiles por renovables. Se trata de modificar completamente el sistema energético, que será cada vez más eléctrico. Se trata de mejorar la eficiencia, y desarrollar las industrias y productos que consuman electricidad u otras energías renovables. Se trata de descentralizar la toma de decisiones y dejar que los consumidores sean más activos en el sistema energético. Del mismo modo que el petróleo creó una «ruta de dependencia» que impulsó el desarrollo global de la innovación, la economía y la política durante más de un siglo, la transición energética abrirá un nuevo camino.
 4. La pandemia de la COVID-19 marca un momento de inflexión en la transición energética. De alguna manera, refuerza las presiones que favorecen la transición y ofrece guía sobre lo que se necesita cambiar. La necesidad de recuperación de la pandemia proporciona también la justificación y la oportunidad para destinar considerables recursos públicos y privados a la transición energética. La recuperación es una oportunidad para que las empresas y los países generen una ventaja competitiva, y para que se fijen las normas de la nueva ruta.
 5. Las compañías energéticas disponen de nueva información que debería llevarles a reflexionar sobre sus estrategias. La COVID-19 puede haber ofrecido atisbos del futuro y apunta a que nos acercamos a unos sistemas energéticos integrados totalmente descarbonizados, donde las decisiones del consumidor son cada vez más importantes. El sector eléctrico ya ha tenido muchos años para empezar a adaptarse a esa realidad. Las compañías de petróleo, gas y carbón pueden aprender de esa experiencia, y deberían estar preparándose para un pico en la demanda global para energías fósiles más pronto de lo que habían anticipado antes de la pandemia.
 6. La transición energética crea oportunidades y amenazas para las industrias. Sin duda, los mercados globales crecerán para vehículos eléctricos, baterías, bombas de calor y otros dispositivos eléctricos y tecnologías verdes, así como para servicios de apoyo a la electrificación y a la participación del consumidor. Asimismo, los mercados apoyarán cada vez más a las industrias de procesos como el acero y el cemento que consiguen descarbonizarse, penalizando a aquellas que

no lo hagan. Obviamente, la estrategia corporativa deberá reflejar las nuevas preferencias de los mercados globales hacia los procesos y productos verdes.

7. La COVID-19 ha magnificado el reconocimiento público de la importancia de la política gubernamental y de un gobierno competente. Los gobiernos tienen un papel especialmente crítico a la hora de tratar retos sociales durante la transición energética, y de proporcionar apoyo a la ciencia y a la innovación requeridas para esa transición. También son fundamentales para una recuperación económica que proporcione estímulos a corto plazo y que apoye el desarrollo de actividades económicas sostenibles. Sin embargo, aunque la mayoría de los fondos de inversión pueda proceder de inversores privados, la inversión privada puede depender en gran medida de los fondos que los gobiernos destinen a proyectos innovadores y al desarrollo de políticas que fomenten la inversión privada para apoyar la transición.
8. La COVID-19 ha expuesto –y, en ciertos aspectos, exacerbado– otros retos globales importantes, como son el creciente proteccionismo a nivel global, y el aumento de la deuda y de la pobreza en países en desarrollo y emergentes. Estos retos podrían frenar la transición energética, especialmente en los países para los que es más necesario evitar un aumento importante de las emisiones de GHG y donde la transición podría incluso ayudar a promover otros Objetivos de Desarrollo Sostenible, como el fin de la pobreza. Para superar estos retos, este capítulo defiende la necesidad de una mayor cooperación internacional y del desarrollo de mercados financieros eficientes para distribuir los capitales de modo que se refleje el riesgo financiero relacionado con el cambio climático.
9. Finalmente, aunque hay razones de peso para dudar de la voluntad de colaboración entre las grandes potencias, el capítulo argumenta que éstas tienen motivos nacionales para acelerar la transición energética e intentar ganar la carrera global hacia la neutralidad de emisiones de carbono.

Palabras finales

Como palabras finales, quiero destacar ciertas noticias de última hora que subrayan por un lado el desafío tremendo que enfrentamos y por otro lado razones para ser más positivos sobre las posibilidades políticas de luchar contra el cambio climático y acelerar la transición energética a nivel global.

La primera noticia es que la Agencia Internacional de Energía acaba de advertir de un repunte de las emisiones de carbono asociadas a la generación (especialmente de carbón) en los países emergentes, notablemente China. Tras un descenso histórico del 5.8% en 2020 debido a la pandemia y las medidas de contención, las emisiones relacionadas con la energía podrían repuntar un 4.8% en 2021. No es una sorpresa, pero sí una confirmación de la necesidad de acelerar la transición energética, especialmente en los países emergentes y en desarrollo en Asia, África y América Latina.

Las noticias más halagüeñas tienen que ver con las mejores perspectivas de colaboración internacional en la lucha contra el cambio climático y con los nuevos compromisos de reducción de emisiones de carbono. En primer lugar, a pesar de una fuerte tensión política entre los EE.UU. y China en múltiples frentes, los dos países se han comprometido a colaborar con otras naciones para abordar el cambio climático.

En segundo lugar, en la Cumbre de Liderazgo Climático (en el Día Internacional de la Tierra), el Presidente Biden anunció el nuevo objetivo de EE.UU. de reducir los gases de efecto invernadero en 50-52% en 2030, respecto a los niveles de 2005, duplicando el compromiso anterior del país. También presentó un "International Climate Finance Plan" dedicado a movilizar recursos financieros para asistir a los países en desarrollo, ayudándoles a reducir o evitar emisiones de GHG y ser más resistentes ante los impactos del cambio climático. Otros países hicieron compromisos más ambiciosos, incluyendo Brasil y Canadá, y la UE destacó su liderazgo con el compromiso de neutralidad climática, su plan de recuperación verde y su contribución a las finanzas verdes. Pero lo importante de la Cumbre fue el intento de Biden de convertir a EE.UU. en líder climático mundial. Como expliqué en este capítulo, los EE.UU. tendrían que pasar legislación federal para ser líderes internacionales con credibilidad. No obstante, la combinación del acuerdo político EE.UU.-China, y los nuevos compromisos de los EE.UU. son bienvenidos.

Combinando estas noticias frescas con los planes de recuperación verde, las crecientes presiones financieras, corporativas, tecnológicas y sociales que he analizado en este capítulo, hay motivo por concluir que se puede esperar una aceleración en la transición energética. La COVID-19 no es el único factor que explica la aceleración. No obstante, espero haber demostrado que la transición no ha parado durante la pandemia y que en varios aspectos la COVID-19 ha mejorado las perspectivas para la transición energética y ha facilitado una mejor comprensión de cómo llevarla a cabo.

Capítulo segundo

Geopolítica del pacto verde: órdago de la UE

Miguel Ángel Lasheras Merino

Resumen

Al tiempo que la Comisión de la UE anunciaba en diciembre de 2020 el Pacto Verde (PV) orientado a transformar Europa en una sociedad libre de emisiones para 2050, el virus de la COVID19 comenzaba a instalarse en el mundo. El Pacto Verde define un conjunto de objetivos y herramientas cuyo alcance y utilización, tal y como se formularon inicialmente y se han ido desarrollando a lo largo de 2021, sitúan a la UE ante el mayor reto asumido desde su fundación. Este artículo describe este conjunto y los sitúa en una política energética y medioambiental que se ha convertido en eje vertebrador de la unidad y cooperación de los europeos y en núcleo del liderazgo buscado en su acción exterior. La aparición de la pandemia, lejos de alterar la formulación del PV, ha reforzado su relevancia como parte sustancial del proceso de recuperación lanzado desde las instituciones comunitarias. El apoyo a inversiones en nuevas tecnologías (como electrificación, renovables, hidrógeno, smart grids, etc..) y los fondos orientados a una Transición Justa que compensen los costes provocados por este proceso de transformación van a requerir de una movilización de recursos públicos y privados mayor que la de cualquier otro proceso lanzado desde la Unión. Y al Unión parece dispuesta

a asumir este reto junto a sus costes. La transición ecológica en medio de una crisis del orden internacional forzado principalmente por el nuevo peso de China en el mundo obligará a encontrar nuevos marcos de cooperación y a operar en terrenos de competencia desconocidos hasta ahora.

Palabras Clave

Unión Europea, Pacto Verde, Transición Justa, descarbonización, orden mundial, cooperación, economía circular.

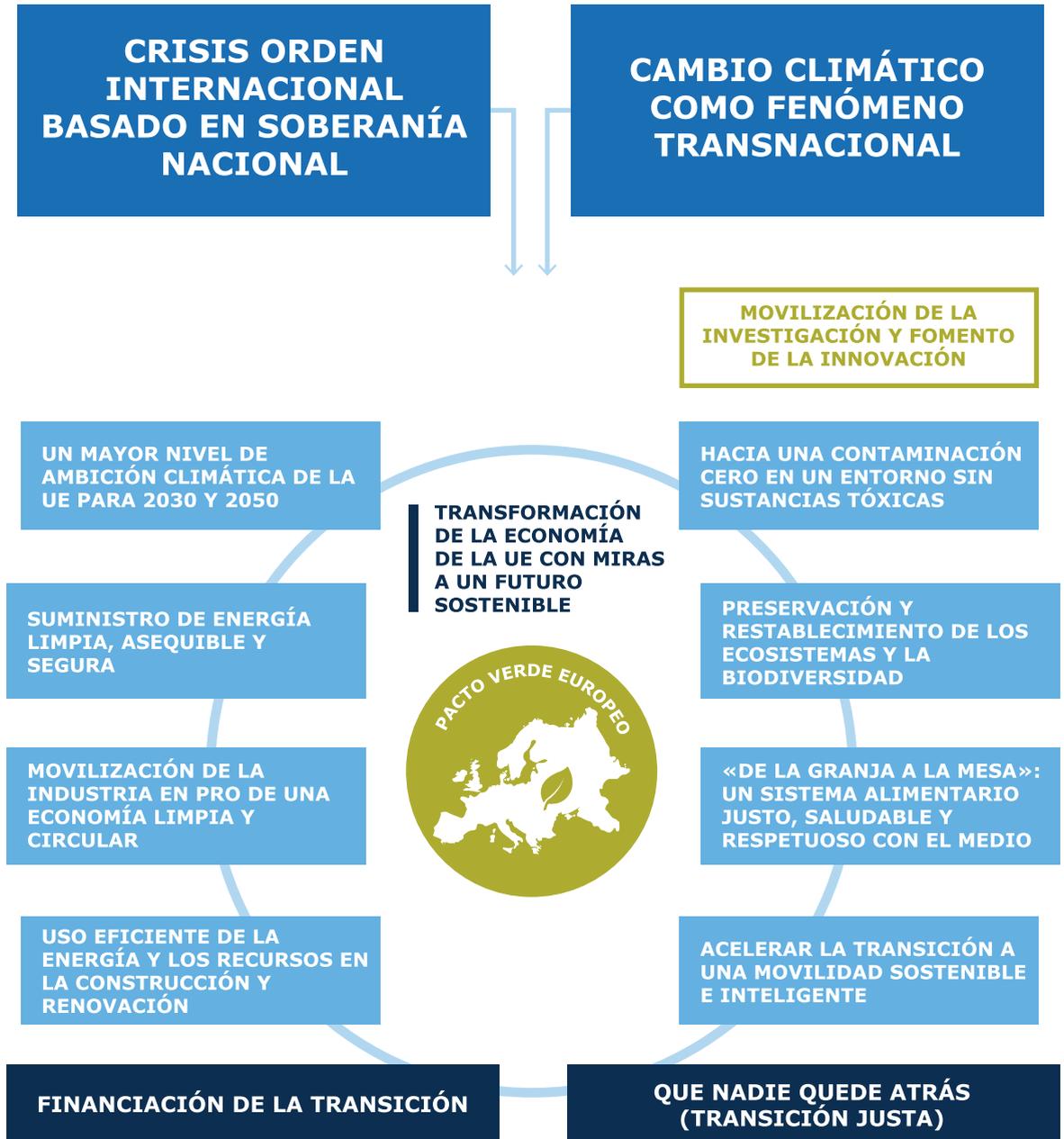
Abstract

At the same time that the EU Commission announced in December 2020 the Green Deal (GD) aimed at transforming Europe into an emission-free society by 2050, the COVID19 virus began to settle in the world. The Green Deal defines a set of objectives and tools whose scope and use, as initially formulated and developed throughout 2021, place the EU before the greatest challenge assumed since its foundation. This article describes this set and locates them in an energy and environmental policy that has become the backbone of the unity and cooperation of Europeans and the core of the leadership sought in the foreign action of the Union. The appearance of the pandemic, far from altering the formulation of the GD, has reinforced its relevance as a substantial part of the recovery process initiated by community institutions. Supporting investments in new technologies (such as electrification, renewables, hydrogen, smart grids, etc.) and funds aimed at a Just Transition, that offset the costs caused by this transformation process, will require a mobilization of public and private resources greater than that of any other process initiated from the Union. And the Union appears ready to meet this challenge along with its costs. The ecological transition in the midst of a crisis of the international order forced mainly by the new weight of China in the world will force to seek new cooperation frameworks and operate in fields of competence unknown until now. The very existence of the EU seems to be linked to the success of this process.

Keywords

European Union, Green Deal, Just Transition, decarbonization, international order, cooperation, circular economy.

GEOPOLÍTICA DEL PACTO VERDE EUROPEO



CONSECUENCIAS GEOPOLÍTICAS DEL PACTO VERDE EUROPEO



**LIDERAZGO UE
EN EL MUNDO**



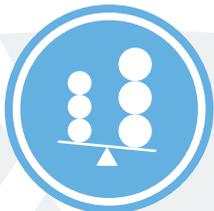
**NACIONALISMO EN
GENERACIÓN ELÉCTRICA**



**RALENTIZACIÓN DE
LA TRANSICIÓN: OPEP**



**COMPETENCIA EN
FISCALIDAD Y CO₂**



**ASIMETRÍAS EN
INDUSTRIAS**



**MOVILIZACIÓN
CIUDADANA PARA
EFICIENCIA**



**REFUERZO
FLUJOS
FINANCIEROS**



**NUEVO MARCO
RELACIONES
COMERCIALES**

Introducción

A pesar de la creciente desigualdad económica, los nacionalismos populistas, la violencia política y el terrorismo, la estrategia de la Unión Europea (UE) en materia de acción exterior y seguridad contemplaba en 2016 que «estos son tiempos también de una extraordinaria oportunidad. El crecimiento global, la movilidad, y el progreso tecnológico –junto a nuestras sólidas alianzas– nos permiten prosperar y conseguir que, cada vez más gente, escape de la pobreza y viva durante más tiempo y con mayor libertad»¹.

En estos últimos años, el cambio climático², junto a la explosión de los movimientos migratorios, la nueva revolución tecnológica y, desde marzo de 2020 la COVID-19, han situado a Europa ante un reto sin precedentes. Desde comienzos del siglo XXI el mundo se ha hecho más complejo y, en vez de aproximarse a una mayor cooperación internacional, la incertidumbre y la rivalidad parecen estar empujando en sentido contrario.

En diciembre de 2019, la Comisión de la UE comunicó el Pacto Verde Europeo (PV) que, en su último párrafo, concluía: «El Pacto Verde Europeo da paso a una nueva estrategia de crecimiento para la UE. Sustenta la transición de la UE hacia una sociedad equitativa y próspera que responda a los desafíos del cambio climático y la degradación del medio ambiente, mejorando la calidad de vida de las generaciones presentes y venideras». El crecimiento y el progreso, la lucha contra la pobreza, el alargamiento de la esperanza de vida y hasta la consolidación de las libertades tienen ahora, en la UE, un eje común: alcanzar un desarrollo sostenible y limpio. Pero conseguir este mundo, compete hoy con otros futuros no tan halagüeños³.

Al comenzar la tercera década del siglo XXI, el cambio climático provoca riesgos que configuran un problema global y colectivo

¹ European Union Global Strategy: «Shared Vision, Common Action: A Stronger Europe» junio de 2016. https://eeas.europa.eu/sites/eeas/files/eugs_review_web_0_0.pdf. (Consultado enero 2021).

² Se llama cambio climático a la variación global del clima de la Tierra. Esta variación se debe a causas naturales y a la acción del hombre, y se produce sobre todos los parámetros climáticos: temperatura, precipitaciones, nubosidad, etc, a muy diversas escalas de tiempo. <https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/cumbre-cambio-climatico-cop21/el-cambio-climatico/>. (Consultado enero 2021).

³ Por ejemplo, NYE, Joseph: «Los futuros posibles tras la Pandemia». En *El País* del 11 de octubre de 2020, describe varios escenarios posibles para 2030 y solo uno de ellos se corresponde con la consolidación de una agenda internacional verde.

cuyas respuestas demandan cooperación internacional. También requieren de un apoyo individual fuerte y suficiente, primero porque esta es la base imprescindible para dotar de legitimidad a las decisiones políticas en las sociedades democráticas y, segundo, porque las respuestas al cambio climático exigen nuevos comportamientos para consumir y producir, cambiar nuestros hábitos en el trabajo y la forma en que nos relacionamos; en general, modificar nuestra forma actual de vivir.

La doctrina económica considera la conservación del medioambiente como un bien público por su consumo no excluyente ni individualizable⁴, y el cambio climático inducido por el comportamiento humano como una externalidad o coste que no se soporta por quienes lo provocan, y sí por todo el mundo en general⁵. Mitigar el cambio climático requiere actuaciones colectivas que han de implicar al conjunto mundial de estados y naciones,⁶ sean países desarrollados o estén en vías de desarrollo, sean del norte o del sur, y sean más o menos democráticos. Hace falta una respuesta internacional «basada en un entendimiento compartido de los objetivos a largo plazo y en un acuerdo sobre marcos institucionales para la acción»⁷. Pero como cualquier otra actuación colectiva global, la acción contra el cambio climático provoca también incentivos a actuar como polizontes o *free riders*, obteniendo los beneficios de las acciones emprendidas por el resto y no asumiendo los costes correspondientes a estas.

Además de la actuación de los polizontes o gorriones, la acción colectiva en defensa del medioambiente pelagra si no encuentra un apoyo social suficiente que dé soporte a estas decisiones políticas e impulse cambios en el comportamiento individual. La «paradoja» es que este apoyo y esta alteración en los hábi-

⁴ Estas son las características básicas de un bien público según SAMUELSON, Paul: «The Pure Theory of Public Expenditure,» *Review of Economics and Statistics* 36 (4), pp. 387-89. (1954)

⁵ Aunque el origen de las externalidades como concepto económico es PIGOU, A.C.: «Wealth and welfare» (1912), una aplicación específica de este para el cambio climático es el informe STERN, N. *Review on the Economics of Climate Change*. 2006. Disponible en www.sternreview.org.uk. (Consultado en enero de 2021).

⁶ Estas actuaciones colectivas configuran situaciones que también pueden considerarse incluidas en el modelo del dilema del prisionero, donde las estrategias óptimas de cada individuo o país conducen a un equilibrio socialmente subóptimo. CONTHE, Manuel: «Geopolítica de la energía y teoría de juegos». En *Energía y Geoestrategia* 2019. Instituto Español de estudios Estratégicos. Comité Español del Consejo de la energía. Club Español de la Energía. Ministerio de Defensa. 2019.

⁷ STERN, N. *Ibid* (2006).

tos individuales de comportamiento, más que por sus posibles consecuencias objetivas sobre el clima, se suele adoptar según cada persona valora el efecto que inducen sus actuaciones en el entorno social más cercano. El efecto real sobre el calentamiento global o sobre las emisiones de CO₂ de un determinado posicionamiento, o de una determinada actuación individual, resultan muy marginales y son prácticamente inapreciables. Por esto, conseguir el apoyo social suficiente para combatir los efectos antropogénicos sobre el clima se considera como un problema de los descritos en economía como «tragedy of the commons»⁸. La «tragedia» consiste en que, si los individuos adoptan racionalmente sus decisiones (deciden según lo que más beneficio les produce), provocan un resultado colectivo que es autodestructivo. Son decisiones que se adoptan no por cómo es el mundo, si no debido a quiénes somos o queremos ser.

Para que prosperen en las próximas décadas las actuaciones a fin de combatir el cambio climático, se deberán superar los incentivos a comportamientos de polizontes o «free riders», y las decisiones y posicionamientos contrarios de individuos que, por diversas razones, cuestionen su viabilidad, su ritmo de implementación o, incluso, su misma existencia. Para ello resulta básico mitigar las asimetrías que, en términos de poder geopolítico y bienestar social, provocará esta transición. Para que el combate contra el cambio climático avance, la cooperación internacional y el apoyo social deberán superar los intereses, las asimetrías, y las desigualdades que induzcan a comportamientos contrarios y no cooperativos.

Por lo que se refiere a la estrategia de la Unión Europea (UE) y a su política exterior, aunque en las tres últimas décadas no ha resultado especialmente influyente, parece estar despertando a partir de la aprobación del Pacto Verde (PV) y la reacción política

⁸ Esto es lo que Steven Pinker en «Enlightenment Now: The Case for Reason, Humanism and Progress». Viking, New York, 2018, nos recuerda que es un modelo de comportamiento que genera externalidades negativas y es conocido como «tragedy of the commons», descrito inicialmente en 1968 por Hardin en la revista Science. Pinker, siguiendo a Kahan *et al.*, identifica las creencias sobre los efectos del cambio climático como un problema que sigue este modelo de acción colectiva. KAHAN, DAN M. WITTLING; MAGGIE *et al.*, en «*The Tragedy of the Risk-Perception Commons: Culture Conflict, Rationality Conflict, and Climate Change*». Temple University Legal Studies Research Paper No. 2011-26, Cultural Cognition Project Working Paper No. 89, Yale Law & Economics Research Paper No. 435, Yale Law School, Public Law Working Paper No. 230, Available at SSRN: <https://ssrn.com/abstract=1871503> or <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn>.

a la COVID-19⁹. Tras formular en diciembre de 2019 el PV y en abril de 2020 el Plan de Reconversión para reflotar la economía de la Unión, que fue finalmente aprobado en diciembre, se ha buscado adquirir el liderazgo mundial del proceso de transición hacia un mundo descarbonizado. Para ello, la UE tiene que estar dispuesta a asumir los riesgos correspondientes, y a afrontar las tensiones internas y externas que este liderazgo puede provocar, incluidos los que internamente inciden sobre su propio proyecto político; como, por ejemplo, que la transición no llegue a buen puerto y se diluya en las tensiones geopolíticas de un mundo fragmentado¹⁰.

El presente artículo se estructura de la siguiente manera: tras esta introducción se incluye un apartado dedicado a exponer, como antecedentes internacionales del PV, la situación de crisis en que se encontraba el orden internacional a principios del siglo XXI y los orígenes de un nuevo marco supranacional de actuación en apoyo a la lucha contra el cambio climático. El tercer apartado sigue y describe la trayectoria de la política energética en la UE hasta que el PV se convierte en eje estratégico de las políticas internas y exteriores de la Unión a finales de 2019. El cuarto apartado se refiere al PV, sus objetivos, sus políticas y los requisitos con los que se ha ido definiendo a lo largo de 2020. El quinto avanza algunas de las mayores y principales consecuencias geopolíticas que puede provocar el PV y, el sexto, a modo de conclusión, hace una reflexión general sobre las implicaciones de avanzar en el PV, tal y como se ha definido desde la UE.

El cambio climático y la transición verde en un orden internacional en crisis

La crisis del orden internacional

Después de la Segunda Guerra Mundial, el orden internacional liderado por Estados Unidos (EE. UU.) se apoyó en la doctrina de la contención disuasiva. Mantuvo a raya el peligro de un descon-

⁹ BERGMANN, Max: «Europe's Geopolitical Awakening. The pandemic rouses a sleeping giant.» *Foreign Affairs*, 20 de agosto de 2020.

¹⁰ En el momento en que se definió el PV, en diciembre de 2019, Giuseppe Conte, entonces Primer Ministro de Italia, advertía a sus homólogos europeos que Europa se encontraba ante «una cita con la historia» que corría el riesgo de «terminar en fracaso». Citado en COLOMINA, Carme. «Una Unión Europea en Transición». CIDOB. Barcelona Centre for International Affairs. anuariocidob.org. Julio de 2020.

trol en la expansión nuclear; transformó Alemania en una democracia; dio apoyo financiero a la reconstrucción de Europa con el Plan Marshall; construyó nuevas alianzas en Asia y Europa; alumbró y consolidó diferentes instituciones multilaterales, como Naciones Unidas, el Fondo Monetario Internacional, el Banco Mundial y la Organización Mundial de Comercio, entre otros. Avances todos estos que hubieran sido calificados de pura utopía nada más terminar la Segunda Guerra¹¹.

Tras la caída del comunismo en la Unión Soviética y finalizada la guerra fría, EE. UU. adquirió una preponderancia económica y militar, en gran parte inesperada, y podría haber liderado una nueva fase de cooperación internacional. Pero los gobiernos de los noventa, tanto de Bush (padre) como de Clinton, resultaron incapaces de configurar una estrategia que llevara la política exterior norteamericana más allá de la defensa de sus intereses inmediatos y de los valores más simples del capitalismo. Se pensaba que «dos países con un McDonald's nunca han emprendido una guerra o han luchado el uno contra el otro¹²». Siempre quedaba, además, el recurso al uso de la fuerza, al poder militar, si la expansión de los McDonald's no resultaba suficiente¹³.

Transcurridos los años noventa, EE. UU. y el mundo occidental se encontraron con dos imprevistos: el auge del terrorismo musulmán y el espectacular crecimiento económico de China. Los atentados terroristas del 11-S cerraron definitivamente esta ventana de oportunidad e impulsaron una política exterior norteamericana que, buscando evitar otras acciones terroristas, condujo a la apertura unilateral de guerras, como las de Afganistán, Irán e Iraq. Guerras que resultaron, a posteriori, difíciles de explicar y, además de haber costado miles de vidas de soldados americanos y cientos de miles de vidas de civiles, dieron contenido a una concepción geopolítica que no consideraba los principales problemas como transnacionales y que fallaba en identificar que sus soluciones requerían también ser transnacionales, «... diplomáticas, multilaterales y propias de una política exterior que empoderase a otros países a gestionar sus

¹¹ HAASS, Richard: «Present at the Disruption: How Trump Unmade U.S. Foreign Policy». *Foreign Affairs*. Octubre 2020.

¹² FRIEDMAN, Thomas: «Foreign Affairs Big Mac». *New York Times*, 8 de diciembre de 1996.

¹³ ZARIFIAN, Julien: «U.S. foreign policy in the 1990s and 2000s, and the case of South Caucasus (Armenia, Azerbaijan and Georgia).» European Association for American Studies. *European Journal of American Studies*. Verano 2015.

problemas domésticos antes que a expandirlos más allá de sus fronteras»¹⁴.

Con la llegada de Trump a la presidencia en 2017, la hegemonía militar y económica de EE. UU. entró en crisis, y resultó cuestionada por el auge de China como potencia económica. Durante estos últimos años, EE. UU. ha abandonado el multilateralismo de etapas anteriores (ha asumido como objetivo «America First»¹⁵) alejándose del Plan de Acción Integral Conjunto (JCPOA, por sus siglas en inglés) para el control de la expansión nuclear de Irán, del Acuerdo de París, de la Organización Mundial de la Salud y poniendo en crisis la Organización Mundial del Comercio (OMC). Las elecciones de 2020 abren el camino a una nueva administración bajo la presidencia de Joe Biden, de la que se espera un giro para que EE. UU. vuelva a ser el «actor hegemónico y benévolo» de etapas anteriores. La reincorporación al Acuerdo de París y el anuncio de acercarse a un New Green Deal en EE. UU. marcarán nuevos equilibrios en las políticas medioambientales del mundo, aunque nada volverá a ser igual.

Poco antes de que Trump asumiera la presidencia, Martin Wolf defendió en *Financial Times* que el momento por el que atravesaba el mundo se podía considerar como «... el fin, tanto de un periodo económico –el de la globalización liderada por occidente–, como de uno geopolítico, el del momento unipolar posterior a la Guerra Fría, de un orden global liderado por EE. UU.». Este periodo se ha terminado y nos situamos a las puertas de una nueva época con nuevos objetivos, nuevos métodos y nuevas instituciones.

Conocido es el trilema de Dani Rodrick,¹⁶ que se utiliza para argumentar que la hiperglobalización resulta incompatible con la democracia liberal y con el mantenimiento de los Estados nación como unidad básica y soberana de decisión política¹⁷. Los prin-

¹⁴ FUCHS, Michael F.: «A Foreign Policy for the Post-Pandemic World: How to prepare for the next crisis». *Foreign Affairs*. 23 de julio de 2020.

¹⁵ «America First» no es un eslogan vacío de contenido, sino una filosofía bastante coherente con un largo arraigo y muchos adeptos en el mundo académico americano. Ver KAGAN, ROBERT: «The twilight of the liberal world order». *Brookings Big Ideas for America. Policy Brief*. 24 de enero de 2017.

¹⁶ El trilema de Rodrick señala que es imposible conseguir, al mismo tiempo, la globalización económica, la democracia política y la soberanía nacional. Las tres opciones simultáneas son incompatibles porque cumpliéndose dos de ellas se impide que se dé la tercera, por lo que nos veremos obligados a escoger solo dos al mismo tiempo.

¹⁷ RODRICK, Dani (2011), «*The Globalization Paradox: Democracy and the Future of the World Economy*», Norton, Nueva York.

cipios del orden internacional que han prevalecido en décadas anteriores y que podríamos identificar con los de un «orden liberal internacional», difícil de definir con precisión pero profusamente citado, llevan algunos años en crisis, y son cuestionados desde oriente y desde occidente¹⁸.

China y Rusia, que no encajan exactamente en la definición de una democracia liberal, constituyen los principales retos al orden internacional de estos últimos años por su relativo poder económico, militar y político, y su evidente disposición a usarlo. El posicionamiento de China ante el comercio internacional no es solo un posicionamiento en defensa de sus intereses económicos. China busca, además, ocupar un espacio ideológico en el mundo que actualmente parece vacante.¹⁹ El «orden internacional» de las últimas décadas ha marcado el avance de los derechos humanos, la democracia y la autonomía del individuo; pero por el otro, política y económicamente, ha buscado su expansión mediante la violencia colonial y la subordinación a la metrópoli de los recursos materiales y personales de los países periféricos²⁰. Las críticas a este orden desde China tienen a su favor el que, en los últimos 40 años, el país ha conseguido sacar de la pobreza a 800 millones de personas. Mientras que, a principios de los noventa, el régimen soviético colapsó en Rusia y en Europa del Este, el peculiar régimen chino ha conseguido llevar al país hasta el segundo puesto de la economía mundial, en términos de PIB nominal. Ha sacrificado democracia interna para

¹⁸ Como se reconoce en RABINOVICH, Maryna y ZUZANA REPTOVA: «The future of values in the EU global strategy 2020» Strategic and international studies. Real Instituto Elcano. 19 de noviembre de 2019: para EE. UU. y la UE no cabe duda de que la anexión de Crimea (2014) y la actuación de Pekín en relación con su reclamación en base a la «línea de los nueve puntos» en el mar de la China Meridional suponen una amenaza para un orden internacional que dice basarse en reglas compartidas (y no deja de resultar paradójico al respecto que Washington acuse a Pekín de estar violando la Convención de Naciones Unidas sobre el Derecho del Mar que el propio Congreso estadounidense se ha negado a ratificar por considerarlo incompatible con el libre ejercicio de su soberanía).

¹⁹ No olvidemos que, por ejemplo, en el mismo corazón de la UE, el comportamiento chino ha sido paradigmático: cuando ningún país europeo respondió a la llamada urgente del gobierno italiano para conseguir equipos médicos y material de protección personal, China respondió enviando 1000 equipos de ventilación, 2 millones de mascarillas, 100 000 respiradores, 20 000 trajes de protección y kits para pruebas como menciona CASTIÑEIRA, Ángel: «Covid19 and geopolitics: first impacts» Global Agenda. ESADE, 29 de mayo de 2020.

²⁰ NOONAN, Jeff. «Trump and the Liberal international Order». International Critical Thought, 10:2, 182-199, DOI: 10.1080/21598282.2020.1779601. Junio de 2020.

esforzarse en su consolidación como la principal nación exportadora del mundo.

En fin, según Charles Powell, director del Real Instituto Elcano, el ocaso del orden liberal internacional, impulsor de la globalización y el multilateralismo, aunque es fuente de incertidumbres y preocupaciones, en algunos lugares del mundo se contempla «... incluso con esperanza, ya que podría dar paso a un nuevo orden multipolar, más equitativo, inclusivo y estable que el actual.»²¹ Este debería ser un orden capaz de asumir la lucha internacional contra el cambio climático y arrojar la cooperación necesaria para avanzar hacia un mundo descarbonizado y medioambientalmente sostenible.

El cambio climático

Cuando la UE habla de cambio climático, hace referencia a que «la atmósfera se está calentando, y el clima cambia de año en año. De los ocho millones de especies del planeta, un millón está en riesgo de extinción. Estamos contaminando y destruyendo los bosques y los océanos²²». El Panel Intergubernamental del Cambio Climático, organización perteneciente a Naciones Unidas y que periódicamente emite informes científicos, técnicos y socioeconómicos para la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático²³ considera que «la evidencia científica del calentamiento del sistema climático es inequívoca²⁴». El quinto informe del Panel Intergubernamental resultó fundamental para que la Conferencia sobre el Clima celebrada en París en diciembre de 2015 pusiera a las Partes de la Convención de acuerdo en firmar un compromiso para actuar conjuntamente, intentando evitar este calentamiento global. El Acuerdo de París «se basa en la Convención y, por primera vez, hace que todos los países tengan una causa común para emprender esfuerzos ambiciosos

²¹ POWELL, Charles: «¿Tiene futuro el orden liberal internacional?» Estudios Internacionales. Real Instituto Elcano. 29 de junio de 2010⁷.

²² COM (2019) 640 final.

²³ La Convención es un tratado internacional firmado en Nueva York el 9 de mayo de 1992 que busca reforzar la conciencia pública, a escala mundial, de los problemas relacionados con el cambio climático. En 1997 se le añadió el Protocolo de Kioto, jurídicamente vinculante, que obligaba solo a las naciones desarrolladas y establecía nuevas medidas prácticas (como los tres mecanismos de flexibilidad que definió: el Comercio de Emisiones, el Mecanismo de Desarrollo Limpio y el Mecanismo de Aplicación Conjunta).

²⁴ <https://climate.nasa.gov/evidence/>.

para combatir el cambio climático y adaptarse a sus efectos, con un mayor apoyo para ayudar a los países en desarrollo a hacerlo»²⁵. El objetivo principal incluido en el Acuerdo es la limitación del aumento de temperatura, respecto a niveles preindustriales, a 2 °C y, si es posible a 1,5 °C. Es la primera vez que, dentro del orden internacional apoyado, sobre todo, en el respeto a la soberanía nacional, se consigue un acuerdo mundial con obligaciones cuantificadas asumidas por las partes respecto a la adopción de políticas que afectan al ejercicio de su soberanía. El Acuerdo, aunque no fue suscrito por todas las Partes de la Convención (a finales de 2020, lo habían ratificado 187 de las 197 partes), consiguió una movilización sin precedentes en favor de políticas contra el cambio climático²⁶.

Poco antes de la Conferencia de París, en septiembre de 2015, la Asamblea de Naciones Unidas aprobó la Agenda 2030 sobre el Desarrollo Sostenible, que definía 17 objetivos a alcanzar, que incluyen desde la eliminación de la pobreza hasta el combate al cambio climático, la educación, la igualdad de la mujer, la defensa del medio ambiente o el diseño de nuestras ciudades²⁷. El secretario general de Naciones Unidas, en la memoria presentada a la Asamblea poco antes de aprobar la Agenda, y haciendo referencia a los 17 objetivos y 169 metas asociadas, afirmaba en su último párrafo: «Las amenazas para la paz y la seguridad internacionales son cada vez más complejas e interconectadas, y por ello estamos obligados a examinar y actualizar nuestro enfoque de la prevención de conflictos, el mantenimiento de la paz y la consolidación de la paz. Estos son solo algunos de los retos que habrá que superar y que exigen un espíritu de cooperación sin precedentes entre los Estados miembros. Trabajemos juntos para alcanzar estos objetivos comunes»²⁸. En la Agenda se enuncian estos objetivos, pero no hay obligación jurídica de cumplirlos ni tan siquiera se definen métodos comunes para su cuantificación²⁹.

²⁵ <https://unfccc.int/es/process-and-meetings/the-paris-agreement/que-es-el-acuerdo-de-paris>

²⁶ Incluso una empresa netamente petrolera como British Petroleum reconoce en su Energy Outlook de 2020: *Delaying these policies measures and societal shifts may lead to significant economic costs and disruption.*

²⁷ <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/>

²⁸ «Memoria de secretario general sobre la labor de la organización». Asamblea General. Documentos Oficiales. Septuagésimo periodo de sesiones. Naciones Unidas. Nueva York, 2015.

²⁹ En LORENZO, Claudia: «Medición de los Objetivos de Desarrollo Sostenible en la Unión Europea a través de indicadores compuestos» Documento de Trabajo. Núme-

En un mundo cuyo orden internacional se apoya en el respeto a la soberanía de cada estado-nación, el Acuerdo de París constituye una ruptura de esta base y aporta una experiencia sobre la que construir unas nuevas reglas del juego. Las obligaciones para actuar, asumidas por los estados-firmantes, respetan la autonomía de cada parte o estado para definir las herramientas a utilizar, pero les impone obligaciones claras con independencia de las herramientas que utilice³⁰.

EE. UU., que ratificó el Acuerdo de París en septiembre de 2019, en noviembre comunicó formalmente su salida con efecto en noviembre de 2020. El presidente Trump ya había anunciado formalmente esta salida en julio de 2017, siete meses después de su toma de posesión. EE. UU. se convirtió, así, en la primera potencia mundial en abandonar un Acuerdo en el que han permanecido el resto de las potencias, incluyendo India, China, Rusia, la Unión Europea, Japón y Brasil³¹.

La UE, que es energéticamente dependiente y hasta hace relativamente poco (hasta los comienzos de los años 2000), no contaba con una política energética como tal, propia y distinta de la practicada por cada estado-miembro, aborda, tras los Acuerdos de París, la transición verde desde una notoria debilidad institucional (Brexit, procesos lentos de decisión que requieren unanimidad para temas clave como fiscalidad y presupuestos, ampliación a 27 mal digerida, crisis en políticas migratorias...) que, teniendo además en cuenta los efectos de la COVID-19, la situaba en una posición relativamente marginal en el actual concierto mundial. Pero, desde la primavera de 2020, parece estar superando esta situación y encontrando una nueva manera de abordar sus retos actuales: con nuevas

ro Especial. Fundación Carolina, abril 2020, se hace un intento de proceder a esta cuantificación para los Estados miembros de la UE en los años 2016 y 2017 mediante indicadores sintéticos.

³⁰ Este es el principio de «obligación soberana» que define Haass como alternativo al de soberanía nacional y que debería fundamentar un nuevo orden mundial 20. ver HAASS, Richard, *Ibid*.

³¹ En un año, 2020, en el que se han multiplicado los incendios forestales y los huracanes en el Golfo, el ahora presidente Biden prometió durante su campaña electoral volver al Acuerdo y aplicar un nuevo plan de lucha contra el cambio climático con inversiones de hasta 2 millones de millones de USD, asumiendo como objetivo alcanzar una generación eléctrica totalmente limpia para 2035. Ver DAVENPORT, Coral: «Biden Pledges Ambitious Climate Action. Here's What He Could Actually Do». *The New York Times*. 3 de diciembre de 2020. <https://www.nytimes.com/2020/10/25/climate/biden-climate-change.html>. (consultado en enero 2021).

formas de decidir, nuevos instrumentos y nueva conciencia de unidad. Ya en su discurso sobre el estado de la Unión en 2017, el presidente Juncker hizo una clara mención a que las decisiones relevantes para la unidad de mercado, las decisiones del Consejo y aquellas con implicación del Parlamento, deberían tomarse por mayoría cualificada. En palabras de la Comisión: «La regla de unanimidad ralentiza el progreso y dificulta que la UE se ajuste a la realidad cambiante y ofrezca a los europeos los medios más adecuados para la defensa de sus intereses»³². La regla de mayorías cualificadas ya se aplica para la protección del medio ambiente y de los consumidores, el empleo y las normas sociales, la protección de datos, y el comercio libre y justo. Esperemos que pronto se extienda al resto de decisiones relevantes de la UE.

Política energética en la Unión Europea

Los Tratados de Roma y las directivas de liberalización

La energía está presente en la UE desde su propia constitución. En 1957 en Roma se firma el tratado que crea la Comunidad Económica Europea y el de la Comisión Europea de Energía Atómica (EURATOM), e integra el firmado años antes para la constitución de la Comunidad Europea del Carbón y del Acero. El tratado tenía por objeto la cooperación económica y política de los países europeos (básicamente Francia y Alemania en aquellos años) accediendo a los beneficios del libre comercio entre los países firmantes. El carbón, según el Tratado de la CECA, aparece ya en los orígenes europeos como fuente autóctona de energía que debería circular libremente entre los países de la Comunidad.

En los tratados constitutivos de las Comunidades Europeas se mencionaban únicamente tres políticas comunes: la Política Agrícola Común, la Política Común de Transportes y la Política Comercial Común. Aunque los tratados no precisaban lo que se entendía por políticas comunes, estas se definían básicamente mediante dos rasgos. En primer lugar, las Comunidades tenían una atribución competencial lo suficientemente generosa como para intervenir en dicha materia de forma global. En segundo lugar, la vocación de intervención era de la suficiente intensidad como para provocar, llegado el caso, la práctica desaparición de la com-

³² COM (2019) 177 final.

petencia que, originariamente, ejercía el estado³³. En consecuencia –y de acuerdo con estos tratados constitutivos–, la vía para que las instituciones europeas intervinieran en el sector energético era mediante su vínculo con la Política Comercial Común o mercado interior.

Esta orientación hacia el mercado interior, más la preocupación por la garantía de suministro, se extendió al conjunto de la energía en el Tratado de Fusión de 1965 (TCE), tratado que subsume los tratados iniciales, constituye la Unión Aduanera y la consolidación de un Mercado Común.

En 1973 tienen lugar dos acontecimientos relevantes³⁴:

- La sentencia continental Can, en la que el Tribunal de Justicia de las Comunidades Europeas establece que incurre en abuso de poder, en el sentido de lo dispuesto en el TCE, toda empresa que ocupe una posición dominante e intente lograr mediante concentraciones un grado de poder tal que implique, de hecho, la supresión de la libre competencia.
- La celebración de la Cumbre de Copenhague donde, movidos por la crisis del petróleo, los Estados miembros decidieron llevar a cabo una política energética común y publicaron una declaración sobre la identidad europea, producto de diversos acuerdos de cooperación política que fue aprobada por los ministros de Asuntos Exteriores. Fue, sobre todo, una muestra de la preocupación europea por asegurar la seguridad de suministro mediante el uso de recursos autóctonos como el carbón.

Durante las dos décadas siguientes, la política energética de la Comunidad va cobrando forma, pero permanece muy vinculada a la política de promoción y defensa de la competencia. En cuanto que política energética, por ejemplo, destinada al impulso de determinadas tecnologías de generación eléctrica, va a tener un carácter subsidiario respecto a las políticas nacionales de cada estado-miembro. De ahí la defensa, desde las instituciones europeas, de los procesos de privatización e introducción de competencia en sectores como el energético, que tradicionalmente funcionaban como monopolios.

³³ URREA, MARIOLA: «La política energética de la Unión Europea a la luz del Tratado de Lisboa» Cuadernos de estrategia, ISSN 1697-6924, n.º 150, pgs. 115-143. Instituto Español de Estudios Estratégicos. Ministerio de Defensa, 2011.

³⁴ https://europa.eu/european-union/about-eu/history/1970-1979/1973_es. (Consultado enero 2021).

Esta situación competencial condujo a que, con base al artículo 95 del TCE sobre aproximación de legislaciones, se aprobara el «primer paquete» de liberalización de los mercados de la electricidad y gas compuesto por la Directiva 96/92/CE sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y la Directiva 98/30/CE sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural. Estas primeras directivas de gas y electricidad establecían básicamente el libre acceso a las redes de transporte y distribución, la separación (o *unbundling*) entre actividades en competencia y actividades en monopolio, y se anticipaba la creación las Autoridades Nacionales Regulatorias (NRAs, por sus siglas en inglés) como instituciones independientes de los gobiernos y las empresas.

En la redacción que se da en el Tratado de la Unión Europea de Maastrich en 1992 (TUE) al art. 154, se indicaba que «la Comunidad contribuirá al establecimiento y al desarrollo de redes transeuropeas en los sectores de las infraestructuras de transportes, de telecomunicaciones y de energía». De esta manera, a las áreas de competencia y seguridad de suministro, se añadía el desarrollo de las redes transeuropeas para ir llenando de contenido la política energética de la Comunidad Europea. En 1995, la Comisión publica el Libro Blanco *Una Política Energética para la Unión Europea* en el que se señalan tres objetivos clave: mejora de la competitividad, seguridad de suministro y protección del medioambiente.

El segundo paquete de directivas de gas y electricidad se aprobó y publicó en 2003, con el principal efecto de ampliar el colectivo de consumidores «elegibles» o susceptibles de elegir suministrador mediante un régimen de competencia, extendiéndolo a los consumidores industriales. En abril de 2009, se aprobó un tercer paquete energético que perseguía liberalizar en mayor medida los mercados interiores de la electricidad y del gas, introducía modificaciones en el segundo paquete y se consideró como la piedra angular de la realización del mercado interior de la energía.

En fin, todo este conjunto de directivas carecía de una doctrina jurídica común y no dieron pie a crear una política energética europea propiamente dicha, pues se carecía de procedimientos de decisión y distribución de competencias claros en áreas tan relevantes como la fijación del *mix* energético de cada Estado miembro, la política de subsidios a determinadas fuentes de energía.

El Protocolo de Kioto y los Libros Verdes de política energética

Simultáneamente a esta política energética «poco definida», en diciembre de 1997 se firma, en el marco de la Convención de Naciones Unidas para el Cambio Climático, el Acuerdo de Kioto, con el compromiso de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en 37 países y en la Unión Europea. El compromiso fue reducir las emisiones al menos un 5 % respecto a 1990 en el periodo 2008-2012, que posteriormente se ampliaría hasta 2020, asumiendo la UE el objetivo de reducción del 20 %. Además, el Protocolo puso en marcha los mecanismos de flexibilidad o instrumentos para conseguir los objetivos de reducción asumidos (la implementación conjunta, los mecanismos de desarrollo limpio y el comercio de derechos de emisión).

El Libro Blanco de la Comisión de 1997 *Energía para el Futuro: Fuentes de Energía Renovables* anticipa los acuerdos de Kioto y, en cierta forma, se considera como el documento que origina la política energética de promoción de renovables en la Unión Europea, ya que sería seguido inmediatamente por las primeras directivas que hacían mención a la promoción de renovables y fijaban objetivos indicativos: la Directiva 2001/77/CE para la promoción de la electricidad renovable en el mercado interior de la electricidad y la Directiva 2003/30/CE para la promoción de los biocarburantes en el sector transporte. Como consecuencia, durante la primera década del siglo XXI, Europa ha observado un cambio en el *mix* de generación eléctrica que, si bien ha conseguido reducir las emisiones de CO₂ en el conjunto de la Unión, ha tenido un resultado muy diferente en cada uno de los Estados miembros³⁵.

La necesidad de adaptar los tratados constitutivos tras los más de veinte años transcurridos desde su fundación, así como la ampliación de la Comunidad Europea a 27, condujeron al Tratado de Niza, firmado en 2001, que deja prácticamente intacto el marco jurídico a las actuaciones europeas en materia de energía, pero marca el comienzo de sucesivas actuaciones, documentos y comunicados de las instituciones europeas con propuestas para la coordinación de las actuaciones energéticas y medioambientales de los Estados miembros. Uno de los primeros documentos fue el Libro Verde *Estrategia Europea para una energía sosteni-*

³⁵ SOLORIO, Israel: «La política europea de renovables y su influencia en España y el Reino Unido». Estudios de Progreso. Fundación Alternativas. Nº 80. 2014.

ble, competitiva y segura de 2006³⁶, que fue seguido por nueve comunicaciones de 2007 de la Comisión al Consejo y al Parlamento sobre *mix* de generación (nuclear, hidrocarburos, biocombustibles y renovables), mercado interior de gas y electricidad, y plan estratégico de tecnologías. Todos estos documentos abrieron el camino de los planes europeos de energía integrados en la Política Energética europea, nombrada como tal en la comunicación de la Comisión de enero de 2007³⁷. La primera directiva de renovables de 2009³⁸ estableció ya objetivos obligatorios, y convirtió la promoción en el uso de energías renovables en un elemento central de la política energética de la Unión y en un motor clave para cumplir los objetivos de 2020. Sin embargo, en este primer intento se carece de las herramientas jurídicas capaces de obligar o hacer efectivos los objetivos «obligatorios».

El Tratado de Lisboa

El Tratado de Lisboa (Tratado Fundacional de la Unión Europea, TFUE) entró en vigor el 1 de diciembre de 2009 y contiene ya un capítulo exclusivo dedicado a la Energía (Título XXI) según el cual la Unión dispone de competencia propia y capacidad para actuar sin tener que recurrir a cada uno de los Estados miembros. El Tratado identifica la protección al medio ambiente, la energía y las redes transeuropeas entre las competencias compartidas, se constitucionalizan los objetivos de la política energética de la Unión y se convierte en obligación jurídica un principio de naturaleza política como es el principio de solidaridad. Los cuatro objetivos que se establecen para la política energética de la Unión y cuyas medidas se han de aprobar por mayoría cualificada, son: a) garantizar el funcionamiento del mercado interior de la energía; b) garantizar la seguridad de abastecimiento; c) fomentar la eficiencia energética y el ahorro energético, así como el desarrollo de energías nuevas y renovables, y d) fomentar la interconexión de redes.

El Tratado prevé así un nuevo proceso de toma de decisiones que configura la capacidad de acción de la Unión en la política energética e identifica el poder residual que corresponde a los Estados miembros³⁹. En particular, el artículo 194(2) TFUE deter-

³⁶ COM (2006) 105 final.

³⁷ COM (2007), 1 final.

³⁸ Directiva 2009/28/EC.

³⁹ URREA, Mariola: *ibid.*

mina que la legislación de la UE no afectará al derecho de cada Estado-miembro a elegir, de entre las diferentes fuentes de energía existentes, cuál ha de ser la estructura general de su oferta o *mix* energético.

Esta distribución competencial es especialmente relevante para el PV. Mientras la primera directiva de renovables de abril de 2009 establecía unos objetivos que se consideraban de obligado cumplimiento para cada Estado-miembro, pero carecía de medios para hacer cumplir estos objetivos y penalizar a quienes no los cumplieran, la segunda directiva⁴⁰, aprobada ya después de entrar en vigor el TFUE, se formuló bajo unas premisas totalmente diferentes y respetando el reparto competencial del Tratado.

Clean Energy for All Europeans

El TFUE dio pie a que, en 2018, la UE adoptara varias medidas legislativas orientadas a implementar su estrategia a medio plazo de reducción de emisiones y que se dio a conocer como Marco sobre Energía y Clima 2030. Este marco, un año después, se integró en el denominado Clean Energy Package for All Europeans. Las nuevas piezas legislativas básicas fueron la ya mencionada segunda directiva de renovables y el Reglamento para la gobernanza de la unión energética y la Acción Climática⁴¹. Al «paquete» se añadieron seis actos legislativos más sobre eficiencia energética, competencias de la Agencia de Reguladores ACER, mercado interior de la electricidad (directiva y reglamento), normas para la construcción de edificios y tratamiento de riesgos en el sector de la electricidad.

El objetivo que definió el marco y asumió el Clean Energy Package fue reducir emisiones en un 40 % respecto a 1990 y llegar al 32 % de generación renovable y una ganancia del 32,5 % en eficiencia energética en el conjunto de la UE para 2030⁴². Una

⁴⁰ DIRECTIVA (UE) 2018/2001 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 11 de diciembre de 2018 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.

⁴¹ Reglamento (UE) 2018/1999 sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima.

⁴² La revisión al alza de estos objetivos se anticipó por la Comisión en el PV [COM (2019) 640 final] y se incluyeron en su Propuesta de Ley del Clima [COM (2020) 80]. El Parlamento, en su resolución de enero de 2020 [Texto Aprobado P9 TA (2020) 005] declara su apoyo al PV y se suma también a esta revisión al alza de objetivos. Finalmente, los objetivos se han revisado por el Consejo de Europa en diciembre de 2020

de las mayores innovaciones de la política energética compuesta por estos objetivos estratégicos y estos paquetes normativos ha sido la búsqueda de un equilibrio, al amparo del TFUE, entre el respeto a la soberanía de cada Estado-miembro y la necesidad de hacer ejecutivos, incluso a nivel de políticas nacionales, los objetivos y las estrategias de la política energética europea. Así, el objetivo que establece el marco de participación de las energías renovables en la generación total se define como un objetivo para el conjunto de la Unión, pero no obliga a los Estados miembros a cumplir cada uno de ellos e individualmente este límite. Las obligaciones ejecutivas a cada Estado-miembro se imponen, no en el porcentaje de generación, sino en el terreno de la gobernanza. Quedan obligados a comprometerse, públicamente y ante el resto de la Unión, mediante Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima (PNIEC) coordinados para que resulten compatibles con el objetivo global y que deben actualizarse periódicamente según las metodologías y directrices establecidas para ello. La Comisión evaluará el plan de cada Estado-miembro para verificar que son consistentes con el objetivo conjunto para toda la UE en 2030. La UE interviene en impulsar, coordinar, revisar y aprobar estos planes, que son de obligado cumplimiento. Pero hacer «honor» a lo que en ellos se recoge y cumplir materialmente con los objetivos en ellos establecidos entra dentro de las «competencias» soberanas de cada Estado-miembro que, de no cumplirse, pagará un precio político, pero jurídicamente es «soberano» para establecer su *mix* energético. De esta manera, la UE trata de superar las dificultades tradicionales, anteriores al TFUE, que encontraba para dar con las figuras legales que permitieran establecer objetivos y vigilar su cumplimiento, y que tan discutidas fueron respecto a la directiva de renovables de 2009.

A pesar de todo, esta nueva formulación de competencias en el TFUE y de su aplicación a la política energética de la Unión, los objetivos asumidos han provocado una cierta división en la Unión: por un lado, un bloque de países medioambientalmente progresistas, liderados por Alemania y Dinamarca, que tratan de impulsar la adopción de objetivos ambiciosos y, por otro, el grupo de Estados miembros de Europa Oriental y Central, liderados por Polonia, que se oponen a la adopción de objetivos ambiciosos en materia de renovables argumentando posibles riesgos para su

y se han elevado hasta el 55 % en reducción de emisiones. La Comisión presentará no más tarde de junio de 2021 las propuestas legislativas indispensables para cumplir estos objetivos.

seguridad energética y en defensa a su derecho soberano a definir la composición de su *mix* energético.

En fin, si, con toda su complejidad y con todas las fricciones internas que conlleva, la formulación de la política energética de la UE tras el TFUE tuviera éxito, esta peculiar combinación de competencias nacionales (para cuantificar objetivos) y europeas (para obligar a obligarse) no habrá sido ajena a ello y, muy probablemente sería susceptible de exportarse a otras entidades supranacionales y multilaterales⁴³.

El Pacto Verde como eje de estrategia europea

La nueva Comisión, nombrada tras las elecciones de 2019, redefinió la política energética mediante una extensión ambiciosa de sus objetivos anunciando un pacto consistente en «... una nueva estrategia de crecimiento destinada a transformar la UE en una sociedad equitativa y próspera, con una economía moderna, eficiente en el uso de los recursos y competitiva, en la que no habrá emisiones netas de gases de efecto invernadero en 2050 y el crecimiento económico estará disociado del uso de los recursos»⁴⁴. Esta formulación es un salto adelante respecto a la política energética del Marco 2030 y del Clean Energy Package. La implementación de las políticas incluidas en el PV, igual que las estrategias definidas en años anteriores para la política energética de la UE, resultan inviables si no es en el marco de una colaboración internacional que los asuma comprometiéndose en su desarrollo. Pero el Pacto va más allá aún y, además de reconocer que la UE debe jugar un papel de liderazgo internacional en este proceso y con-

⁴³ Otro ejemplo de esta combinación entre objetivos vinculantes de la Unión en su conjunto y el respeto a las competencias «autónomas» de cada Estado miembro es el mecanismo para la financiación de nuevas inversiones en generación renovable diseñado por la Comisión y aprobado en septiembre de 2020. Este mecanismo permite asignar a los objetivos de un Estado miembro (contribuyente) proyectos que este financie pero que estén situados en otro Estado miembro distinto (anfitrión), mediante un proceso de asignación estadística definido por la Comisión, según el cumplimiento de los objetivos del PV y de los PNIEC. El mecanismo integra en un *pool* las contribuciones financieras de todos los Estados miembros y luego los asigna mediante un proceso de subastas competitivas, lo que permite, a efectos de cumplir con los objetivos conjuntos sobre energía renovable, que se beneficien todos los Estados participantes. Ver REGLAMENTO DE EJECUCION (UE) 2020/1294 DE LA COMISIÓN de 15 de septiembre relativo al mecanismo de financiación de energías renovables de la Unión.

⁴⁴ Esta mención a un crecimiento disociado del uso de recursos es la responsable de que el término «transición energética» se haya transformado en el más amplio de «transición ecológica» como propio del Pacto Verde. COM (2019) 640 Final.

seguir el apoyo del resto de los bloques internacionales⁴⁵, amplía la política energética europea al definir como objetivo el acceder a una economía sostenible y circular para 2050.

Aunque no resulta sencillo encontrar definiciones precisas de lo que es una economía circular, uno de los principales centros de pensamiento que se dedican a su promoción y estudio, la Fundación Ellen MacArthur, entiende que promover una economía circular «implica disociar la actividad económica del consumo de recursos finitos y eliminar los residuos del sistema desde el diseño. Respaldata por una transición a fuentes renovables de energía, el modelo circular crea capital económico, natural y social, y se basa en tres principios: eliminar residuos y contaminación desde el diseño; mantener productos y materiales en uso; regenerar sistemas naturales»⁴⁶.

La economía circular es, por tanto, un nuevo modelo económico y social que, más que por sus características intrínsecas, se define como alternativa al «modelo económico tradicional y lineal», que es el que está funcionando en el mundo occidental que conocemos. Con algo más de precisión, en economiacircular.org, esta se define como: «... un concepto económico que se interrelaciona con la sostenibilidad, y cuyo objetivo es que el valor de los productos, los materiales y los recursos (agua, energía,...) se mantenga en la economía durante el mayor tiempo posible, y que se reduzca al mínimo la generación de residuos. Se trata de implementar una nueva economía, circular -no lineal-, basada en el principio de "cerrar el ciclo de vida" de los productos, los servicios, los residuos, los materiales, el agua y la energía»⁴⁷.

En todo caso, el PV está llamado a ser el nuevo eje de referencia europeo, desplazando a la integración de Europa como centro de actuaciones y fortaleciendo la posición global de Europa en un vis a vis con China, Rusia y EE. UU., así como multilateralmente respecto al mundo en general. Pero, formulado con tanta ambición, también ha despertado temores de que pueda llegar a convertirse

⁴⁵ El 10 de septiembre de 2019 Úrsula Von der Leyen tuiteó: «The European Green Deal has to become Europe's hallmark. I want Europe to be the front-runner. I want Europe to be the exporter of knowledge, technologies and best practice. At the heart of it is our commitment to becoming the world's first climate-neutral continent» . <https://twitter.com/vonderleyen/status/1171376907964813312>. (Consultado en enero de 2021).

⁴⁶ Ver <https://www.ellenmacarthurfoundation.org/es/economia-circular/concepto>. (Consultado en enero de 2021).

⁴⁷ https://economiacircular.org/wp/?page_id=62. (Consultado en enero de 2021).

en la nueva «crisis de refugiados» y dividir a Europa, movilizando el populismo y el nacionalismo en el interior de la Unión⁴⁸. A finales de 2019, desde el Australian Strategic Policy Institute, se consideraba que el PV tenía tal relevancia en el conjunto de políticas de la UE que su funcionamiento en los próximos años reforzaría la Unión o rompería Europa. Porque, para ejercer el liderazgo internacional de este ambicioso proceso, resulta imprescindible conseguir un apoyo interno entre los Estados miembro suficientemente amplio y fuerte que evite la prevalencia de intereses de algunos de ellos; lo que podría paralizar el ritmo necesario para el cumplimiento del PV en el conjunto de la Unión.

A las complejidades derivadas de unos objetivos muy amplios y unas nuevas herramientas de implementación, desde marzo hay que añadir su coincidencia en el tiempo con el mayor hecho disruptivo a nivel mundial vivido desde el comienzo de la Segunda Guerra Mundial: la pandemia de la COVID-19.

El Pacto Verde: objetivos, políticas, requisitos y consecuencias

Transición verde y COVID-19: Los objetivos

La convulsión de la COVID-19 provocó en la UE una reacción inmediata de nacionalismo, colocando al estado como primer nivel de protección a la ciudadanía⁴⁹. La exigencia de controles estrictos en las fronteras internas frente a la libre circulación de personas, la estigmatización de algunas comunidades y regiones, y el recurso a medidas de corte autoritario, parecían reavivar crisis internas que ya anteriormente se habían manifestado como enfrentamientos norte-sur por las políticas económicas o este-oeste por las políticas hacia refugiados y defensa de fronteras. Estas primeras reacciones fueron una respuesta espontánea a los niveles de incertidumbre creados por la pandemia. Además, y como consecuencia de la incertidumbre creada, tanto empresas como consumidores se volvieron más prudentes, y retuvieron inversiones y gastos en bienes de consumo duradero, deprimiendo aún más unos niveles de demanda agregada ya muy afectados por las medidas sanitarias que se iban adoptando⁵⁰.

⁴⁸ LEONARD, Mark: «The Green Deal will make or break Europe» The Strategist – Australian Strategic Policy Institute. Diciembre 2020. <https://www.aspistrategist.org.au>. (Consultado en enero de 2021).

⁴⁹ COLOMINA, Carme: *Ibid.*

⁵⁰ En VoxEU/CEPR: «*Economic uncertainty in the wake of the COVID-19 pandemic*» se cita a BLOOM, N «*Fluctuations in Uncertainty*», *Journal of Economic Perspectives*,

Entre los efectos de la COVID-19 se anticipó, por tanto, el de provocar dificultades a la transición energética por tres razones básicamente: Primero, porque era un problema clásico de acción colectiva que iba a mostrar la dificultad de controlar comportamientos de *free riding* que estaban proliferando, tanto a nivel de empresas y consumidores individuales como a nivel de estados y regiones; segundo, porque iba a demostrar la relevancia de contar con un apoyo ciudadano fuerte y con su educación para abordar este tipo de problemas; y tercero, porque revelaría la fuerte conexión entre crecimiento económico y emisiones de CO₂ y, por tanto, los problemas de su eliminación⁵¹. Además, absorbería recursos financieros en un entorno en el que, en general, el mundo se empobrecía y la financiación de la transición competía con nuevas y enormes necesidades de inversión, tanto en el terreno de la salud pública como en la defensa y sostenimiento de los sectores económicos tradicionales.

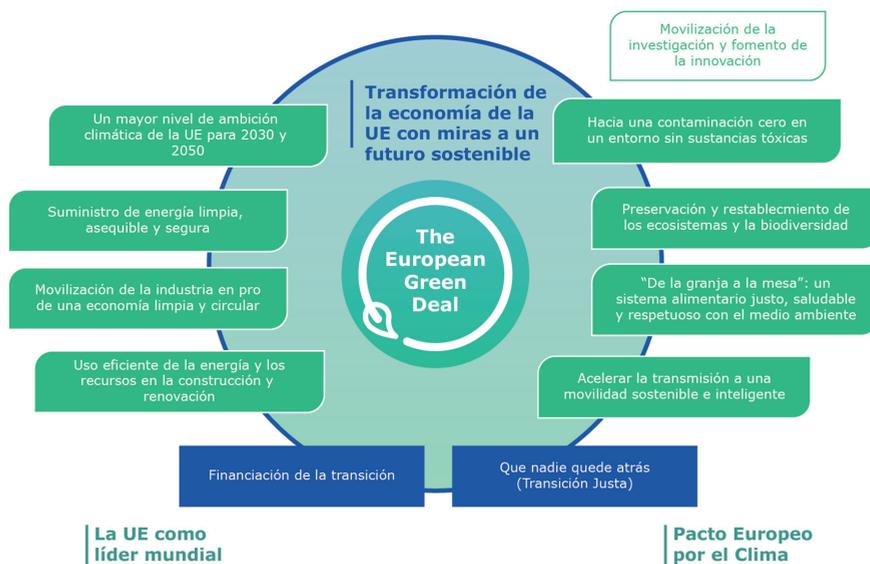


Figura 1: El Pacto Verde Europeo. Fuente: Comisión UE.

Spring, 2014 para revisar la literatura económica que soporta esta afirmación. <https://voxeu.org/article/economic-uncertainty-wake-covid-19-pandemic#:~:text=-Measures%20of%20economic%20uncertainty%20derived,thus%20necessitating%20forward%2Dlooking%20measures.> (Consultado en enero de 2021).

⁵¹ BORDOFF, Jason: «Sorry, but the Virus Shows Why There Won't Be Global Action on Climate Change» *Foreign Policy*. 27 de marzo de 2020. <https://foreignpolicy.com/2020/03/27/coronavirus-pandemic-shows-why-no-global-progress-on-climate-change/>. (Consultado en enero de 2021).

No obstante, dirigentes públicos, directivos de empresa, y personas influyentes desde centros de investigación y *think-tanks* llamaron también desde el principio a la movilización pública y privada en todo el mundo para conseguir una recuperación resiliente, mediante una economía circular y sostenible como respuesta al impacto económico del coronavirus. Los cerca de 10 trillones de USD (diez millones de millones de USD) que los gobiernos han decidido movilizar en el mundo, según el Club de Roma, constituyen una oportunidad sin precedentes para «salir del camino de un crecimiento desadjetivado a cualquier coste y de la vieja economía de los combustibles fósiles para entrar en un equilibrio duradero entre gente, prosperidad y límites planetarios»⁵².

Esta estrategia de salida y recuperación económica post COVID-19 justificó que, en septiembre de 2020, la presidenta de la Comisión, Úrsula Von der Leyen, anunciara formalmente como objetivo una reducción por encima del 40 % en gases de efecto invernadero (GEI)⁵³ respecto al nivel de emisiones de 1990. Los Estados miembros deberán ser capaces de aprovechar los 750 000 millones de euros del fondo de recuperación y los más del millón de millones de euros (1 073 000 millones de euros) del Marco Financiero Plurianual (MFP) para financiar inversiones en la transición ecológica y reforzar la producción de energía renovable. Aproximadamente el 37 % de todos estos fondos se destinarán a inversiones relacionadas con el PV. Las primeras evaluaciones realizadas por la UE sobre los PNIEC nacionales indican que, en general, los Estados miembro están acelerando el proceso de transición y que el objetivo inicial del 32 % de generación renovable para 2030 puede superarse y llegar a cerca del 34 % cuando esta revisión finalice.

Así pues, un año después de su formulación inicial, y pese a las tensiones y dudas creadas inicialmente por la crisis económica y social, las respuestas dadas desde las instituciones europeas, haciendo del PV el eje principal de su estrategia de recuperación

⁵² ELLEN MACARTHUR FOUNDATION: «The circular economy: a transformative Covid-19 recovery strategy. How policymakers can pave the way to a low carbon, prosperous future». 2020.

⁵³ Las emisiones GEI son gases atmosféricos que absorben y emiten radiación dentro del rango infrarrojo. Son los principales responsables del efecto invernadero, causa del calentamiento global. Los gases de efecto invernadero directo son: dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O), hidrofluorocarbonos (HFC), perfluorocarbonos (PFC) y hexafluoruro de azufre (SF₆).

y dotándolo de un volumen considerable de fondos, aportados mediante emisiones de bonos sociales con respaldo conjunto europeo, y de un nuevo MFP con nuevos recursos propios⁵⁴, han sido contundentes. Todas estas respuestas sitúan a la UE a las puertas de una transición verde, que puede hacer realidad su proyecto más ambicioso desde su creación y consolidarla como ejemplo de institución supranacional construida sobre principios más amplios y complejos, superadores de los que dieron lugar al orden internacional de la segunda mitad del siglo XX.

Las políticas del Pacto Verde Una mayor ambición climática

En marzo de 2020, la Comisión anunció su propuesta para una Ley del Clima⁵⁵ europea, con la finalidad de elevar a nivel legislativo los objetivos del PV, en particular convertir a Europa en el primer continente con neutralidad climática para 2050. La Ley del Clima supondrá así un compromiso firme y legal de los objetivos del PV, para dar seguridad acerca del mismo a inversores, empresas, ciudadanos y comunidad internacional.

En continuidad con la experiencia europea reciente, la Ley del Clima busca alcanzar sus objetivos mediante normas de gobernanza; esto es, mediante una regulación detallada de procesos, así como de su seguimiento y control. La Ley, en línea con el TFUE y con lo ya establecido en la segunda directiva de renovables y el Reglamento de Gobernanza, propone como medio para conseguir el cumplimiento de la neutralidad climática por parte de cada Estado miembro, un sistema de gobernanza efectivo mediante la emisión de informes de seguimiento, la propuesta de medidas correctoras y la revisión periódica de objetivos para adaptarlos, cada cinco y diez años, a la realidad dominante en cada periodo de tiempo. El proyecto europeo de Ley del Clima se sitúa así en el terreno de las normas jurídicas aprobadas por distintos países europeos para establecer marcos de actuación plurianuales

⁵⁴ El marco para la emisión de bonos europeos respaldados por el conjunto de la Unión para financiar el Programa SURE se aprobó por la Comisión en octubre de 2020, y la asignación de un nuevo conjunto de recursos propios para dotar el Marco Financiero Plurianual 2021-2027 fue adoptado por el Consejo Europeo en diciembre de 2020.

⁵⁵ La Propuesta de Ley del Clima [COM (2020) 80 final] de la Comisión fue adoptada por el Parlamento en octubre de 2020 para su debate con el Consejo Europeo que, entre octubre y diciembre, fijó su postura para continuar con el proceso legislativo ordinario de la UE.

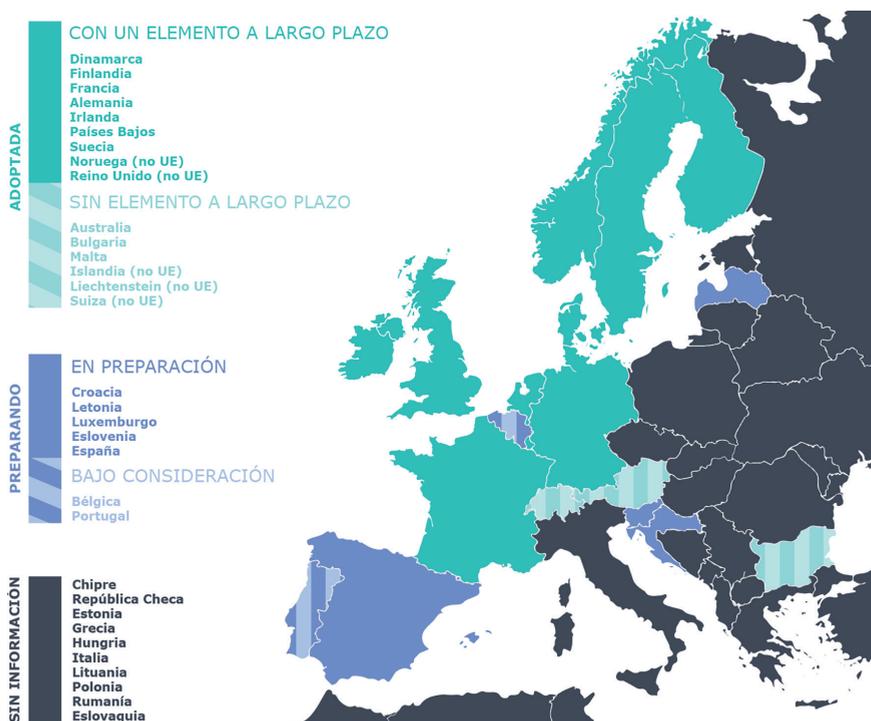


Figura 2. La Ley del Clima en distintos países europeos. Fuente: Ecologic Institute and European Climate Foundation.

y amplios que ofrezcan seguridad y garantías, a medio y largo plazo, para cumplir los objetivos del Acuerdo de París⁵⁶.

Suministro de energía limpia, asequible y segura

Puesto que la producción y utilización de energía es responsable al menos del 75 % de las emisiones GEI en la UE, el PV busca reducir estas emisiones impulsando la eficiencia energética, la sustitución de generación mediante combustibles fósiles por fuentes renovables, la descarbonización del gas y el despliegue de nuevas infraestructuras como redes inteligentes, las redes de hidrógeno, la captura, el almacenamiento, así como el uso del carbono y el almacenamiento de energía.

En el ámbito interno, el cumplimiento de estos objetivos por los diferentes Estados miembro se controlará mediante el

⁵⁶ EUROPEAN CLIMATE FOUNDATION. «Climate Laws in Europe good practices in net-zero management». Ecologic Institute. NET ZERO 2050. Febrero de 2020. <https://europeanclimate.org/net-zero-2050/>. (Consultado en enero de 2021).

seguimiento de los PNIEC. La Comisión velará acerca de la ambición de los objetivos propuestos en cada uno de ellos, y propondrá modificaciones y nuevos objetivos si estos no fueran suficientes.

El PV reclama también una mayor cooperación transfronteriza y regional, sobre todo entre los Estados miembro, para conseguir infraestructuras innovadoras como las redes inteligentes, las redes de hidrógeno, la captura, el almacenamiento y el uso del carbono, y el almacenamiento de energía, al tiempo que se facilita la integración sectorial⁵⁷.

Puesto que las infraestructuras europeas están anticuadas y obsoletas, el esfuerzo de cooperación entre los Estados miembro deberá ser notable. En los últimos años, las inversiones europeas en redes se han mantenido estables y han alcanzado un valor cercano a los 50 000 millones de USD al año. Sin embargo, cumplir los objetivos del PV requerirá volúmenes muy superiores en los próximos años⁵⁸.

Movilizar la industria en pro de una economía limpia y circular

El PV reconoce que transformar un sector industrial y toda su cadena de valor puede llevar unos 25 años, toda una generación, por lo que se reclaman actuaciones inminentes para los próximos 5 años, así como elevar considerablemente el porcentaje de materiales reciclados utilizados, que actualmente es del 12 %. Una estrategia industrial y el Nuevo Plan de Acción de la Economía Circular⁵⁹ buscan descarbonizar las cadenas de valor y utilizar materiales reciclados, reforzando el carácter circular y sostenible de la economía. Uno de los requisitos previos es asegurar el suministro de materias primas sostenibles, en particular las que resultan críticas para tecnologías limpias y aplicaciones digitales, especiales y de defensa.

Uso eficiente de la energía y los recursos en la construcción y renovación de edificios

Los edificios representan el 40 % de la energía consumida y se renuevan a una tasa anual que, al menos, deberá duplicarse en

⁵⁷ COM (2019) 640 final.

⁵⁸ INTERNATIONAL ENERGY AGENCY: «World Energy Investment 2020». Julio 2020.

⁵⁹ COM (2020) 98 final.

los próximos años para conseguir los objetivos del PV. Los materiales utilizados en la construcción deberán satisfacer las necesidades de la economía circular e impulsar «la digitalización y la capacidad de adaptación del parque inmobiliario al cambio climático». Aplicar esta política de eficiencia energética a los edificios antiguos y nuevos solo parece factible mediante, al menos, dos condiciones: unos precios relativos que incluyan el coste de emisiones en cada material; y unos reglamentos detallados sobre condiciones de comercialización de productos y materiales para la construcción⁶⁰. Ambos requisitos implican costes de producción que podrían crear asimetrías, tanto entre proveedores de materiales de construcción como entre regiones. La IEA ha detectado y avisado sobre estos desequilibrios para los 66 000 millones de USD anunciados hasta octubre de 2020 por los gobiernos del mundo para gastar en medidas relacionadas con la eficiencia energética, y como parte de las medidas de estímulo adoptadas en respuesta a la pandemia de la COVID-19. Europa es responsable del 86 % de estos fondos públicos y el 14 % restante se reparte entre Asia-Pacífico y Norteamérica⁶¹.

Acelerar la transición a una movilidad sostenible e inteligente

El objetivo que señala el PV es una reducción del 90 % de las emisiones procedentes de todo tipo de transporte de aquí a 2050. Es un objetivo sumamente ambicioso que requerirá medidas en todas las modalidades del transporte: terrestre, aéreo y marítimo.

Para ello, según el PV: «La Comisión propondrá ampliar el comercio de derechos de emisión europeo al sector marítimo y reducir los derechos asignados gratuitamente a las líneas aéreas en el Régimen de Comercio de Derechos de Emisión de la UE. Esto se coordinará con una acción a nivel mundial, especialmente en la Organización de Aviación Civil Internacional y en la Organización Marítima Internacional»⁶². A corto plazo, la Comisión se fija también como objetivo para 2025 que haya cerca de 1 millón de estaciones públicas de carga y repostaje para los 13 millones de vehículos de emisión cero, básicamente eléctricos, que se espera circulen por las carreteras europeas para esas fechas.

⁶⁰ El PV anuncia la adaptación del Reglamento (UE) n.º 305/2011, por el que se establecen condiciones armonizadas para la comercialización de productos de construcción y se deroga la Directiva 89/106/CEE del Consejo.

⁶¹ INTERNATIONAL ENERGY AGENCY: «Energy Efficiency 2020». Diciembre 2020.

⁶² COM (2019) 640 final.

El consumo de energía del sector transporte estimado para 2020 ha sido un 10 % menor que el de 2019, con un 11 % de caída en el consumo de crudo (unos 6 millones de barriles/día). Esta caída está aumentando el uso de energía por pasajero, pero deja inciertos los efectos post-COVID, puesto que un desplazamiento de viajeros de la aviación al ferrocarril reduciría la intensidad energética por viajero, aunque la aumentaría si el desplazamiento es hacia el transporte por carretera. La IEA anuncia que se necesitarán políticas públicas contundentes dirigidas a potenciar la electrificación del transporte para no volver a comportamientos prepandemia⁶³.

De la granja a la mesa: un sistema alimentario justo, saludable y respetuoso con el medio ambiente

El PV propone vincular los objetivos climáticos a la política agrícola y pesquera tradicionales de la UE. Incentivar la agricultura ecológica, la agroecología, la agrosilvicultura y normas más estrictas en materia de bienestar de los animales. Se tomarán medidas también en materia de transporte, almacenamiento, envasado y residuos alimentarios, y no se autorizarán alimentos importados que no cumplan las normas medioambientales de la UE.

En aplicación de lo establecido en el PV, en mayo de 2020 la Comisión hizo pública su estrategia agrícola especificando los siguientes objetivos:

- Reducir en un 50 % el uso y el riesgo de los plaguicidas químicos más peligrosos.
- Reducir las pérdidas de nutrientes al menos un 50 %.
- Reducir el uso de fertilizantes al menos un 20 %.
- Reducir las ventas de antimicrobianos para los animales de granja.
- 25 % de las tierras agrícolas en producción ecológica.

Para conseguir estos objetivos, la Comisión propone revisar normas reglamentarias existentes, así como la creación de otras nuevas y la mejora de las herramientas de coordinación intracomunitarias⁶⁴. Esta coordinación resulta básica si se admite que la consecución de estos objetivos requiere «flexibilidad y adaptación a la realidad de cada Estado miembro». Además, esta estra-

⁶³ INTERNATIONAL ENERGY AGENCY: «Energy Efficiency 2020». Diciembre 2020.

⁶⁴ COM (2020) 381 final.

tegia, para tener éxito, debe ser compatible con mantener un sector agrícola y ganadero competitivo con el resto de los países con los que compite. Y la única solución para ello, si no se quiere poner fronteras y limitar el comercio mundial, es encontrar un «mismo marco normativo sin desigualdades y con unas reglas de juego lo más comunes posibles»⁶⁵.

Preservación y restablecimiento de los ecosistemas y la biodiversidad

El PV, tras un primer llamamiento a los «socios mundiales» de la UE para detener la pérdida en biodiversidad de los ecosistemas, culpable de catástrofes naturales, plagas y enfermedades, anunció una estrategia de la UE sobre diversidad para 2030. En cumplimiento de lo anunciado, la Comisión, en mayo de 2020, hizo pública la Estrategia de la UE sobre Biodiversidad para 2030: traer la naturaleza de vuelta a nuestras vidas. En esta estrategia se afirma: «La UE está dispuesta a demostrar ambición para invertir la pérdida de biodiversidad, asumir el liderazgo mundial predicando con el ejemplo y la acción, y es su propósito contribuir a acordar y adoptar un marco mundial transformador para después de 2020 en la decimoquinta Conferencia de las Partes en el Convenio sobre la Diversidad Biológica⁶⁶».

Previamente reconoce que, para proteger y recuperar la naturaleza, hace falta algo más que legislación. Propone crear espacios naturales protegidos en al menos el 30 % de la superficie terrestre y marítima de la UE, recuperar ecosistemas terrestres y marítimos mediante límites a la expansión urbana, el control de especies invasoras, la eliminación de prácticas agrarias y pesqueras agresivas con el medioambiente, y anuncia la propuesta de objetivos vinculantes en materia de recuperación de la naturaleza, así como un nuevo mecanismo de seguimiento y revisión que incluirá un conjunto claro de indicadores acordados para practicar la evaluación de este seguimiento.

⁶⁵ Declaraciones a la revista *Agricultura* de dirigentes de asociaciones agropecuarias el 16 de junio de 2020. Accesibles en http://www.revistaagricultura.com/de-la-granja-a-la-mesa/economia/estrategia-de-la-granja-a-la-mesa-en-busca-de-una-solucion-armonizada_12078_39_15135_0_1_in.html. (Consultada en enero de 2021).

⁶⁶ COM (2020) 380 final.

Aspirar a una contaminación cero para un entorno sin sustancias tóxicas

Bajo esta acepción, el PV presenta un conjunto de actuaciones que afectan, sobre todo, a las autoridades locales y regionales para mejorar la calidad del aire, aguas subterráneas y superficiales, suelo y productos de consumo. Anuncia un plan de acción para «contaminación cero» que la Comisión deberá adoptar en 2021. En junio 2020, la Comisión elaboró un informe al Parlamento y al Consejo sobre los avances realizados en la ejecución de la Directiva (UE) 2016/2284 relativa a la reducción de las emisiones nacionales de determinados contaminantes atmosféricos. El informe es crítico respecto a lo conseguido en aplicación de la Directiva, tanto en aspectos formales como de fondo. Solo ocho Estados miembro presentaron en plazo sus Programas Nacionales de Control de la Contaminación Atmosférica (PNCCA), diez y seis los presentaron fuera de plazo, pero antes de mayo de 2020, dos solo presentaron un borrador para esa fecha y otros dos (Grecia y Rumania) a la fecha de publicación del informe no habían presentado ni programa ni borrador.

Respecto a las Políticas y Medidas (PyM) incluidas en los PNCCA, la Comisión manifiesta: «En general, los PNCCA no ofrecen información suficiente sobre las PyM para confirmar con seguridad su credibilidad; falta especialmente información relativa a la adopción prevista de PyM, su calendario de aplicación y el nivel de reducciones de emisiones previsto. Además, para alrededor de un tercio de los Estados miembros analizados, existen algunas incoherencias significativas entre las proyecciones notificadas en virtud del artículo 10, apartado 2 de la Directiva y aquellas incluidas en los PNCCA, lo cual plantea interrogantes sobre si las medidas propuestas en los PNCCA son adecuadas». A pesar de todo esto, el informe confía en que la aplicación del PV y el apoyo desde los fondos y programas de financiación de la Unión faciliten la consecución de los objetivos de la Directiva, puesto que las distintas iniciativas que propone el PV (mayor ambición climática, eficiencia energética, desarrollo de renovables, etc.) reducirán las emisiones de contaminantes y GEI.

Los requisitos

Además de establecer los objetivos estratégicos, y de describir el conjunto de políticas y herramientas que pueden utilizarse para

conseguirlos y que se acaban de mencionar, el PV enfatiza como necesidades o requisitos que, horizontalmente, deben estar presentes en todas estas políticas: 1) tener presente y compensar los costes sociales que pudieran provocarse y 2) contar con la financiación imprescindible.

Además, el PV menciona dos pilares que le dan soporte y garantizan su éxito y que son: la consolidación de la UE como líder mundial en la promoción y aplicación de políticas de medioambiente, clima y energía; y la incorporación de los ciudadanos al diseño y aplicación de estas políticas mediante un Pacto Europeo por el Clima, de manera que «la transición verde ocupe un lugar destacado en el debate sobre el futuro de Europa»,⁶⁷ vinculando así el éxito del PV al futuro de la Unión de manera clara y explícita.

Una transición justa

Desde un principio, la declaración que hace público el PV es consciente de que, si no se adoptan las políticas sociales y económicas complementarias adecuadas, la transición a la neutralidad climática podría reforzar las desigualdades dentro de la UE, o incluso generar otras nuevas y fallar en un elemento clave como es el apoyo de los ciudadanos europeos y la unidad de los Estados miembro en torno al mismo.

Según el informe de Bruegel para el Parlamento Europeo⁶⁸, la idea de una transición justa está históricamente muy arraigada en las instituciones europeas (Fondo para el Reciclaje Profesional y la Reubicación de los Trabajadores en el marco de la CECA y Fondo Social Europeo en el Tratado de Roma). Su formulación más explícita y el uso del término como tal, sin embargo, se introdujo en el debate político por los sindicatos norteamericanos con el fin de compensar a los trabajadores por las pérdidas de trabajo asociadas a la protección del medioambiente. Tras su incorporación a los debates anuales de las conferencias de las partes en el marco de la Convención de Naciones Unidas para el Cambio Climático y de la publicación en 2015 por parte de la OIT

⁶⁷ COM (2019) 640 final.

⁶⁸ CAMERON, Aliénor y CLAEYS, Grégory *et al.*: «Un Fondo de Transición Justa: el mejor modo de aprovechar el presupuesto de la Unión Europea para favorecer la necesaria transición de los combustibles fósiles a la energía sostenible» Informe solicitado por la Comisión de Presupuestos del Parlamento Europeo a Bruegel. Abril 2020. Disponible en <https://www.europarl.europa.eu/committees/es/supporting-analyses-search.html>. (Consultado en enero 2021).

de sus «Directrices para una Transición Justa», quedó incluido en el preámbulo del Acuerdo de París en 2016. En el seno de la UE, el concepto se sustenta en varios textos jurídicos y políticos: desde el paquete Juncker de Unión de la Energía hasta el Reglamento de Gobernanza de 2018⁶⁹.

El PV incluye un mecanismo para una transición justa que busca apoyar a los sectores y regiones más afectados y expuestos con el fin de no dejar a nadie rezagado. Este mecanismo busca compensar a aquellas regiones y sectores más afectados, dada su dependencia de los combustibles fósiles, incluidos el carbón, la turba y el esquisto bituminoso, o los procesos industriales intensivos en GEI. Algunos de estos sectores desaparecerán, otros se reducirán y otros deberán transformarse, invirtiendo en alternativas tecnológicas que limpien los procesos intensivos en emisiones⁷⁰.

En enero de 2020, la Comisión propuso el Fondo de Transición Justa (FTJ) para apoyar a las regiones más afectadas y dotó este Fondo con 7 500 millones de euros, que sería complementado, dentro del mecanismo, por fondos presupuestarios y por cofinanciación con los Estados miembro. Esta propuesta fue reformada e incrementada en mayo de 2020⁷¹ para adaptarla al plan de recuperación. En las reuniones entre el 17 y el 21 de julio, el Consejo Europeo acordó una cantidad menor para el plan de recuperación y el MFP 2021-2027, reduciendo por tanto el FTJ, lo que fue fuertemente criticado por el Parlamento que, en el pleno del 23 de julio, retó al Consejo a que justificara las reducciones masivas en los presupuestos del FTJ y de «InvestEU»⁷² en el contexto del PV,

⁶⁹ REGLAMENTO 2018/1999 sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima.

⁷⁰ La infraestructura del carbón está presente en 108 regiones europeas y cerca de 237 000 personas trabajan en actividades relacionadas con el carbón, mientras que casi 10 000 personas están empleadas en actividades de extracción de turba y alrededor de 6000 lo están en la industria del esquisto bituminoso. COM (2020) 22 final. Propuesta de REGLAMENTO DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO por el que se establece el FTJ.

⁷¹ Después de la COVID-19, la Comisión publicó en mayo de 2020 una nueva propuesta, conjunta con el Parlamento, de reglamento por el que se establece el FTJ y en su exposición de motivos considera que «... a fin de evitar el incremento de las disparidades y un proceso de recuperación desigual, resulta necesario prestar apoyo adicional a los Estados miembros y las regiones a corto y medio plazo, con el fin de ayudar a sus economías y sociedades a capear la situación, así como de garantizar la recuperación rápida y sostenible de sus economías». COM (2020) 460 final.

⁷² InvestEU es un programa europeo que, siguiendo el modelo del Plan de Inversiones bajo el Plan Juncker, reúne un conjunto de fondos europeos para movilizar inversiones públicas y privadas con las garantías cubiertas por el presupuesto europeo.

considerando que era una prioridad europea a largo plazo que no debería ponerse en riesgo.

Tras la resolución del pleno en septiembre, las negociaciones con el Consejo y la Comisión sobre todos los puntos –excepto la dotación financiera, que se acordaría en las negociaciones paralelas sobre el MFP, según recomendación del Parlamento– deberían comenzar lo antes posible. En diciembre de 2020, el Parlamento y el Consejo llegaron a un acuerdo político sobre la propuesta de la Comisión para dotar al FTJ con 17 500 millones de euros, de los cuales 7 500 irán con cargo al MFP y 10 con cargo al NextGenerationEU⁷³.

Además del FTJ, el mecanismo contará con otros dos pilares. En conjunto, el mecanismo estará compuesto por:

- 1) Un fondo específico para una transición justa, ejecutado en régimen de gestión compartida, que se centrará en la diversificación económica de los territorios más afectados.
- 2) Un régimen específico en InvestEU que ofrece una garantía, con cargo al presupuesto de la Unión, para apoyar las inversiones y el acceso a la financiación UE en proyectos de energía y transporte.
- 3) Un mecanismo de préstamos al sector público a través del BEI para medidas en general que faciliten la transición a la neutralidad climática.

Las características que se estiman apropiadas para este mecanismo es que debe estar impulsado a nivel local, incluir políticas de bienestar y trabajo específicas, formar parte de una estrategia a largo plazo en favor de la descarbonización y el desarrollo de las economías locales, y permitir evaluaciones y modificaciones periódicas⁷⁴.

Consiste en un *hub* para prestar servicios de consultoría y apoyo a proyectos en busca de financiación, una base de datos accesible para inversores y proyectos, y las mencionadas garantías con cargo al presupuesto europeo.

⁷³ NextGenerationEU es un instrumento temporal de recuperación que nació dotado con 750 000 millones de euros para contribuir a reparar los daños económicos y sociales causados por la pandemia del coronavirus. Junto con el Marco Financiero Plurianual, adoptado finalmente el 17 de diciembre de 2020, constituye un total de 1,8 millones de millones de euros destinados a reconstruir una Europa que será más ecológica, digital y resiliente.

⁷⁴ Estas características deberán desarrollarse en la reglamentación correspondiente y, de momento, solo constituyen la opinión del informe de Bruegel manifestada en CAMERON, Aliénor y CLAEYS, Grégory *et al.* *Ibid.*

Movilizar la financiación necesaria

Si establecer las dotaciones FTJ para financiar la transición justa solo ha sido posible tras horas de debates y negociaciones a lo largo de 2020 en el seno de las instituciones europeas, acordar el marco adecuado para mover toda la financiación necesaria para cubrir las necesidades del PV no parece tarea fácil. Las inversiones asociadas al PV se estima que alcancen anualmente el 1,5 % de PIB de la UE (el 16 % en 10 años hasta el 2030). Esto supondrá entre 175 000 y 290 000 millones de euros de inversión adicional anual durante las próximas décadas; lo que significa que los instrumentos financieros actuales, tanto de la UE como del Banco Europeo de Inversiones (BEI), los mercados de capital, la banca privada y otras instituciones financieras, se someterán a una fuerte tensión, deberán captar más recursos y probablemente se producirán reasignaciones importantes en su peso relativo⁷⁵. Esta inversión deberá cubrirse mediante recursos públicos, con cargo a los presupuestos de la Unión y de los Estados miembro, y mediante recursos privados aportados mediante distintos instrumentos financieros.

Después de marzo de 2019, y convertido el PV en eje de la estrategia europea de recuperación, los acuerdos alcanzados en la Comisión, el Parlamento y el Consejo a finales de 2020 movilizarán en los próximos años un volumen de recursos con cargo a los presupuestos de la UE que será «el mayor jamás financiado»⁷⁶. Más del 30 % de estos fondos se destinará a la lucha contra el cambio climático, añadiéndose a los recursos, públicos y privados, necesarios para financiar el PV que se calculan en unos 260 000 millones de euros al año, para cada uno de los años de aquí a 2030 (unos 2,6 millones de millones de euros en los próximos 10 años).

Para alcanzar esta cuantía, la UE tendrá que realizar un esfuerzo en definir las diferentes modalidades de financiación a utilizar y en movilizarlas. Por lo que respecta a la parte pública de la que la EU es directamente responsable, los 1,8 billones de euros se obtendrán combinando, por primera vez en su historia, préstamos obtenidos en los mercados financieros siendo respaldados

⁷⁵ Ver LEHMAN, Alexander and BRUEGEL: *Ibid.*

⁷⁶ Como ya se ha comentado, el paquete por un valor total de 1,8 billones de euros (1,8 millones de millones de euros) incluye 0,75 billones del fondo para la recuperación del NextGenerationEU y 1,074 billones del MFP 2021-2027 https://ec.europa.eu/info/strategy/recovery-plan-europe_es.

por el conjunto de la UE, con recursos tributarios propios, obtenidos directamente de empresas y ciudadanos (mecanismo de ajuste en frontera para las emisiones de carbono, impuesto digital, régimen de derechos de emisión, impuesto sobre transacciones financieras y nueva base imponible común en el impuesto sobre sociedades). Del resto, una parte quedará a cargo de los Estados miembro (unos 114 000 millones de euros) y otra necesariamente deberá financiarse mediante capital privado, aunque con ayuda o garantías del Banco Europeo de Inversiones (BEI) o algún tipo de apoyo público a la cobertura de los riesgos asociados a la inversión.

Además, la UE contempla varias iniciativas e instrumentos regulatorios para incentivar y canalizar la inversión privada hacia los objetivos del PV:

- La primera es contar con una taxonomía, o conjunto de criterios, armonizados para que una determinada actividad económica sea considerada como sostenible medioambientalmente a efectos políticos, industriales y de inversión⁷⁷.
- La segunda es mejorar las obligaciones de información de los creadores de productos financieros, asesores y distribuidores acerca del impacto de la sostenibilidad medioambiental en la rentabilidad financiera y riesgos de los productos financieros que emiten, asesoran o distribuyen⁷⁸.
- La tercera consiste en regular los índices de referencia que informan sobre el impacto carbónico de carteras y productos de inversión que se pueden vender de forma transfronteriza: estos índices se agrupan en los que informan de la transición climática en la UE y los que informan del cumplimiento de los Acuerdos de París⁷⁹.
- Otras iniciativas que aún no han tomado forma jurídica se refieren a reforzar la cooperación internacional, establecer un criterio estándar para las emisiones de bonos verdes⁸⁰, exigir

⁷⁷ En mayo de 2018, la Comisión publicó una propuesta de taxonomía para la cualificación de proyectos verdes. En 2019 se emitió un informe de expertos sobre los criterios para establecer esta taxonomía de productos sostenibles; esto es, «... una lista de actividades económicas valoradas y clasificadas según su contribución a los objetivos de las políticas de la UE relacionadas con la sostenibilidad». En diciembre de 2019 el Parlamento Europeo y el Consejo acordaron avanzar en una Regulación de la Taxonomía. El Reglamento fue finalmente aprobado el 18 de junio de 2020: REG (UE) 2020/852.

⁷⁸ REG (UE) 2019/2088.

⁷⁹ REG (UE) 2019/2089.

⁸⁰ Los bonos verdes son bonos emitidos por diferentes instituciones (empresas, bancos, entidades locales, gobiernos, etc.) para financiar inversiones en activos que cumplen

a las entidades financieras que tomen en consideración las preferencias sobre sostenibilidad de sus clientes, mejorar la transparencia en la información pública de las empresas, e integrar la sostenibilidad en la integración de riesgos de las decisiones financieras y en la necesidad de adaptar los criterios de prudencia en el tratamiento de activos⁸¹.

El BEI aprobó en noviembre de 2020 una hoja de ruta para convertir al banco en un verdadero banco climático ante su programa de inversiones entre 2021 y 2025. Para ello, dará apoyo a inversiones en acción climática y sostenibilidad medioambiental por valor de 1 millón de millones de euros en la década hasta 2030. Todas sus actividades, a partir de finales de 2020, estarán alineadas con los objetivos del Acuerdo de París. En 2025 espera que más del 50 % de sus programas de financiación estén destinados a inversiones verdes. Aumentarán los servicios de consultoría y financiación que presten para tecnologías bajas en emisiones, y darán apoyo a los mercados de productos financieros verdes, adaptación al cambio climático y proyectos englobados en el Fondo de Transición Justa.

Una de las fuentes de financiación más utilizadas, no solo en la UE sino también en el resto del mundo, ha sido la de los bonos verdes⁸² desde que, en 2009, el Banco Mundial lanzara la primera emisión. El problema es que, en estos primeros años, los

ciertos requisitos para la mejora del medioambiente, de los cuales los más reconocidos son los Green Bond Principles (GBPs) de la International Capital Market Association (ICMA). <https://www.icmagroup.org/sustainable-finance/> (consultado enero 2021).

⁸¹ Estos mecanismos están en vías de estudio y bajo procesos de consulta pública. Una de las propuestas consiste en relajar las obligaciones de capital de las entidades financieras para respaldar los créditos verdes, incluidos los destinados a las mejoras en la eficiencia de los edificios. El *think tank* europeo Bruegel, sin embargo, es muy crítico con este tipo de mecanismos de apoyo porque piensa que no son efectivos y no están suficientemente justificados por los problemas de riesgo moral y los incentivos a una infravaloración de riesgos que pueden provocar. Ver LEHMAN, ALEXANDER and BRUEGEL: «European green finance is expanding, a discount on bank capital would discredit it». Blog Post 15 de enero de 2020. Accesible en: <https://www.bruegel.org/2020/01/european-green-finance-is-expanding-a-discount-on-bank-capital-would-discredit-it/> (consultado en enero de 2021).

⁸² La revista Funds&Markets en octubre 2020 afirmaba: «A día de hoy, el mercado mundial de bonos verdes -bonos similares a los tradicionales que se usan para financiar proyectos que tienen beneficios ambientales-, se mueve en torno a los 662000/672000 millones de euros y se espera que crezca hasta el billón de euros para finales de 2021 y hasta los 2 billones al término de 2023, según los cálculos de NN Investment Partners». <https://dirigentesdigital.com/bolsas-y-mercados/el-mercado-de-bonos-verdes-alcanzara-los-dos-billones-de-euros-en-tres-anos> (consultado enero 2021).

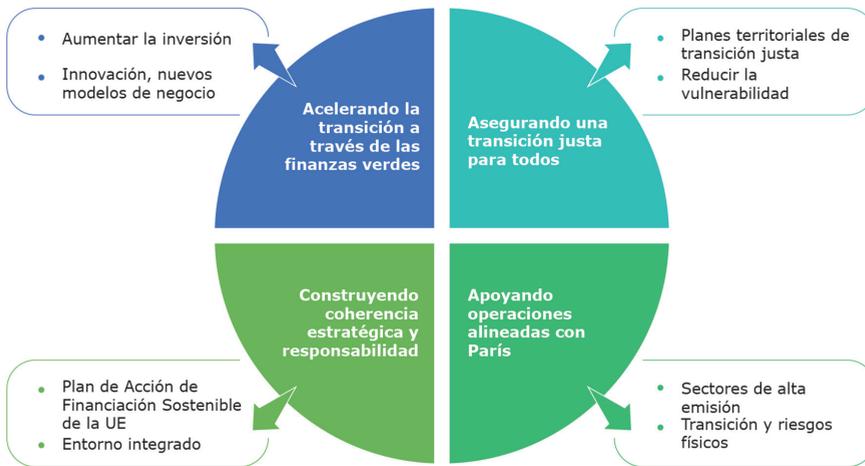


Figura 3: Principales líneas de trabajo de la Hoja de Ruta del BEI como Banco Climático. Fuente: BEI.

criterios para calificar una emisión como tal han sido excesivamente amplios y se han referido a proyectos individuales más que a empresas, lo que habría evitado compensar la reducción de emisiones en un área o actividad determinada con un aumento en otras adyacentes, por ejemplo de la misma empresa emisora⁸³. La preocupación por unos estándares más precisos llevó a que, en junio de 2019, un grupo de expertos de la UE (TEG, por sus siglas en inglés) emitiera, a petición de la Comisión, un informe en el que recomendaba la adopción de un estándar europeo para calificar los activos cuya financiación quedaría bajo la consideración de bonos verdes. El informe proponía esta estandarización con el fin de mejorar la transparencia, efectividad, comparabilidad y credibilidad del mercado de bonos verdes⁸⁴.

Consecuencias geopolíticas del PV

Las consecuencias de un programa tan ambicioso como el PV europeo son muy amplias, y difíciles de identificar mediante

⁸³ EHLERS, Torsten and BENOIT MOJON and FRANK PACKER: «Green bonds and carbon emissions: exploring the case for a rating system at the firm level». BIS Quarterly Review, septiembre 2020.

⁸⁴ Este informe de la Comisión del Grupo Técnico de Expertos (TEG) de junio de 2019 contenía unas recomendaciones a partir de las cuales el mismo TEG elaboró una «Guía de Uso» en marzo de 2020 y en junio de 2020 la Comisión lanzó una Evaluación de Impacto Inicial y una consulta pública para valorar si comenzar una iniciativa legislativa a implementar a lo largo de 2021 y 2022.

una enumeración detallada y completa. Pero una vez descritos los objetivos, las políticas y los requisitos del PV, conviene mencionar algunas de sus principales consecuencias, que afectarán tanto a las relaciones de la UE con otros bloques de poder mundial como a las relaciones internas entre sus Estados miembros. Esta exploración nos dará una idea de la magnitud y de las dificultades, desde una perspectiva geopolítica, que implica aplicar este eje estratégico de la política europea. También de su capacidad transformadora, y de su potencial movilizador para conseguir un mundo sostenible y equilibrado que nos aleje, al menos en un futuro inmediato, de un posible camino autodestructivo.

Refuerzo de los flujos financieros internacionales

La experiencia de la financiación verde en el mundo, hasta el momento, es ambivalente, y presenta éxitos y fracasos. En la reunión de Copenhague de 2009, los países desarrollados de la OCDE prometieron a los países del sur 100 000 millones de USD al año para proyectos de desarrollo de energías limpias. Pero en los siete años que median entre 2010 y 2016, las inversiones de estos países en el exterior, incluyendo las de países en vías de desarrollo, solo alcanzaron los 112 000 millones de USD para este conjunto de años⁸⁵.

Se calcula que, para financiar la transición verde en el mundo, se requerirán inversiones anuales de cerca de 1 millón de millones de USD. Las inversiones en infraestructuras para energía, transporte, agua potable y saneamiento, así como telecomunicaciones para los próximos 15 años, se estimaba en 2017 que tendrían que alcanzar los 80-90 millones de millones de USD en los 15 años siguientes. Estas inversiones corresponden, básicamente, a activos de riesgo a largo plazo e intensivos en el uso del capital, por lo que tienen periodos de maduración largos que difícilmente se abordarán, sobre todo en los comienzos de la transición verde, por instituciones financieras privadas, generalmente con opción a oportunidades de inversión con igual o mayor rentabilidad, más liquidez, menores plazos de vencimiento y por tanto, aparentemente, menor riesgo.

⁸⁵ HARRIS, Jerry: «Can China's Green Socialism transform global capitalism?». *Civitas*, Porto Alegre, v. 19, n. 2, p. 354-373, May-Aug. 2019. <https://doi.org/10.15448/1984-7289.2019.2.31972> (consultado en enero de 2021).

Financiar el volumen de inversión que demanda la transición energética, además de políticas públicas de apoyo y regulaciones estables a lo largo del tiempo, necesitará contar con instituciones especializadas. Los Bancos de Desarrollo públicos (generalmente locales) que aportan cofinanciación para estas inversiones, sobre todo en los primeros años de la transición, están especializándose en inversiones de este tipo⁸⁶. Pero se necesita una movilización institucional global. Según Naciones Unidas, la financiación de los recursos requeridos solo resulta posible si se implica en ella a múltiples y diferentes agentes, mercados financieros, bancos, inversores privados, compañías de seguros, sector público, etc.



Figura 4: Actores en la financiación verde. Fuente: UN Environment Program.
<https://www.unenvironment.org/regions/asia-and-pacific/regional-initiatives/supporting-resource-efficiency/green-financing>

⁸⁶ XU, Jianjun and KEVIN P. GALLAGHER: «Leading From the South. Development Finance Institutions and Green Structural Transformation». Global Development Policy Center (Boston University) and The Center for New Structural Economics. CEGI Policy Brief. Octubre 2017.

Entre las experiencias de estos últimos años sobre movilización de recursos financieros destinados a apoyar la transición verde y los Objetivos de Desarrollo Sostenible, no es nada despreciable la experiencia china. Las empresas chinas (estatales y privadas) son de las más activas en la emisión de bonos verdes. En la década de 2010 a 2020 se registraron unas 172 emisiones de bonos verdes por un total de 10,4 millones de millones de USD⁸⁷. China ha estado a la cabeza de estas emisiones, con aproximadamente un 40 % del total. En septiembre de 2016, el Banco Popular de China (BPC) promulgó su guía para el establecimiento de un Sistema Financiero Verde, siendo la primera vez en el mundo que se promulgaba una guía de este tipo. Bien es cierto que, en el Catálogo de Bonos Verdes avalados por el BPC, se incluye la «utilización limpia del carbón» y, durante la primera mitad de 2019, las instituciones financieras chinas suministraron fondos por un valor superior a los mil millones de USD para proyectos de carbón, calificados como proyectos verdes bajo sus propios estándares⁸⁸. En cualquier caso, las estimaciones realizadas por el BPC sobre las necesidades de inversión en China para proyectos relacionados con el control de emisiones y mitigación del cambio climático alcanzan una horquilla entre los 310 y los 620 miles de millones de USD al año para los próximos años⁸⁹.

Aunque toda esta movilización financiera encontrará un entorno favorable mientras se mantengan bajos los tipos de interés, también se le presentarán dificultades y riesgos. Además de las barreras macroeconómicas tradicionales, como volatilidad de los tipos de cambio, posible inflación, controles de capital y volatilidad de las tasas de crecimiento del PIB. A menudo, las disciplinas fiscales impiden las dotaciones públicas necesarias para apoyar los primeros años de la transición. En algunos países en vías de desarrollo y con mercados emergentes, el acceso a los mercados

⁸⁷ INTERNATIONAL FINANCE CORPORATION: «Green Bond Impact Report Financial Year 2020». World Bank Group. Octubre 2020.

⁸⁸ Los estándares internacionales para cualificar una emisión como de «bonos verdes» no incluyen aquellas destinadas a financiar proyectos de carbón. <https://chinese-climatepolicy.energypolicy.columbia.edu/en/green-finance>

⁸⁹ Como se ha descrito en el apartado anterior, la experiencia europea se ha dirigido a conseguir una taxonomía común más estricta y un conjunto de regulaciones sobre información y riesgos para que la financiación verde garantice los objetivos que el PV y, particularmente, que la financiación se destine a conseguir incentivos reales a la reducción de emisiones. Para ello, lo que probablemente tenga más sentido sea establecer la estandarización por empresa, mejor que por proyecto. EHLERS, TORSTEN and BENOIT MOJON and FRANK PACKER: *Ibid.*

internaciones financieros es difícil y presenta restricciones, y los mercados locales no ofrecen la madurez suficiente para abordar estas inversiones de largo plazo. A todos estos riesgos se añaden los riesgos políticos, como ausencia de estabilidad institucional, riesgos regulatorios y políticas distorsionadoras⁹⁰.

Además, si se consiguen movilizar las cantidades anunciadas de fondos necesarios para inversiones verdes, en la medida en que las inversiones en el mundo sigan siendo superiores a los niveles de ahorro, la deuda mundial no parará de aumentar. Hace cuatro años, el FMI calculaba una deuda total no financiera en el mundo de 152 millones de millones de USD, equivalente al 225 % del PIB mundial. De acuerdo con esta misma fuente, y considerando las expectativas existentes antes de la pandemia de la COVID-19, la deuda media en 2020 crecería en el 17 % del PIB en las economías avanzadas, el 12 % en las economías emergentes y el 8 % en los países de menor renta⁹¹. En un informe sobre la situación fiscal de la economía mundial de octubre de 2020, el FMI estimaba que, en todo el mundo, se habían gastado unos 12 billones de USD en «amortiguar el golpe» de la COVID-19. Prácticamente todas las economías de todos los países del mundo relajaron sus restricciones presupuestarias y, al menos 30 países, se enfrentan a una deuda superior al el 100 % de su PIB. Como ya se ha comentado, esta explosión mundial de deuda convive con unos tipos de interés en mínimos históricos que, ya desde hace cierto tiempo (aproximadamente desde los años siguientes a la crisis financiera de 2007-2008), se vienen sosteniendo junto a políticas monetarias expansivas de los Bancos Centrales. Aunque, a corto plazo, el mantenimiento de estas políticas monetarias y fiscales puedan dar continuidad a una estabilidad de precios, a medio y largo plazo solo el éxito, en términos de crecimiento económico de los actuales programas de recuperación, y en la UE concretamente, del Programa de Recuperación y Resiliencia⁹² muy vinculado con el PV, puede ofrecer cierta seguridad a una absorción o renegociación de los actuales niveles de deuda sin provocar hiperinflación o un *default* múltiple.

⁹⁰ BERENSMANN, Kathrin *et al.*: «Fostering sustainable global growth through green finance – what role for the G20?». G20 Insights. 12 de abril de 2017.

⁹¹ <https://www.imf.org/en/News/Articles/2020/10/01/sp100120-resolving-global-debt-an-urgent-collective-action-cause> (consultado enero 2021).

⁹² https://ec.europa.eu/info/strategy/recovery-plan-europe_es (consultado enero 2021).

Nuevo marco en las relaciones comerciales entre bloques de poder

El TFUE, en su art. 3, establece como competencia exclusiva de la Unión la Política Comercial Común, que se ejerce mediante acuerdos bilaterales con otros países como contraparte o de manera unilateral mediante el marco institucional de su propia regulación⁹³. Bajo este marco institucional, en los últimos años, el comercio internacional de bienes y servicios en el mundo ha alcanzado records en volumen y peso económico, siendo la UE uno de los principales protagonistas. En la UE-27, las importaciones y exportaciones de bienes con el exterior (sin incluir el comercio intracomunitario) prácticamente se han duplicado entre 2009 y 2019⁹⁴. China, EE. UU. y la UE representaban, en 2019, el 42 % del total de exportaciones mundiales de bienes y el 43 % del total de las importaciones. En el comercio exterior, la UE-27 presenta una ratio de cobertura bastante equilibrado, con ligeros déficit en 2018 y superávit en 2019, mientras que China y Rusia observan los mayores superávits, siendo EE. UU., Reino Unido e India los países que cuentan con un mayor déficit⁹⁵. La relevancia de estos flujos comerciales para el crecimiento económico ha sido destacada en la literatura económica tradicional, apoyándose en la teoría de las ventajas comparativas de unos países frente a otros⁹⁶. Esta teoría, sin embargo, quiebra ante un mundo con externalidades, como ocurre con los costes provocados por la protección al medioambiente y para combatir el cambio climático.

⁹³ Por ejemplo, Regulación (UE) 2015/478 sobre reglas comunes para importaciones y Regulación (UE) 2015/479 sobre reglas comunes para exportaciones.

⁹⁴ En 2009, las exportaciones fueron de 1184 miles de millones de euros y el 2019 alcanzaron los 2132 miles de millones de euros. Las importaciones de bienes pasaron de 1193 en 2009 a 1935 miles de millones en 2019. El comercio internacional de servicios viene a suponer la tercera parte del de bienes. EUROSTAT: «International Trade in goods» Statistics Explained. 14 de octubre de 2020. <https://ec.europa.eu/eurostat/statisticsexplained/> (consultado en enero 2021).

⁹⁵ EUROSTAT: *Ibid.*

⁹⁶ El economista D. Ricardo, en 1817, explicaba que las ventajas del comercio internacional provenían de que los países tienden a producir y exportar aquellos bienes y servicios en los que emplean menos recursos relativos, importando los demás, favoreciendo así el bienestar global. Esta idea básica ha dado soporte a múltiples estudios del comercio internacional, pero ha sido criticada también por apoyarse en hipótesis poco realistas, como por ejemplo la movilidad perfecta de los factores de producción, la ausencia de costes financieros y, sobre todo y en lo que nos interesa de cara a un comercio internacional compatible con el PV, la inexistencia de externalidades.

La evolución creciente del comercio se ha visto temporalmente interrumpida por los efectos de la COVID-19, que se observaron sobre todo en los meses de marzo, abril y mayo de 2020, que se fueron recuperando levemente a partir de junio. La COVID-19 afectó al comercio directamente, por las prohibiciones a la exportación y las restricciones que se impusieron sobre material sanitario como tests, mascarillas y equipos de protección. La UE, concretamente la Comisión, ha procurado que estas medidas no afectaran al comercio intracomunitario, aunque no siempre con éxito⁹⁷. El efecto indirecto fue el provocado por una caída en la actividad económica en general como se observa en la Figura 5.

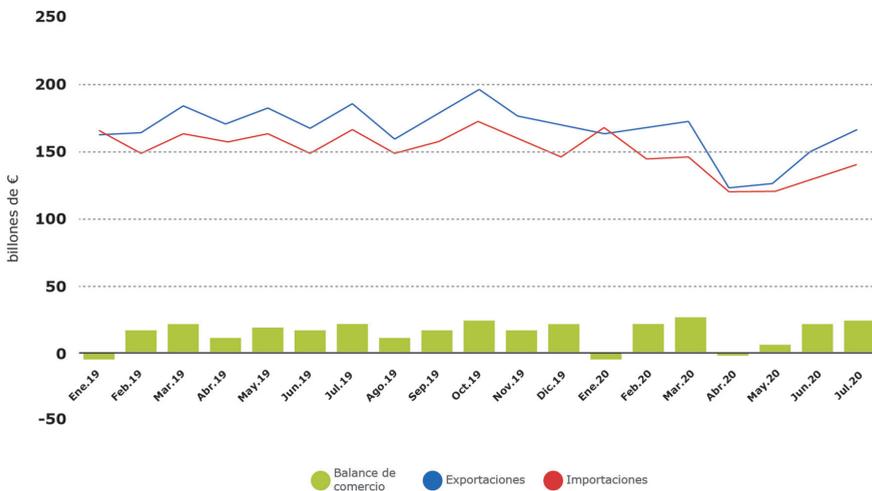


Figura 5: Importaciones y exportaciones de bienes en la UE-27.
Fuente: Eurostat

La COVID-19 ha evidenciado, además, la dificultad de las actuales instituciones comerciales propias de la UE, y del orden internacional, para encontrar soluciones globalmente solidarias y cooperativas.

Bien es cierto que las instituciones del orden comercial mundial ya estaban cuestionándose antes de la COVID-19. La UE se estaba quedando relativamente sola en su sostenimiento. Desde la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE), la International Organization for Standardization (ISO),

⁹⁷ PIRKER, Benedikt: «Rethinking Solidarity in View of the Wanting Internal and External EU Law Framework Concerning Trade Measures in the Context of the COVID-19 Crisis». European Papers Vol. 5, 2020, No 1, pp. 573-585 (European Forum, 25 April 2020).

la Organización Mundial de Comercio (OMC) y el General Agreement on Tariffs and Trade (GATT), se han dictado las normas que han apoyado la apertura del comercio desde hace ya más de 70 años, cuando se estableció el GATT. En estos orígenes, y desde estas instituciones, los Estados miembros de la UE han estado especialmente activos. Hay que esperar que tanto los Estados miembros como las instituciones de la UE (Comisión, Consejo y Parlamento) mantengan este nivel de actividad y liderazgo, junto a sus aliados más cercanos, para conseguir un nuevo marco del comercio internacional compatible con el crecimiento sostenible y neutral en emisiones que pretende el PV⁹⁸.

La escalada China y la percepción desde EE. UU. de que el conjunto de reglas que prevalecían en el orden comercial no garantizaba un equilibrio compatible con sus intereses, provocaron que la administración Trump tomara como una de las claves de su gobierno el abandono del multilateralismo en comercio representado sobre todo por la OMC. Ciertamente, China se ha podido estar aprovechando de las ventajas del comercio «libre» siendo un país «no liberal» y ha hecho de su fuerte crecimiento una «bandera para los países desencantados con el modelo europeo y americano de democracia liberal»⁹⁹. Por esto, no es de extrañar que la visión de la administración Trump fuera la de ver el comercio internacional como un terreno de juego que ha permitido a China obtener ventajas frente a EE. UU. Aunque también es cierto que esta visión ha sido criticada desde EE. UU. por excesiva, al no considerar los beneficios económicos de ayudar a que la economía nacional se orientase hacia la exportación, ofrecer a los consumidores mayores opciones a menor coste y mantener internamente unas bajas tasas de inflación¹⁰⁰.

Por otro lado, la concentración de materiales en unos pocos productores, como ocurre con las tierras raras (REEs, por sus siglas en inglés) y su utilización geopolítica es fuente de inestabilidad en los precios mundiales, y puede originar burbujas de precios que trasladen ineficiencias a las políticas públicas y a las decisiones privadas de inversión. La producción de litio y ánodos de grafito en 2028 se espera que multiplique por nueve sus niveles de

⁹⁸ WOOLCOCK, Steve: «The Role of the European Union in the International Trade and Investment Order». Discussion Papers. Nº 2019/02. Jean Monnet Centre of Excellence in International Trade and Globalization. The University of Adelaide. 2019.

⁹⁹ ECONOMY, Elisabeth: «The Third Revolution. Xi Jinping and the New Chinese State». Oxford University Press. Mayo 2018.

¹⁰⁰ HAASS, Richard: *Ibid.*

2017, la de cobalto deberá multiplicarse por cinco y la de níquel por más de cinco para alcanzar la demanda esperada por los vehículos eléctricos¹⁰¹. Estas perspectivas resultan difícilmente compatibles con un panorama de precios estables y equilibrio geopolítico, menos aún si se mantienen débiles las instituciones multilaterales de comercio internacional.

Cabe preguntarse si la concentración geográfica de materias primas indispensables para las tecnologías que requiere la transición verde ocupará en el futuro un papel similar al que ha jugado la OPEP y dará origen a una nueva organización de países exportadores para REE que traten de controlar el mercado mundial de estos materiales y utilizarlos como herramienta efectiva de poder. Desde una perspectiva geopolítica, el poder estará en la posesión y explotación de estas materias primas, o en el dominio de la tecnología, posesión de las patentes y control del conocimiento que resultan imprescindibles para su extracción y puesta en valor. Pero esta hipótesis debe matizarse. El riesgo geopolítico de la concentración geográfica de REE depende de la disponibilidad de sustitutivos en las tecnologías actuales utilizadas para las renovables. Por ejemplo, el precio del litio, utilizado en baterías eléctricas, dada la sustituibilidad de las baterías como medio de almacenamiento de electricidad (v. g.: células de energía o, para soluciones de alta potencia, la energía hidráulica) difícilmente sufrirá un proceso explosivo ilimitado de precios. Esta esperanza se apoya en la idea de que la demanda de REE no se mostrará tan rígida como la de combustibles fósiles de las últimas décadas, por lo que la fuerza geopolítica de los países exportadores será notablemente menor¹⁰².

El PV, tal y como ha sido formulado desde la UE, constituye una ventana de oportunidad especialmente apta para sentar unas nuevas bases sobre las que consolidar el orden comercial internacional y modificar las instituciones actuales, especialmente la OMC y el GATT. La inclusión de cláusulas relativas al cumplimiento de los Acuerdos de París y, posiblemente, otras relativas al mecanismo de ajuste del CO₂ en frontera (CBAM, por sus siglas en inglés)

¹⁰¹ OXFORD INSTITUTE FOR ENERGY STUDIES. «Electricity, Electric Vehicles, and Public Policy: Eight Key Takeaways». Second workshop on the impact of disruptive change in the transport sector. Takeaways compiled by Anupama Sen, Senior Research Fellow. Febrero 2019.

¹⁰² MÄNBERGER, André and JOHANSSON, Bengt: «The geopolitics of metals and metalloids used for the renewable energy transition». Energy Strategy Review 26. Elsevier. (2019).

obligan a ajustar las reglas de comercio para avanzar con el PV. Si la UE quiere asumir el liderazgo de la transición verde, debe convertir la política comercial en uno de los principales instrumentos para esta transición. Para ello la Comisión «... utilizará su peso económico para configurar normas internacionales que estén en consonancia con las ambiciones medioambientales y climáticas de la UE»¹⁰³. La cooperación internacional y el multilateralismo son indispensables para alcanzar los fines del PV y los sectores ecologistas europeos defienden que el orden de prioridad de cómo plantear esta cooperación internacional desde la UE debe revertirse: debe servir primero para garantizar el cumplimiento de los derechos humanos, y la protección de los ciudadanos y el planeta, y a través de ello la promoción e impulso del comercio, no al revés¹⁰⁴.

Teniendo en cuenta que la UE no es exactamente un superestado comercial, como lo son China o EE. UU., su política comercial se construye a partir de su actuación como una organización multinivel y supranacional. Su experiencia ha de resultar, por tanto, muy «exportable» para la construcción de unas reglas internacionales de comercio que faciliten la incorporación de los costes externos motivados por las políticas de la transición verde y el cambio climático a la contratación internacional.

Nacionalismo en la composición de la generación eléctrica

Los cinco años siguientes a los Acuerdos de París han sido testigos de un fuerte impulso en la instalación de plantas de generación renovable en todo el mundo. Pero su combinación con energía derivada de combustibles fósiles o nucleares resulta muy diferente en cada uno de los países, incluso dentro de la UE. Europa ha pasado de 322 GW instalados de generación renovable en 2010 a 574 GW en 2019. Solo en solar fotovoltaica el incremento anual de capacidad instalada se duplicó, pasando de 8,2 GW en 2018 a 16,7 GW en 2019. Como ya se ha comentado, el artículo 194 de TFUE establece que el *mix* energético es competencia exclusiva de cada Estado miembro, por lo que los objetivos de instalación de renovables asumidos por la UE resultan obligato-

¹⁰³ COM (2019) 640 final.

¹⁰⁴ DUPRÉ, Mathilde: «European Trade Policy and the Green Deal». Green European Journal. 17 de marzo de 2020. Accesible en <https://www.greeneuropeanjournal.eu/> (consultado en enero 2021).

rios para el conjunto de la Unión, pero no específicamente para cada Estado miembro.

Con el despliegue de renovables, además, la UE ha buscado utilizar su influencia, sus conocimientos técnicos, y sus recursos financieros para movilizar a sus vecinos y socios para que se unieran al mismo. El hecho es que, entre 2010 y 2018, la generación mediante fuentes renovables subió en el mundo unos 2000 TWh/año¹⁰⁵ y, en los últimos diez años, la capacidad instalada de renovables se ha duplicado prácticamente y en Asia se ha triplicado. Este proceso de crecimiento de renovables en todo el mundo se ha definido por IRENA como una escalada sin precedentes en la generación mediante viento, sol y otras fuentes renovables¹⁰⁶, pero la continuidad de estos prometedores comienzos también muestra una cara no tan optimista.

China, donde la promoción de renovables comenzó con la Ley de Energías Renovables de 2005, duplicó la capacidad eólica instalada anualmente desde 2006 hasta 2008. Pero el compromiso chino es ambiguo porque no renuncia a nada: 1) a pesar de su espectacular aumento, la participación de la capacidad instalada en renovables respecto a la capacidad total instalada ha disminuido, mientras que la de la generación térmica tradicional con carbón ha aumentado. Entre enero de 2018 y junio de 2019 creció en 42,9 GW, cuando en el resto del mundo se reducía en 8,1 GW¹⁰⁷; 2) muchas instalaciones de generación eólica no están conectadas a la red, por lo que su generación en no pocas ocasiones se desperdicia; y 3) su eficiencia energética es pobre (la generación producida por cada MW de capacidad instalado es muy baja)¹⁰⁸.

En EE. UU., el año 2019 resultó ser el primero en que la generación mediante fuentes renovables superó a la generación mediante

¹⁰⁵ <https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Capacity-and-Generation/Regional-Trends>

¹⁰⁶ Además, reconocía que: «Las innovaciones en digitalización y almacenamiento energético están ampliando el potencial de las renovables para florecer de forma inimaginable hace justo una década». IRENA. «A New World: The Geopolitics of the Energy Transformation». Global Commission on the Geopolitics of Energy Transformation. 2019.

¹⁰⁷ Más datos: Las empresas chinas tienen comprometida la construcción de unas 700 plantas de carbón, de las que un 20 % se construirán fuera de sus fronteras. Desde 2001, China ha participado en 240 proyectos de generación térmica mediante carbón en 25 países muchos de ellos bajo el marco del One Belt One Road (OBOR) propuesto en 2013. HARRIS, Jerry: *Ibid.*

¹⁰⁸ WANG, Feng and HAITAO YIN and SHOUBE LI: «China's renewable energy policy: Commitments and challenges». *Energy Policy* 38. 1872-1878. Abril 2010.

carbón. A pesar del apoyo de Trump a los hidrocarburos, en junio 2019, 29 estados y el District of Columbia tenían vigente la obligación, en sus compras de energía, de adquirir una determinada proporción de energía renovable en origen (Renewable Portfolio Standard o RPS) u otras políticas similares de apoyo a las energías verdes. Otros ocho estados seguían esquemas voluntarios para la promoción de estas energías¹⁰⁹. Ciertamente, el compromiso de los estados, especialmente el de California, ante la errática política federal, ha sostenido el crecimiento de las renovables en EE. UU. en estos últimos años.

Pero el aumento de la generación renovable no ha llevado a una convergencia en la combinación de costes de generación eléctrica entre los Estados miembros. En 2018, el *mix* energético en la UE estaba compuesto básicamente por cinco tecnologías: Petróleo y derivados (36 %), gas natural (21 %), hidrocarburos sólidos (15 %), y energía renovable (15 %) y nuclear (13 %). Este *mix* medio era notablemente dispar entre unos y otros Estados miembros. Por ejemplo, la energía nuclear, respecto al total, representaba el 42 % en Francia y el 32 % en Suecia. El carbón suponía el 47 % en Polonia y el 72 % en Estonia¹¹⁰. El gas natural superaba la tercera parte de la energía producida en Italia y Países Bajos. Esta heterogeneidad conduce a notables diferencias en los costes de generación del suministro eléctrico en cada Estado miembro y, por tanto, a asimetrías en los costes de producción de los bienes y servicios que utilizan la energía eléctrica como factor productivo, sobre todo en aquellos que la utilizan de manera intensiva. Esta asimetría provoca intereses y posicionamientos muy distintos, en cuanto a la velocidad de sustitución de tecnologías tradicionales por renovables entre los Estados miembros. El PV tendrá que convivir con estas asimetrías y procurar que no impulsen resistencias «nacionalistas» a sustituir tecnologías «sucias» por otras limpias, alejándose así de los objetivos señalados para el conjunto de la Unión.

Con el aumento de generación intermitente y dependiente de factores climáticos, como el sol y el viento, la función de costes del sistema eléctrico irá cambiando en su composición y surgirán nuevas asimetrías entre combinaciones de tecnologías dife-

¹⁰⁹ ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION: «Portfolio standards: What are renewable portfolio standards?». Renewable energy Explained. <https://www.eia.gov/energyexplained/renewable-sources/portfolio-standards.php> (consultado enero 2021).

¹¹⁰ <https://ec.europa.eu/eurostat/cache/infographs/energy/bloc-2a.html> (consultado enero 2021).

rentes cuya convergencia a largo plazo solo puede venir de una combinación económicamente eficiente entre tecnologías verdes, generación de respaldo sin emisiones y una demanda activa con fuerte capacidad de almacenamiento. Hasta entonces, la generación nuclear¹¹¹ y el gas natural parecen fuentes de energía capaces de convivir y adaptarse al ritmo de cambio que desde la Unión en su conjunto, y desde cada Estado miembro en particular, se vaya imponiendo y que muy probablemente sea distinto en diferentes zonas de la Unión.

El despliegue de renovables está obligando también a cambios profundos en los mercados de contado de energía desarrollados en la UE durante los años noventa y la primera década del siglo XXI. Los precios diarios no han conseguido ser buenos referentes para señales de inversión, y resultan sumamente volátiles para retribuir simultáneamente las tecnologías de respaldo (con costes variables altos) y las tecnologías renovables (de coste variable bajo, prácticamente nulo). El PV, que considera como un objetivo básico un consumo energético eficiente, necesita que el sector eléctrico cambie, de una situación en la que es la flexibilidad de la generación la que responde a los movimientos impredecibles de la demanda a otra en la que sea la flexibilidad en la demanda la que responda también a los movimientos imprevistos de la oferta, propios de unos *mix* energéticos con abundante generación renovable y con una demanda activa¹¹². Las diferencias en las estructuras de generación, en las subvenciones y subsidios, en los pagos por capacidad o en el diseño de los mercados, generarán diferencias en costes que se trasladarán a toda la estructura productiva de la Unión durante el proceso de transición del PV¹¹³.

Gestionar estas diferencias, sin afectar a la unidad y la cooperación requeridas para situar a la UE a la cabeza del proceso de

¹¹¹ En la UE, año 2020, hay como 126 reactores nucleares de generación eléctrica en 14 Estados miembros y 5 más que están en construcción. La generación nuclear alcanza al 25,2 % de la energía generada en el total de la UE. EURATOM SUPPLY AGENCY ADVISORY COMMITTEE: «Analysis of Nuclear Fuel Availability at EU Level from a Security of Supply Perspective». Report. Marzo 2020.

¹¹² ROBINSON, David and KEAY, Malcolm: «Glimpses of the future electricity system? Demand flexibility and a proposal for a special auction». Oxford Energy Comment. The Oxford Institute for Energy Studies. Octubre 2020.

¹¹³ Por ejemplo, regulaciones diferentes que afecten a la participación de demandas eléctricas en los mercados de contado pueden originar distintos incentivos a la promoción de vehículos eléctricos en cada Estado miembro. OXFORD INSTITUTE FOR ENERGY STUDIES. «Electricity, Electric Vehicles, And Public Policy: Eight Key Takeaways». *Ibid.*

transición verde, es un reto al que habrá de responderse desde las instituciones comunitarias y desde las instituciones de regulación de los distintos Estados miembros, y muy especialmente desde los gobiernos de cada Estado miembro. Buscar la uniformidad no es solución, pero no compensar o limar las asimetrías, tampoco. Como afirma Acemoglu, comentando el activismo climático: «Los mercados no necesitan interponerse en nuestro camino. Al contrario, pueden ser un poderoso aliado»¹¹⁴.

Ralentización de la transición: estrategias de la OPEP

La Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) ha estado presente en la geopolítica mundial desde sus orígenes en los años setenta, cuando a raíz de la guerra del Yom Kippur, la OPEP respondió recortando la oferta de crudo y provocó la primera crisis del petróleo. Desde sus orígenes, el transcurrir de la OPEP y del mercado de petróleo ha sido una sucesión de altibajos entre los recortes estratégicos de las capacidades de producción, en no pocas ocasiones por razones políticas, y las ampliaciones necesarias para conseguir unos precios estables que facilitaran el crecimiento económico mundial.

En la actualidad, resulta indiscutible que la evolución de los precios en los mercados de hidrocarburos condiciona el ritmo de la transición energética hacia un mundo descarbonizado. Unos precios altos del petróleo abaratan los costes de la transición haciéndola económicamente más atractiva para inversores y consumidores. Y lo contrario ocurre con unos precios bajos. Desde la OPEP, se ha venido defendiendo una transición «equilibrada y estable» mediante un proceso de cambio «gradual y ordenado».

Ciertamente, la OPEP apoya sin ambigüedad los acuerdos de la Convención por el Cambio Climático de Naciones Unidas y las mejoras en la eficiencia energética, pero «el mundo debe ser consciente de que el crudo y el gas son todavía esenciales, y van a estar en el corazón del *mix* energético durante los años que vienen. El impacto de una "crisis de percepción" sobre las inversiones a largo plazo en la industria de *oil&gas*, si continúa, puede provocar insuficiencias de oferta. Esto dañaría las economías

¹¹⁴ ACEMOGLU, Daron: «Are the Climate Kids Right?». Project Syndicate. 5 de noviembre de 2019. <https://www.project-syndicate.org/commentary/climate-change-economic-growth-by-daron-acemoglu-2019-11?barrier=accesspaylog> (consultado en enero 2021).

nacionales, amenazando la seguridad energética, creando potencialmente perturbaciones sociales y haciendo la energía menos asequible¹¹⁵». El problema, entonces, es encontrar el nivel de precios, ni muy alto ni muy bajo, que haga sostenible este difícil equilibrio a lo largo de los próximos años.

Los países exportadores de petróleo, y particularmente los de Oriente Medio, llevan años enfrentándose al reto de diversificar sus economías para encontrar fuentes de ingresos alternativos a los obtenidos mediante la exportación de crudo. Pero los resultados de estas estrategias llegan muy lentamente y no eliminan la tentación de monetizar las reservas de crudo cuanto antes si el horizonte de la transición verde se acerca, o de retirar oferta para obtener mayores ingresos mediante precios más altos, si este horizonte se aleja.

Conseguir en los países exportadores de petróleo la diversificación de sus economías no es fácil. El éxito de esta diversificación y el ritmo al que se puede implementar resultan inciertos. Los países exportadores, por lo general, necesitan reformas estructurales profundas y eliminar subsidios fuertemente arraigados, y esto llevará tiempo. Lo más probable es que los países cuya economía depende de la exportación de crudo sigan una estrategia de cobertura frente a los riesgos de la transición mediante apuestas conservadoras orientadas a retener la competitividad de su sector energético tradicional aumentando simultáneamente, mediante inversiones en descarbonización, su resiliencia ante los riesgos potenciales de perturbaciones asociadas a la transición verde¹¹⁶.

Rusia, integrada ya prácticamente en la OPEP, como ha demostrado recientemente, está dispuesta a competir en precios de crudo y gas con los países productores tradicionales, y con EE. UU. en particular. Su poder de negociación no es nada despreciable, al ser uno de los principales suministradores de estas fuentes de energía principalmente a Europa, pero también a Asia¹¹⁷. Rusia

¹¹⁵ OPEC: «Oil industry ready and willing to tackle climate change issues». Bulletin Commentary octubre-noviembre 2019. https://www.opec.org/opec_web/en/press_room/5772.htm (consultado enero 2021).

¹¹⁶ FATTOUH, Bassam: «The Energy Transition & Adaptation Strategies for Oil Exporters» Oxford Institute for Energy Studies. OPEC Technical Workshop, 29 de septiembre de 2020.

¹¹⁷ Gazprom es el suministrador de gas a la UE con menores costes marginales de producción, por lo que Rusia puede mantener una política de precios bajos en competencia con otros orígenes y, en particular, con el GNL proveniente del *shale gas* de

está dispuesta a competir en precios en sus abastecimientos a la UE y, junto al resto de países integrados en la OPEP, a mantener un ritmo de transición suave.

EE. UU., tras la aparición de las nuevas tecnologías de extracción mediante *fracking* para la obtención de crudo y gas, ha conseguido prácticamente su autoabastecimiento en hidrocarburos y ser el mayor productor de crudo del mundo. En el terreno de la energía, la administración Trump ha buscado reducir los costes energéticos para los consumidores americanos, mediante una política exterior favorable a unos precios de crudo suficientemente bajos, en lugar de promover mayores precios en el mercado mundial y orientar su producción hacia la exportación. El crudo no convencional se extrae a un coste variable en el entorno de los 50 USD/barril, lo que impide que, incluso bajo la hipótesis de que las empresas estadounidenses inundaran los mercados mundiales, se originase una alteración significativa en los precios mundiales que, sin embargo, siguen siendo sensibles a las modificaciones en la producción de los *swing producers* (Arabia Saudí, especialmente en crudo, y Rusia en gas natural)¹¹⁸.

La UE se encuentra pillada en una cierta esquizofrenia frente a Rusia: la política de competencia defendida por la Comisión colisiona con la mayor dependencia del gas ruso que a la que empuja la garantía de suministro; por otro lado, si la UE quiere controlar y asegurar esta dependencia, tiene que manejar una regulación *ad hoc* adaptada a la realidad de sus relaciones con Rusia, teniendo en cuenta especialmente los intereses y la posición de Alemania. Por ejemplo, en ningún momento los funcionarios de la Comisión han propuesto, en línea con los principios y normas regulatorias vigentes en la UE¹¹⁹, subastas de capacidad según lo establecido por el Código de Red vigente sobre Mecanismos de Asignación de Capacidad en las redes de transporte de gas. Esto hubiera obligado, en la renegociación del contrato entre Nafto-

EE. UU. Rusia suministra el 32,6 % de las importaciones petrolíferas en Europa y el 38,7 % de las de gas (en Alemania representan más del 60 %). También es cierto que el mercado europeo asegura más de la mitad de los ingresos de Rusia por la exportación de gas, lo que equilibra este poder de negociación.

¹¹⁸ LASHERAS, Miguel: «Give peace a chance: Nuevas oportunidades en la geoconomía de Arabia Saudí». *Energía y Geoestrategia*. 2019. Instituto Español de Estudios Estratégicos. Comité Español del Consejo Mundial de la Energía. Club Español de la Energía. Ministerio de Defensa. 2019.

¹¹⁹ REG (UE) 2017/459 de la Comisión.

gas y Gazprom que terminó firmándose en diciembre de 2019,¹²⁰ a que los reguladores ucranianos organizaran una *open season* con subasta de tramos anuales de capacidad para los próximos quince años, descubriendo el nivel de demanda para impulsar un mercado interior de la energía y el aseguramiento del suministro de gas desde el exterior.

Conflictos por los grandes corredores de energía

Los corredores energéticos son de vital importancia para el ritmo de transición verde que observe la UE y en cómo mantenga su relación con otros países, particularmente con Rusia, donde el peso económico del sector energético es muy alto: la energía corresponde a más del 60 % de sus exportaciones. También supone el 16 % del PIB y es el origen del 70 % del ingreso en el presupuesto federal¹²¹. Para mantener esta fuente de riqueza, y el poder geopolítico que lleva asociado, es indispensable contar con las vías de transporte o corredores capaces de situar la energía generada o extraída en sus puntos de consumo, actual y principalmente la UE.

El gas ruso llega a Europa básicamente por tres gasoductos: el Yamal, que atraviesa Bielorrusia y Polonia, y que llevó gas a Alemania por primera vez en 1997 y fue completado en 2005; el Brotherhood, que es el más antiguo y entra a la UE por Eslovaquia tras recorrer territorio ucraniano; y, desde 2012, el Nordstream 1 (NSI), que circula por el fondo del mar Báltico¹²². Geopolíticamente, el NS es el que menos dependencia ofrece en cuanto a tránsito por terceros países, por lo que es la vía preferida por Rusia y Alemania, sus promotores iniciales. En su origen el NSI, con una capacidad de 27 500 millones de metros cúbicos al año, no podía competir con los otros gasoductos que atraviesan el Este de Europa y se decidió doblar su capacidad construyendo

¹²⁰ La posición de la Comisión, según manifestó el vicepresidente Sefcovic en abril de este año, fue considerar que la prioridad principal era asegurar un contrato de tránsito de largo plazo con un horizonte al menos de diez años.

¹²¹ JIMENEZ BAEZ, Alberto: «El estado de la dependencia energética europea: La interdependencia rusa». Círculo de Análisis Euromediterráneo. *Energía y Medioambiente*. 23 de noviembre de 2018. <http://circuloeuromediterraneo.org/el-estado-de-la-dependencia-energetica-europea-la-interdependencia-rusa/> (consultado en enero 2021).

¹²² MARTIN PEREZ, Idafe: «Nord Stream II, la clave de las tensiones Moscú-Berlín». *El Tiempo*. 8 de septiembre de 2020. <https://www.eltiempo.com/mundo/europa/alemania-amenaza-por-primera-vez-a-rusia-con-interrumpir-nord-stream-2-536383> (consultado enero 2021).

el (NSII). Los dos Nordstream combinados serán capaces de enviar unos 55 000 millones de metros cúbicos de gas anualmente de Rusia a Alemania, aproximadamente la mitad del consumo anual germano.

La construcción de NSII se ha visto sometida a paralizaciones, provocadas por la imposición de sanciones a las empresas contratistas e inversoras. Estas sanciones han sido decretadas por EE. UU. al amparo de legislación *ad hoc*¹²³ y mantenidas después del acuerdo de diciembre de 2019 entre Gazprom (Rusia) y Naf-togas (Ucrania) sobre el tránsito de gas. A pesar de estas sanciones, NSII estará operativo a lo largo de 2021. Una vez que entre en operación, NSII suministrará gas a través de la frontera germano-checa al *hub* austriaco de Baumgarten en Austria. Desde Baumgarten llegará el gas al norte de Italia, uno de los mayores destinos europeos del gas exportado por la rusa Gazprom, sustituyendo a los actuales flujos que llegan vía Ucrania, Eslovaquia y la misma Austria.

Mientras que los países de Europa del Este, como Bulgaria, Polonia, Hungría y Eslovaquia han apoyado de forma decidida la política de diversificación en el origen de las importaciones para aliviar su situación de dependencia respecto de Rusia, los países grandes de Europa occidental, Alemania, Francia e Italia, se han mostrado partidarios de reforzar sus relaciones energéticas bilaterales con Rusia y, en consecuencia, han apoyado la construcción de NS (I y II) y, aunque en menor medida, la de su hermano por el sur: el Turk Stream,¹²⁴ que une Rusia con Turquía a través del mar Negro. Por esta razón, en 2015, la UE retiró su apoyo al gaseoducto Nabucco, que unía Austria con los recursos gaseros de Asia Central, vía Turquía, y que hubiera funcionado como alternativa al Turk Stream. Alemania piensa que Rusia está mejor atada a Europa que, aislada y por eso, con independencia de la importancia dada a la diversificación energética por las instituciones de la UE, ha participado activamente

¹²³ Esta legislación consta de las National Defense Authorization Acts, la Countering America's Adversaries Through Sanctions Act y la Protecting Europe's Energy Security Act. Bajo la cobertura jurídica de estas normas, el Department of State actualiza las fechas, condiciones y cantidades que dan cuerpo a estas sanciones. La última es de 15 de julio de 2020, con aclaraciones posteriores emitidas el 20 de octubre. La UE entiende que estas sanciones son contrarias a las leyes internacionales y, por tanto, no las reconoce.

¹²⁴ SEGOVIANO, Soledad: «España ante el reto de la seguridad energética». Documento de Trabajo 56/2011. Fundación Alternativas. Observatorio de Política Exterior Española. 2011.

en la promoción de estos gasoductos para transportar el gas proveniente de Rusia.

En este proceso, Turquía ha surgido como un actor nuevo y relevante. Tanto el Turk Stream como el gasoducto TANAP (gaseoducto transadriático en el que participan Enagás (16 %), BP (20 %), la azerbaiyana SOCAR, la italiana Snam (20 %), la belga Fluxys (19 %) y la suiza Axpo (5 %)) que transportará gas azerbaiyano a Europa, otorgan a Turquía, respecto a la UE, un poder similar al que ha tenido Ucrania en estos últimos años. Turquía aspira a convertirse en un *hub* de gas que canalice hacia la UE gas proveniente de Rusia, Azerbaiyán e incluso Irán¹²⁵.

Pero el horizonte del gas natural según avance y se desarrolle el PV es contradictorio. Por un lado, se requiere un marco retributivo adecuado a las nuevas inversiones (NSII y gaseoducto TANAP) como alternativas al nuevo acuerdo de tránsito entre Gazprom y Naftogas¹²⁶. Por otro lado, entre 2030 y 2050 el gas natural debería desaparecer prácticamente como fuente energética en la UE, dando paso teóricamente al hidrógeno y a gases renovables. Aunque en los años más inmediatos, ante la implementación y el desarrollo del PV, la UE siga necesitando el gas ruso, Rusia empezó hace años a afianzar sus exportaciones a China¹²⁷.

En todo caso, los grandes corredores gasistas y eléctricos de la UE están viejos, en gran medida obsoletos, y se encuentran en pleno proceso de renovación. Resultan insuficientes para dar soporte a las necesidades de una demanda que se alinee con los objetivos de neutralidad climática y descarbonización, y compita con los grandes corredores internacionales de energía y las redes inteligentes. La actualización de las redes existentes y la construcción de otras nuevas requiere inversiones para los próxi-

¹²⁵ SANCHEZ TAPIA, Felipe: «Geopolítica en el Mediterráneo Oriental: algo más que gas». *Energía y Geoestrategia* 2020. Instituto Español de Estudios Estratégicos, Comité Español del Consejo Mundial de la Energía y Club Español de la Energía. Felipe Sánchez Tapia. Ministerio de Defensa, 2020.

¹²⁶ PIRANI, Simon and SHARPLES, Jack *et al.*: «Implications of the Russia-Ukraine gas transit deal for alternative pipeline routes and the Ukrainian and European markets». *Energy Insights* n.º 65. The Oxford Institute for Energy Studies. Marzo 2020.

¹²⁷ Rusia firmó en 2014 un contrato con China de 368 000 millones de dólares para enviarle durante 30 años 38 000 millones de metros cúbicos de gas cada año y, en diciembre de 2019, China recibió el primer envío de gas de este contrato a través del gasoducto Power of Siberia. Ver <https://www.bbc.com/mundo/noticias-internacional-50647056> (consultado enero 2021).

mos años de unos 140 000 millones de euros en electricidad y al menos 70 000 millones en gas¹²⁸.

Entre 2014 y 2020 la UE, a través de su programa Connecting Europe Facility (CEF) ha invertido 55 500 millones de euros en grandes corredores, de los cuales 7 000 han correspondido al sector energético (menos del 4 % a *smart grids*) y la mayor parte, 48 000 millones de euros, a corredores de transporte¹²⁹. Realizar el esfuerzo que requieren las inversiones necesarias para los próximos años no va a ser fácil y depende en gran medida de que sean adecuadamente retribuidas a lo largo de su vida útil, lo que a su vez depende en cada Estado miembro de su régimen regulatorio. En un estudio europeo reciente, que compara las distintas regulaciones sobre retribución de las redes de gas y electricidad se ha concluido que, si bien las inversiones relacionadas con la seguridad de suministro estaban suficientemente cubiertas, las relacionadas con la innovación y el desarrollo no lo estaban. En particular, por ejemplo, las relacionadas con *smart grids*, puesto que reducen la necesidad de invertir en activos físicos y bajan la rentabilidad financiera de los TSO bajo el actual marco de retribuciones¹³⁰.

Además de las redes y gasoductos, las rutas de distribución marítima del GNL constituirán unos corredores estratégicos vitales para respaldar la electrificación mediante gas natural en los años próximos. El Ártico se espera que llegue a ser uno de los principales corredores de energía entre Asia y Occidente. Los acuerdos para la explotación del Ártico han constituido uno de los casos en que, con más efectividad, se han combinado las estrategias políticas de cooperación con las de conflictos y sanciones por parte de los bloques de poder en los últimos años. Los estados con

¹²⁸ <https://ec.europa.eu/inea/en/connecting-europe-facility/cef-Energy> (consultado enero 2021).

¹²⁹ EUROPEAN COMMISSION: «Investing in European networks. The Connecting Europe Facility. Five years supporting European infrastructures». Innovation and Networks Executive Agency. Julio 2019.

¹³⁰ La UE se ha fijado como objetivo unas interconexiones de al menos el 10 % para 2020, con el fin de incentivar a los Estados miembros a conectar su capacidad instalada. Este objetivo para 2020 tuvo su origen en un llamamiento del Consejo Europeo en octubre de 2014. En esas mismas fechas, el Consejo también hizo un llamamiento a la Comisión para informar regularmente acerca de cómo conseguir ampliar esta capacidad de interconexión al 15 % para 2030. EUROPEAN COMMISSION: «Do current regulatory frameworks in the EU support innovation and security of supply in electricity and gas infrastructure?» Directorate-General for Energy. Directorate B — Internal Energy Market Unit B.1 — Networks & Regional Initiatives. Marzo 2019.

frontera en el Ártico (Canadá, Noruega, Rusia, EE. UU., Dinamarca, Islandia, Suecia y Finlandia)¹³¹ establecieron en 1996 un foro desde el que abordar la protección al medioambiente y el desarrollo sostenible de la región.

Aunque el servicio geológico de EE. UU. estima unas reservas de energía de más de 400 billones de barriles equivalentes de petróleo, lo que viene a ser como el 10 % de las reservas mundiales por descubrir de crudo y el 25 % de las de gas, el mayor interés actual por el Ártico se refiere a que el deshielo de estos últimos años está convirtiendo las rutas del Northwest Passage y la Russian Northern Sea Route (NSR) en vías transitables atractivas para la navegación comercial. Estas rutas en algunos casos acortan entre 1,5 y 2 veces la longitud de las utilizadas hasta ahora.

En los primeros años de funcionamiento, el Consejo del Ártico consiguió un cierto equilibrio entre Rusia y EE. UU., en base a las limitaciones impuestas a la exploración de hidrocarburos en el Ártico, sobre todo a la parte rusa, a quien pertenece casi la mitad de la línea de costa y zona costera. Este equilibrio ha favorecido también el cambio de prioridades de Rusia, dirigiéndolas hacia la apertura de rutas comerciales y, especialmente, de corredores para el GNL¹³².

Recientemente están entrando en juego los intereses de la UE, que no ha abandonado nunca su pretensión de unirse al Consejo del Ártico como observador. Frente a los intereses rusos, la UE tiene planes ambiciosos para el desarrollo de un centro de transporte o *hub* en Kirkenes, que entraría en competencia con los puertos rusos del NSR. Según el proyecto finlandés del Arctic Corridor Project¹³³, la ruta iría de la costa norte de Noruega al túnel planificado bajo el golfo de Finlandia hasta Estonia y de ahí a Berlín. Mediante la conexión de esta ruta ártica con una vía navegable a través del NSR, la UE espera transformar Kirkenes en el principal *hub* logístico para las mercancías europeas prove-

¹³¹ A estos estados se unieron China, Japón, Corea del Sur, India y Singapur como observadores en 2003. KUERSTEN, Andreas: «The Battle for the Arctic». The National Interest. <https://nationalinterest.org/print/feature/why-russia-should-not-be-feared-the-arctic-18192> (consultado en enero 2021).

¹³² KADOMTSEV, Andrei: «Battle for the Arctic: Friends and foes». Modern Diplomacy. 17 de agosto de 2019. <https://modern diplomacy.eu/category/regions/russia-fsu/> (consultado en enero de 2021).

¹³³ <https://arcticcorridor.fi/> (consultado en enero de 2021).

nientes y con destino a China, y formaría así parte del proyecto Ruta de la Seda Polar¹³⁴.

China mira hacia los recursos energéticos de Rusia como una forma de diversificar sus fuentes, mientras que los europeos buscan asociarse con las naciones asiáticas para desarrollar corredores de alta velocidad para Internet y vías marítimas a lo largo de la NSR¹³⁵. Aunque el Consejo del Ártico ha funcionado como foro de cooperación, las tensiones crecientes sobre el control de minerales críticos que resultan esenciales para las nuevas tecnologías, la disputa acerca de las nuevas rutas de navegación y la cada vez mayor implicación China en la zona están añadiendo presión al marco de gobernanza de la región. Superando estas tensiones, hay quien ve en la apertura de nuevas vías de transporte en el Ártico una excelente oportunidad para conseguir desde sus orígenes unas rutas de transporte marítimo que internalicen los costes de las emisiones que producen, limitando el acceso a buques contaminantes, como el fuel pesado, y construyendo infraestructuras para el uso de combustibles limpios en los puertos que se construyan¹³⁶.

Tanto los grandes corredores europeos de gas, los existentes y los nuevos que pueden aparecer, bien a través de las rutas de GNL –especialmente en el Ártico–, bien por los nuevos gasoductos que conectan la UE con el exterior, así como las infraestructuras de transporte de energía intracomunitarias que interconectan los Estados miembros, originarán tensiones geopolíticas, en el primer caso para mantener su explotación estable y en paz, y en el segundo para hacer realidad las inversiones necesarias para realizar la transición verde y garantizar la seguridad de suministro combinándolas con el desarrollo de un mercado interior de la energía que funcione bajo los principios de concurrencia, no discriminación y competencia. Rusia y la UE están condenadas a entenderse y acoplar el ritmo de sus transiciones verdes para

¹³⁴ Hay que tener en cuenta que, aunque comprometido en promover proyectos sostenibles, la promoción en el marco OBOR de puertos, autopistas, vías ferroviarias, presas, aeropuertos, comercio y producción implica mayores emisiones de CO₂, más polución en los océanos y en la atmósfera, tala de bosques, uso de recursos naturales y la combustión de combustibles fósiles. HARRIS, JERRY: *Ibid.*

¹³⁵ FOREIGN POLICY: «Power Maps». https://foreignpolicy.com/2020/10/13/arctic-competition-resources-governance-critical-minerals-shipping-climate-change-power-map/?utm_source=PostUp&utm_m (consultado en enero de 2021).

¹³⁶ THE INTERNATIONAL COUNCIL ON CLEAN TRANSPORTATION: «VISION 2050: A strategy to decarbonize the global transport sector by mid-century». White Paper. Publicado el 21 de septiembre de 2020.

hacer compatible la recuperación de las inversiones en gasoductos con la descarbonización de la economía. Para ello, por los gasoductos correrá gas natural o hidrógeno verde, pero en ambos casos vendrá fundamentalmente de Rusia, por lo que la opción por el hidrógeno no puede ser solo europea (o alemana).

Competencia en la fiscalidad y en los costes del CO₂

Un terreno en el que se manifestarán tensiones internas y asimetrías en costes de producción con otras áreas geopolíticas del mundo es el de la armonización fiscal y, por lo que respecta a la transición verde, en la imposición a la energía y a las emisiones de CO₂. El actual régimen europeo de imposición a la energía, basado en la directiva de 2003,¹³⁷ ha permanecido invariable estos últimos años y está claramente obsoleto. La Comisión espera revisarla en verano de 2021, principalmente con el objetivo de eliminar la persistencia de los subsidios a los combustibles fósiles y adaptarla al PV. Al amparo de esta directiva han persistido subsidios y ayudas por valor de más de unos 137 000 millones de euros al año, destinados a sectores como aviación, transporte marítimo, transporte terrestre y uso de este tipo de combustibles para la producción de energía eléctrica. Pero no será fácil generar el consenso necesario. Los temas fiscales, según el TFUE, requieren unanimidad para su aprobación y modificación. Polonia y la República Checa ya han manifestado su oposición a la revisión de la directiva, y Suecia no parece favorable a terminar con la regla de unanimidad en temas fiscales. La posición de Alemania y Francia será fundamental en este intento de avanzar en el PV en uno de sus aspectos vitales: el de la fiscalidad de la energía¹³⁸.

En cuanto a la limitación de emisiones mediante la fiscalidad y el precio del CO₂, a pesar del despliegue de renovables y de los esfuerzos realizados en los años anteriores, en 2019 no se observaron cambios relevantes en las emisiones de GEI. Las emisiones de dióxido de carbono (CO₂), según se anunció en la cumbre del COP25 celebrada en Madrid a finales de 2019, alcanzaron una

¹³⁷ DIRECTIVA 2003/96/CE DEL CONSEJO de 27 de octubre de 2003 por la que se reestructura el régimen comunitario de imposición de los productos energéticos y de la electricidad.

¹³⁸ INVESTIGATE EUROPE: «The EU's broken Energy Taxation Directive: ripe for revision». 20 de agosto de 2020. <https://www.investigate-europe.eu/en/2020/energy-taxation-directive-explained/> (consultado en enero de 2021).

cifra récord en ese año, después de tres años en los que también se habían observado sucesivos incrementos. Y es que la relación entre crecimiento económico y emisiones de GEI resulta difícil de quebrar a pesar de la puesta en marcha del comercio de emisiones en la UE (en 2005) y en otras partes del mundo. Aunque las emisiones de CO₂ decrecieron levemente en muchos países industrializados, incluida la Unión Europea, en el conjunto del mundo aumentaron. Las estimaciones preliminares calculan una caída de -1,7 % para 2019, (-0,8 %/año en el periodo 2003-2018) y para Estados Unidos (-1,7 % en 2019, y también -0,8 %/año en el periodo 2003-2018), junto a un crecimiento en India (+1,8 % en 2019, +5,1 %/año en 2003-2018), China (+2,6 % en 2019, +0,4 %/año en 2003-2018), y resto del mundo (+0,5 % en 2019, +1,4 %/año en 2003-2018)¹³⁹.

Los principales emisores de derechos o títulos que permiten volcar CO₂ a la atmósfera son la UE y China. China pretende llegar a ser el mayor mercado de títulos o derechos de emisión, cubriendo unos 3,3 billones de toneladas anuales. Pero por el momento, el esquema o mecanismo de Comercio de Emisiones de la UE (EU ETS) continúa siendo el mayor del mundo y alcanza anualmente cerca del 5 % de las emisiones mundiales y el 45 % de las de la UE (unos 1,3 billones de t/año). Para que el mecanismo resulte eficaz en la reducción de emisiones de CO₂, cada año el número de títulos vivos o en circulación debe reducirse. A partir del año 2021, la UE aplicará un factor de reducción lineal cada año del 2,2 %, superior al 1,7 % aplicado en los años anteriores. Este factor de reducción es compatible con el objetivo de reducción de emisiones en el 40 % para 2030, en relación con los niveles de emisión de 2005. Este objetivo, aunque está dentro de los márgenes establecidos por el Acuerdo de París para la UE, no alcanza el más ambicioso de reducción de hasta el 55 % que se ha adoptado en 2020. Para alcanzar este último, los límites de emisión asociados a los derechos vivos cada año deberán restringirse aún más para el periodo 2021-2030.

El PV propone comenzar a poner un precio al CO₂ en sectores como el transporte y materiales para la construcción de edificios, haciéndoles converger con el mecanismo general de comercio de derechos de emisión para 2030. También es objetivo de la Comi-

¹³⁹ JACKSON, R. B. and P. FRIEDLINGSTEIN *et al.*: «Persistent fossil fuel growth threatens the Paris Agreement and planetary health». *Environmental Research Letters*. 14.121001. 2019. <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1748-9326/ab57b3> (consultado en enero 2021).

sión la eliminación gradual del carbón como recurso energético, la prohibición de cualquier tipo de subsidio para los hidrocarburos mediante la ya comentada revisión de la directiva de 2003. Pero lo que tendrá más influencia en las relaciones de la UE con el resto del mundo es la promesa de un ajuste en frontera (CBAM, por sus siglas en inglés) para grabar la entrada de mercancías según el CO₂ que, en cada caso, hayan emitido, y hacerlo mediante reglas que resulten compatibles con la OMC.

Según el *lobby* europeo de los productores de carbono Carbon Market Watch, el diseño más adecuado para el CBAM es mediante una extensión del UE ETS a las importaciones, de manera que, o bien los productores no comunitarios o bien los importadores comunitarios, tengan que adquirir los derechos correspondientes según la huella de carbono asociada a cada uno de los productos importados (calculada mediante verificación de los procesos seguidos o mediante la aplicación de estándares comúnmente aceptados)¹⁴⁰.

Para implementar el CBAM, resultará fundamental contar con la colaboración de los países o bloques que comercian con la UE. Se necesita un diálogo fluido que haga del CBAM un mecanismo de cooperación entre partes, y no uno que provoque confrontación. Tengamos en cuenta que cualquier mecanismo de ajuste de CO₂ en frontera inevitablemente quiebra las cláusulas del GATT de no discriminación porque, por definición, significará diferenciar entre productos similares o comparables a efectos de su consumo o utilización, simplemente porque la huella de carbono de uno es distinta de la de otro¹⁴¹.

Por otro lado, el EU ETS puede provocar efectos asimétricos en el interior de la Unión si los diferentes Estados miembros diseñan sus políticas de apoyo a la inversión en renovables y en descarbonización sin tener suficientemente en cuenta el efecto «colchón de agua» que se produce cuando se apoyan inversiones para reducir emisiones en sectores ya cubiertos por el EU ETS. Al apoyar una inversión en generación renovable, se deben cancelar los derechos correspondientes a las emisiones reducidas

¹⁴⁰ CARBON MARKET WATC: «10 Key Principles for a Carbon Border Adjustment Measure (CBAM)». Position Paper. Octubre 2020.

¹⁴¹ MARCU, Andrei and MEHLING, Michael and COSBEY, Aaron: «Border Carbon Adjustments in the EU. Issues and Options». Roundtable on Climate Change and Sustainable Transition. 30 de septiembre de 2020. <https://ercst.org/border-carbon-adjustments-in-the-eu-issues-and-options/> (consultado en enero de 2021).

por esa inversión. De lo contrario, se desnivelaría el terreno de juego entre sectores económicos análogos pero pertenecientes a distintos Estados miembros¹⁴². El control de emisiones GEI y la eliminación de subsidios a los combustibles fósiles no presentan problemas técnicos ni requieren de nuevas y sofisticadas tecnologías, pero constituye uno de los aspectos políticamente más críticos para el progreso del PV por la oposición tanto interna, de los Estados miembros más emisores, como externa, en oposición a los ajustes en frontera, que puede generar.

Asimetrías en industrias tradicionales y en nuevas industrias

Un sector clave para el avance de la transición verde es el del transporte en sus distintas vertientes. Según la IEA, este sector es responsable del 24 % de las emisiones de CO₂ en el mundo, exactamente de 8,1 Gt, de las que el 44,4 % corresponde al transporte rodado de pasajeros, el 29,6 % al transporte rodado de mercancías, el 0,11 % a la aviación y otro tanto al transporte marítimo, y el 0,01 % al transporte mediante ferrocarril¹⁴³. La IEA entiende que, mediante tecnologías que permitan una mayor electrificación –y el uso de hidrógeno–, algunos de estos subsectores del transporte podrán descarbonizarse en las siguientes décadas: los vehículos de dos ruedas en 2040, el tren en 2050, las camionetas para 2060 y, aunque las emisiones del resto del transporte rodado (automóviles y autobuses) no estén totalmente descarbonizados hasta 2070, en su escenario se apunta a que determinadas regiones del mundo, como Estados Unidos, la UE, China y Japón puedan descartar el uso de motores convencionales para 2040¹⁴⁴.

¹⁴² GROSS, Daniel and ELKERBOUT, Milan: «Financing Europe's Green Deal: beware of the waterbed effect». CEPS. 4 de marzo de 2020. <https://www.ceps.eu/financing-europes-green-deal-beware-of-the-waterbed-effect/> (consultado enero 2021). Por ejemplo, construir o apoyar la construcción de un parque eólico mediante dinero público puede parecer como una inversión verde. Pero en un sistema como el UE ETS, lo único que se consigue es facilitar que otros generadores de energía continúen emitiendo como antes. Esto se aplica también para los subsidios por el uso del carbón en la generación eléctrica, como es el caso en Alemania. La eliminación de subsidios por valor de 50 000 millones de euros solo tiene sentido económico si los certificados de emisión correspondientes a esas plantas de carbón se amortizan y se retiran del mercado de emisiones.

¹⁴³ <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/transport-sector-co2-emissions-by-mode-in-the-sustainable-development-scenario-2000-2030> (consultado enero 2021).

¹⁴⁴ <https://ourworldindata.org/co2-emissions-from-transport> (consultado enero 2021).

A pesar de todo, la ICCT estima que, ante los escenarios más optimistas de descarbonización, más de dos mil millones de vehículos de combustión interna se venderán durante los próximos 30 años. La primera conclusión que extrae de esta estimación es que resulta crítico que estos vehículos sean lo más eficientes posibles en términos de emisiones. La segunda es que resulta difícil exigir un cambio radical en poco más de una generación a un sector que depende casi exclusivamente de una única fuente de energía, el petróleo, y que opera sobre infraestructuras que representan millones de millones de dólares de inversión realizada durante décadas¹⁴⁵.

El avance de los vehículos eléctricos (EV) es imparable, pero ¿a qué ritmo? El decrecimiento en los costes de las baterías y el sostenimiento de políticas públicas favorables han hecho del despliegue de EV el principal factor de cambio del transporte en estos últimos años. Su uso en ambientes urbanos ha crecido espectacularmente, aunque también en forma desigual. En el tercer trimestre de 2020, casi uno de cada 10 vehículos de pasajeros vendidos en la UE fue un vehículo recargable (9,9 %) mientras que, en el mismo trimestre del año anterior, el porcentaje fue tan solo del 3,0 %¹⁴⁶. Durante los tres primeros trimestres de 2020, la venta de EV en la UE prácticamente se duplicó, pasando de 250 079 en el periodo de enero a julio de 2019, a 570 278 en el mismo periodo de 2020. No obstante, las ventas de vehículos con motor tradicional de diésel y gasolina se mantuvieron en el 75 %. En el mundo, aproximadamente el 97 % de las ventas de EV se concentran en cuatro países o regiones (China, EE. UU., la UE y Japón) y dentro de estas, en algunas ciudades, siendo Shanghái, Pekín y Los Ángeles las que acumulan una mayor proporción de ventas¹⁴⁷.

Resulta imprescindible generar apoyos públicos que ayuden e impulsen el proceso de transformación hacia los EV. Las medidas principales de promoción son incentivos financieros para compensar las diferencias de coste entre los EV y los vehículos de combustión convencionales; programas de despliegue de infraestructuras; y campañas de información para trasladar a

¹⁴⁵ ICCT: «Vision 2050». *Ibid.*

¹⁴⁶ ACEA: «New passenger car registrations by fuel type in the european union». Quarter 3. Noviembre 2020.

¹⁴⁷ OXFORD INSTITUTE FOR ENERGY STUDIES. «Electricity, Electric Vehicles, And Public Policy: Eight Key Takeaways». *Ibid.*

los consumidores las ventajas y los beneficios de utilizar EV¹⁴⁸. Estas medidas deberán aplicarse creando las mínimas desigualdades regionales y sociales y, cuando resulte imprescindible, tendrán que acompañarse de programas que las compensen y mitiguen.

En catorce regiones europeas, la proporción que representa el empleo de la industria del automóvil en el sector manufacturero supera el 20 %. Cinco de las regiones están ubicadas en Alemania. Las demás se encuentran en Eslovaquia, Hungría, Italia, la República Checa, Rumanía y Suecia. En una UE neutra en carbono, el motor de combustión interna no tendrá cabida, por lo que el modelo industrial europeo de producción de automóviles deberá adaptarse en su totalidad¹⁴⁹. Pero el ritmo de esta adaptación dependerá de lo que vaya ocurriendo tanto en la UE como en el resto del mundo, donde mercados emergentes, como China, buscan adelantarse en la carrera por los vehículos eléctricos, relacionándolos con objetivos más amplios de industrialización y seguridad energética. En Europa, igual que en EE. UU., la mayor parte de los usuarios y compradores de EV adquieren estos vehículos en sustitución de sus automóviles previos de tecnología tradicional, de manera que los EV se van demandando en sustitución (y según vayan amortizándose) vehículos con motor tradicional. Por el contrario, en países con mercados emergentes, como China e India, los compradores son generalmente los primeros adquirentes de coches, y para ellos tendrá más sentido elegir vehículos totalmente enchufables o mixtos¹⁵⁰.

Dentro de la UE, los Estados miembros tampoco contemplan una misma manera de acercarse a la eliminación de los vehículos de combustión tradicional. Aunque algunos individualmente han incorporado sus objetivos de eliminación a leyes, como Dinamarca, no está claro cómo hacer cumplir estos objetivos en compatibilidad con la normativa europea. Fuera de Europa, solo se conocen dos experiencias mundiales, las dos con carácter local,

¹⁴⁸ WAPPELHORST, Sandra and HALL, Dale *et al.*: «Analyzing policies to grow the electric vehicle market in European cities». White Paper. International Council on Clean Transportation. Febrero 2020.

¹⁴⁹ CAMERON, Aliénor and CLAEYS, Grégory *et al.* (BRUEGEL): «Un Fondo de Transición Justa: el mejor modo de aprovechar el presupuesto de la Unión Europea para favorecer la necesaria transición de los combustibles fósiles a la energía sostenible». *Ibid.*

¹⁵⁰ OXFORD INSTITUTE FOR ENERGY STUDIES. «Electricity, Electric Vehicles, And Public Policy: Eight Key Takeaways». *Ibid.*

con objetivos vinculantes y obligatorios. Una en China (Hainan) y otra en Canadá (British Columbia).

Pero además de las características de la demanda y de la regulación, las diferencias en la estructura sectorial pueden crear asimetrías o diferencias entre los distintos mercados. Por ejemplo, la promoción de EV se puede ver negativamente afectada por unos intermediarios o *dealers* no integrados con los fabricantes, puesto que pueden tener incentivos a promocionar antes los vehículos de combustión tradicional que los eléctricos (que implican mayores preguntas de los consumidores, mayor esfuerzo para su venta y menores costes de mantenimiento post venta)¹⁵¹.

Otro sector industrial emergente, y con una estrategia definida desde la UE¹⁵² y muy vinculado, como en el caso del automóvil, al PV, es el del hidrógeno. El objetivo estratégico de la UE es instalar al menos 6 GW de hidrógeno renovable mediante electrólisis para 2024 y al menos 40 GW para 2030. El hidrógeno se destinaría sobre todo a aplicaciones industriales y movilidad. Para 2050, la inversión acumulada en instalaciones de hidrógeno renovable se situaría entre los 180 000 y los 479 000 millones de euros¹⁵³.

Según las previsiones de la UE, el hidrógeno deberá cubrir un 24 % de la demanda total de energía; esto es, aproximadamente 2250 TWh/año para 2050. Esta energía se utilizaría como combustible de 42 millones de grandes turismos, 1,7 millones de camiones, aproximadamente un cuarto de millón de autobuses y más de 5500 trenes. Podría calentar más del equivalente a 52 millones de hogares (unos 465 TWh) y suministrar hasta el 10 % de su demanda eléctrica. En la industria, aproximadamente 160 TWh de hidrógeno producirían calor de alto poder y otros 140 TWh sustituirían al carbón en la producción de las acerías. El hidrógeno combinado con carbono capturado o con carbono proveniente de biomasa podría producir materia prima, además, para 40 Mt de productos químicos en 2050. También podría tener

¹⁵¹ Así se ha demostrado en los análisis de mercado llevados a cabo en los países nórdicos. OXFORD INSTITUTE FOR ENERGY STUDIES. «Electricity, Electric Vehicles, And Public Policy: Eight Key Takeaways». *Ibid.*

¹⁵² COM (2020) 301.

¹⁵³ La misma comunicación de la Comisión COM (2020) 301 da información acerca de los costes actuales de producir hidrógeno mediante distintas tecnologías: 1,5 €/kg (38 €/MWh) para métodos actuales de producción (sin tener en cuenta los costes del CO₂). 2 €/kg (50 €/MWh) para para el hidrógeno «azul» con captura de carbono; y 2,5-5,5 €/kg (65-135 €/MWh) para hidrógeno «verde» obtenido a partir de renovables.

un papel importante como materia prima para combustibles sintéticos (metano sintético para mezclar con gas natural, amoníaco potencialmente para transporte marítimo y combustible sintético para aviación)¹⁵⁴.

Alcanzar estos objetivos implica una profunda transformación del tejido industrial y económico de la UE por el lado de la oferta, así como en los usos y preferencias de los consumidores por el lado de la demanda. Como fuente energética, se estima que el hidrógeno puede originar una industria de combustible y equipos asociados de unos 130 000 millones de euros para empresas europeas en 2030, alcanzando los 820 000 millones de euros para 2050. En conjunto, la industria europea del hidrógeno podría suponer cerca de un millón de puestos de trabajo altamente cualificados para 2030, alcanzando los 5,4 millones en 2050¹⁵⁵.

Pero estas estimaciones pueden ser muy optimistas. Además de los problemas asociados al elevado coste de producir el hidrógeno verde según las tecnologías actuales, el horizonte de este combustible presenta otros dos problemas. El primero es que, como ya se ha comentado, Rusia deberá acompañar la transición en la UE y sustituir sus envíos de gas por hidrógeno¹⁵⁶. O las transiciones en las dos áreas van acompasadas o los gasoductos se quedarán como activos con costes hundidos, salvo que el gas natural siga invadiendo los mercados europeos dejando sin hueco al hidrógeno y, en ambos casos, dificultando el avance de la transición en la UE. Si el futuro es testigo, además, de unos precios del gas y del CO₂ relativamente bajos, en el entorno de los 2 USD MMBtu y de los 25-30 €/t¹⁵⁷, el avance de combustibles

¹⁵⁴ LAMBERT, Martin: «Hydrogen and decarbonisation of gas: false dawn or silver bullet?». Energy Insight n.º 66. The Oxford Institute for Energy Studies. Marzo 2020.

¹⁵⁵ FUEL CELLS AND HYDROGEN JOINT UNDERTAKING: «Hydrogen Roadmap Europe: a sustainable pathway for the european energy transition». Preparado por McKinsey & Company. Enero 2019. Accesible en <https://www.fch.europa.eu/> (consultado en enero de 2021).

¹⁵⁶ Es interesante notar que Alemania es el primer país que, en la UE, ha hecho pública una estrategia nacional para el desarrollo de una energía del hidrógeno. Esta estrategia se decidió por el gobierno federal el 10 de junio de 2020. Ese mismo día el gobierno ruso publicó la estrategia energética de la Federación Rusa en la que se espera que, para 2024, Rusia esté exportando 0,2 Mt de hidrógeno y 2 M para 2035. Según los planes del Ministro de Energía, Rusia espera capturar el 16 % del mercado europeo de hidrógeno. 2006 Rusia y el hidrógeno.

¹⁵⁷ FULWOOD, Mike: «\$2 Gas in Europe: Groundhog Day?». Oxford Energy Comment. The Oxford Institute for Energy Studies. Octubre 2020.

sustitutivos como el hidrógeno y otros gases renovables se vería dificultado. El segundo problema es el de cómo, desde una economía, la del hidrógeno, subsidiada y fuertemente apoyada por el sector público, se puede vislumbrar el mercado transnacional, amplio, competitivo y líquido por el que apuesta, a largo plazo, la Estrategia Europea del Hidrógeno para una Europa climáticamente neutra.

Con todo, y según la Comisión: «... el hidrógeno resulta esencial para apoyar el compromiso de la UE de alcanzar la neutralidad en las emisiones de carbono en 2050 y para los esfuerzos globales para implementar los Acuerdos de París»¹⁵⁸.

Movilización para conseguir eficiencia en edificios y construcciones

En diciembre de 2018, la Directiva EU 2018/2002 estableció un objetivo de ahorro por eficiencia energética de, al menos, el 32,5 % para 2030. El sector de la construcción representa en la UE aproximadamente el 40 % del consumo de energía, el 36 % del total de emisiones de CO₂ y aproximadamente la mitad del conjunto de emisiones no cubiertas por el EU ETS. Gran parte de la energía actualmente utilizada en edificios se pierde debido a prácticas de construcción ya desfasadas, al uso de dispositivos y sistemas ineficientes y a la ausencia de sistemas de control efectivos. Técnicamente no hay problema en superar esta ineficiencia mediante aislamientos térmicos, doble acristalamiento, eliminación de fugas, y sistemas eficientes de generación y distribución de calor y frío. Los sistemas de medición inteligente (*smart metering*) y la generación distribuida pueden ayudar también a provocar un comportamiento activo de la demanda que conduzca a las mejoras en la eficiencia energética que se necesitan.

El mayor problema que se anticipa para la consecución de estos objetivos proviene de la dificultad de movilizar la financiación privada necesaria para cubrir estas inversiones en activos que generen eficiencia. Se estima que aproximadamente se necesitan unos 275 000 millones de euros cada año, de aquí a 2030, para conseguir los objetivos de eficiencia asumidos para 2030. Puesto que los proyectos individuales son de un tamaño

¹⁵⁸ EUROPEAN COMMISSION: «Powering a climate-neutral economy: Commission sets out plans for the energy system of the future and clean hydrogen». Press Release. Bruselas, 8 de julio de 2020.

y dimensión relativamente pequeños y los ahorros económicos se consiguen tras periodos de tiempo relativamente largos, suele producirse una sobrestimación del coste del riesgo por parte de los inversores privados y de los financiadores, lo que dificulta esta financiación. La percepción de incertidumbre, los posibles riesgos regulatorios, la aversión a entrar en proyectos con un largo periodo de maduración por parte de los consumidores eléctricos, junto a una información deficiente, procesos de decisión complejos y, en ocasiones, lo relativamente elevado de los costes iniciales en comparación con los flujos de ahorro a lo largo de la vida de los activos, constituyen barreras importantes para la movilización necesaria de los consumidores y financiadores en las decisiones de inversión asociadas a la eficiencia energética. Las soluciones no son fáciles, pero una estandarización técnica y legal a lo largo de las diferentes fases de los procesos de construcción e inversión, como ya se ha destacado desde varias instituciones comunitarias, ayudaría notablemente a la movilización de los recursos necesarios¹⁵⁹. La Comisión ha puesto en marcha varias iniciativas para facilitar las inversiones en eficiencia, y superar las barreras y dificultades que ha ido encontrando en su dilatada experiencia en cuanto a promoción de programas de eficiencia energética:¹⁶⁰

Está desarrollando juntamente con el BEI un modelo flexible de garantías para su implementación a nivel nacional como parte de la iniciativa Smart Finance for Small Buildings (SFSB). Pretende, con ello, facilitar la combinación de diferentes líneas de financiación pública (como los fondos provenientes del European Fund for Strategic Investment y los del European Structural and Investment Fund) a fin de conseguir los mejores resultados posibles.

Para solventar la dificultad en valorar los riesgos asociados a estas inversiones, las bases de datos compartidas y las herramientas de valoración de riesgo puestas en común, como la herramienta De-risking Energy Platform and Underwriting que se lanzó por

¹⁵⁹ COMISIÓN EUROPEA: «Financiación privada de la eficacia energética: soluciones nuevas para financiar la transición energética de Europa». CORDIS. Resultados de investigaciones de la UE. <https://cordis.europa.eu/article/id/422225-private-finance-for-energy-efficiency-new-solutions-for-funding-europes-energy-transition/es> (consultado en enero de 2021).

¹⁶⁰ La primera regulación data de 1974. Resolución del Consejo 75/C 153/2 de 17 de diciembre de 1974 sobre objetivos de política energética para 1985 y el hito más relevante fue la Directiva de Eficiencia Energética de 2012 (Directiva 2012/27/EU).

la Comisión en colaboración con la Energy Efficiency Financial Institutions Group (EEFIG) resultan especialmente valiosas. Además, experiencias de este tipo son valiosas por su capacidad para exportarse a otras zonas y aplicarse en entornos no europeos.

Según la IEA¹⁶¹, el 10 % de los fondos aportados por el Plan de recuperación y resiliencia de la UE, que como ya se comentado contempla unos 750 000 millones de euros como fondos NextgenerationUE a gastar en los próximos años, irán destinados a eficiencia energética. Esto supone unos 75 000 millones de euros de subvenciones directas y créditos en condiciones ventajosas para reforzar el resto de las medidas orientadas a la eficiencia energética en la UE. Este esfuerzo europeo viene a suponer el 86 % de los estímulos públicos anunciados en el mundo para programas de recuperación relacionados con la eficiencia energética. El Plan de recuperación sostenible de la IEA, sugiere, para el resto del mundo que no es la EU, ampliar las actuaciones de recuperación orientadas a la eficiencia energética por su capacidad para crear nuevos puestos de trabajo (unos 4 millones de puestos de trabajo adicionales)¹⁶².

Liderazgo de la UE en el mundo

Para que el PV sea el eje de la estrategia política de la UE, se debe producir una desescalada en las relaciones entre EE. UU. y China. Esta relación debe responder a una nueva bipolaridad alejada del modelo de Guerra Fría que prevaleció en los años cincuenta y sesenta. En la situación actual, los chinos pueden estar más preocupados por defenderse de la influencia en Asia de EE. UU. que por conseguir y consolidar su dominio mundial mediante la confrontación. En el pasado reciente, tasas elevadas de crecimiento no han acercado a la sociedad china a los valores propios de los estados europeos del bienestar, y eso ha creado un terreno de juego comercial y social desnivelado. Pero en los próximos años, la política china de «circularidad dual» necesita elevar los salarios más bajos y mejorar los niveles de protección social para conseguir un crecimiento sostenido del consumo doméstico y la demanda interna. Esto debería ayudar a unas relaciones comer-

¹⁶¹ <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/next-generation-eu-total-and-expected-climate-and-energy-related-spending-2021-2023> (consultado en enero 2021).

¹⁶² INTERNATIONAL ENERGY AGENCY: «Energy Efficiency, 2020». Diciembre 2020. <https://www.iea.org/reports/energy-efficiency-2020/tracking-policy-responses-to-the-crisis> (consultado en enero de 2021).

ciales más equilibradas con el mundo occidental. Si EE. UU. limita sus repuestas y no escucha algunas llamadas para reaccionar preventiva y militarmente a las amenazas chinas,¹⁶³ la formación de un orden internacional multipolar, con un dominio equilibrado de China y EE. UU., puede coadyuvar al desarrollo del PV europeo. Estos dos países son los únicos en el planeta que están disputando el liderazgo de la cuarta revolución industrial (5G, inteligencia artificial, Internet cuántica, etc.). Para que la UE, como establece el PV, «pueda aprovechar sus puntos fuertes como líder mundial en el ámbito de las medidas sobre clima y medio ambiente, protección de los consumidores y derechos de los trabajadores» resulta indispensable contar con EE. UU. y China para impulsar proyectos de alcance global y ofrecer los bienes públicos a los que se refiere el PV. En consonancia, tal y como también reza el comunicado del PV, la UE debe orientar la política común de seguridad y defensa hacia terceros países, procurando evitar que los retos mundiales en materia de clima y medio ambiente se conviertan en un «importante multiplicador» de tensiones. Hay que «... evitar que esas tensiones desencadenen conflictos, inseguridad alimentaria, desplazamientos de la población y migraciones forzosas, y de apoyar una transición justa a escala mundial»¹⁶⁴

El PV en su apartado 3 titulado, «La UE como líder mundial», hace un llamamiento a sus instituciones para que promuevan la movilización de los países del mundo en favor de su política de fomento del desarrollo sostenible. El Consejo europeo, reconoce que la «implicación internacional es crucial para abordar con éxito el cambio climático. (...) y hace un llamamiento a la Comisión y al Alto Representante para que presten una especial atención a la diplomacia climática.»¹⁶⁵ Esta diplomacia de la UE por el Pacto Verde, junto a la política comercial, la ayuda al desarrollo y otras políticas hacia el exterior deberán movilizar además, tanto mediante los canales bilaterales como los multilaterales de Naciones Unidas, el G7, el G20, la OMC y otros foros, a los vecinos más cercanos (vg., Balcanes occidentales), a los de Sur, resto de África, América Latina, Caribe y Asia-Pacífico.

¹⁶³ KAGAN, Robert *ibid.*

¹⁶⁴ COM (2019) 640 final. Pág 25.

¹⁶⁵ CROATIAN PRESIDENCY OF THE COUNCIL OF THE EUROPEAN UNION: «Subject: Long-term low greenhouse gas emission development strategy of the European Union and its Member States». Submission by Croatia and the European Commission on behalf of the European Union and its Member States. Zagreb, 6 de marzo de 2020.

Un fin básico que debe buscar la política exterior de la UE es el de facilitar la exportación, con las debidas adaptaciones, de sus experiencias, sobre todo en gobernanza y en herramientas supranacionales a terceros países «... para configurar normas internacionales que estén en consonancia con las ambiciones medioambientales y climáticas de la UE».

El papel internacional de la UE, en un mundo dominado por la tensión bipolar chino-americana, será encontrar una política propia (*on my way*)¹⁶⁶ diferente a la suma aritmética de las políticas exteriores de los distintos Estados miembros y que consiga afianzar su liderazgo en el fomento de la transición ecológica sin romper el equilibrio de esta bipolaridad. La irrupción de China, con su dinamismo económico, su distanciamiento ideológico y su peculiar expansionismo internacional, sitúan la diplomacia climática occidental ante horizontes desconocidos e inciertos en un mundo en el que las muestras de cooperación internacional y multilateralismo deberán imponerse a las de unilateralismo y nacionalismo.

Esta necesidad de impulsar la cooperación internacional en medio de este difícil equilibrio geopolítico desde la UE es descrita por Josep Borrell¹⁶⁷ de la siguiente manera: «Como UE, tenemos y debemos hacer más para desarrollar un terreno de juego nivelado en lo referente a derechos humanos y sociales, mediante la mejora de los llamados requisitos de «diligencia debida» exigidos a los operadores económicos a lo largo de su cadena de contratación. Debemos fortalecer nuestra política comercial para asegurar que los compromisos adquiridos por nuestras contrapartes y socios comerciales con relación a los estándares sociales y medioambientales se respetan en su totalidad. Debemos también reflexionar sobre las implicaciones de un impuesto al carbono en frontera, sin el cual el Pacto Verde conduciría, o a fugas de carbono o a desventajas competitivas. Y, por supuesto, debemos continuar liderando la lucha global contra los paraísos fiscales.»¹⁶⁸ Lo cierto es que el PV como compromiso de la UE

¹⁶⁶ BORRELL, Josep: «La Doctrina Sinatra». *Política exterior* n.º 197. 1 de septiembre de 2020. <https://www.politicaexterior.com/producto/la-doctrina-sinatra/> (consultado en enero 2021).

¹⁶⁷ Josep Borrell es alto representante de la Unión para Asuntos Exteriores y Política de Seguridad y vicepresidente de la Comisión Europea para el periodo comprendido entre el 1 de diciembre de 2019 y el 31 de octubre de 2024.

¹⁶⁸ BORRELL, Josep: «Building Global Europe» European External Action Service. From the Blog, 9 de septiembre de 2020. <https://eeas.europa.eu/headquarters/head->

hacia el mundo actual es una apuesta de «todo o nada» que, precisamente, resulta creíble porque pone su propia existencia como entidad política en ella.

Conclusiones

Con un orden internacional en proceso de transición hacia un nuevo equilibrio, y una acción contra el cambio climático que exige nuevas formas de cooperación internacional y multilateralismo, las instituciones europeas han orientado su estrategia de salida de la crisis provocada por la COVID-19 hacia inversiones que sienten las bases de una Europa líder, moderna y sostenible. El eje de esta estrategia es el PV diseñado en diciembre de 2019 y concretado a lo largo de 2020. Pero esta ambiciosa estrategia europea no está exenta de peligros. Probablemente el mayor de ellos es que, desde el interior de la Unión, el apoyo de los Estados miembros se quiebre y la debilite. Por eso es fundamental la puesta en marcha del Mecanismo de Transición Justa que compense los desajustes económicos y sociales creados por la transición verde, y no deje a nadie atrás. Para que esta unidad interna no se resquebraje, resulta imprescindible también acompañar el ritmo de la implantación del PV al que sigan los sistemas energéticos del entorno exterior más cercano a la UE, particularmente Rusia, Turquía y los «vecinos del sur», especialmente sensibles al perfil temporal de utilización del gas natural y al posible éxito en la producción a gran escala de hidrógeno verde. La seguridad de suministro tiene que resultar compatible con los avances del mercado interior de la energía, con su diseño y regulación y con los contratos *ad hoc* para garantizar el suministro desde Rusia. La electrificación, el despliegue de los vehículos eléctricos, la de los gases verdes, como el hidrógeno o la financiación de las inversiones de los consumidores para ganar en eficiencia y gestión activa de la demanda, tienen que deberán resultar compatibles con que, tanto la oferta como la demanda, actúen con la libertad suficiente como para asumir los costes y beneficios de sus propias decisiones.

El otro gran peligro es que el PV no sea acompañado de la cooperación suficiente desde otras zonas de poder geopolítico y, especialmente, desde China, Rusia y Estados Unidos. La cooperación

quarters-homepage_en/84888/Building%20Global%20Europe (consultado en enero 2021).

internacional requiere el funcionamiento de un nuevo multilateralismo que supere las dificultades y los problemas a los que ha estado sometido el viejo orden internacional. Deberá suavizarse el rígido y tradicional respeto a la soberanía nacional desde las instituciones multilaterales. Mitigar y reducir el posible uso estratégico en el monopolio de REE, hacer compatibles los principios del GATT y la OMC con un ajuste en fronteras para el CO₂ y evitar los subsidios a los combustibles fósiles deben ser objetivos asumibles cuanto antes por las instituciones del comercio internacional.

El triunfo de Joe Biden en EE. UU. no eliminará la necesidad para la nueva administración de concentrarse en los retos internos que tiene planteados. EE. UU. vuelve al Acuerdo de París, pero la UE no puede, ni debe, esperar que esta vuelta sitúe a ambos bloques en un comportamiento similar al de los años setenta y ochenta del siglo pasado. Aunque un nuevo triunfo de Trump hubiera abierto un periodo irreversible de mayor confrontación¹⁶⁹, con caídas en el comercio mundial, nuevas carreras de armamento y menos esfuerzos en las políticas destinadas a impulsar la transición ecológica, el presidente Biden dirigirá gran parte de su atención a la tarea de apaciguar y unificar el país. El camino de EE. UU. en la transición verde será distinto del europeo y, en ciertos aspectos, incluso competirá con él. Pero EE. UU. es un aliado fundamental para conseguir que los países productores de petróleo no ralenticen el ritmo de la transición verde. La capacidad estratégica que ofrece su producción de crudo y gas mediante técnicas de *fracking*, a medio plazo, es básica para evitar estrategias extremas por parte de la OPEP, sobre todo de Arabia Saudí y Rusia.

Una de las grandes paradojas de la China actual es el esfuerzo de Xi Jinping por posicionarse como un campeón de la globalización y la descarbonización mientras que, al mismo tiempo, restringe el libre movimiento de capitales, de información, y de bienes y servicios¹⁷⁰. Los planes de relanzamiento económico post-pan-

¹⁶⁹ Más *hobbesiano* como dice HAASS, Richard: *Ibid.*

¹⁷⁰ En septiembre de 2021, en la Asamblea General de Naciones Unidas, el presidente chino Xi Jinping anunció el compromiso chino de ser neutral en emisiones de CO₂ para 2060. Este anuncio ha supuesto un giro radical respecto a posicionamientos anteriores mucho más radicales en la defensa del carbón como combustible energético. ROWLATT, Justin: «Why 2021 could be turning point for tackling climate change». BBC News. 1 de enero de 2021. https://www.bbc.com/news/science-environment-55498657?utm_campaign=IEA%20newsletters&utm_source=SendGrid&utm_medium=Email (consultado en enero de 2021).

demia parecen indicar que China sigue sin tomarse muy en serio los esfuerzos que requiere la transición verde, aunque de cara al exterior aparenta lo contrario¹⁷¹. El tiempo para este comportamiento ambiguo puede estar acabándose en tanto en cuanto la UE y EE. UU. sean claros y contundentes en sus avances hacia la transición energética. Lo que ocurra en la COP de Glasgow a finales de 2021 parece fundamental para empujar un posicionamiento chino más comprometido.

En todo caso, la UE debe encontrar un camino propio, sólido y sostenible, evitando una polarización mundial enfrentada en torno al eje EE. UU.-China, así como a que el Brexit,¹⁷² o gobiernos de sus Estados miembros, como las autocracias de Hungría y Polonia, debiliten internamente su unidad. La UE cuenta con una amplia experiencia de aciertos y errores en la definición y desarrollo de objetivos, y medidas de política energética aplicados bajo equilibrios difíciles entre la soberanía de los Estados miembros y las instituciones «supranacionales» de la Unión. Esta experiencia en mecanismos de gobernanza compatibles con la soberanía nacional, en los de flexibilidad estadística para la financiación de proyectos verdes, en el esquema de EU ETS o en la estandarización de fuentes de información y datos, así como en criterios de calificación o taxonomía de proyectos verdes, debe ponerse en valor para su «exportación» y consolidar su papel en la geopolítica de las próximas décadas. Frente a los otros bloques de poder mundial, la UE deberá actuar alternando la unilateralidad con la cooperación, procurando compatibilizar una y otra en un análisis caso a caso. Josep Borrell ha definido esta forma de actuar de la siguiente manera: «We need to strengthen our capacities to act autonomously. The concept of “Strategic autonomy” is not about protectionism but about having the capacity to defend our interests and values by acting multilaterally whenever we can but being ready to act autonomously whenever we must»¹⁷³.

¹⁷¹ ANDREWS-SPEED, Philip *et al.*: «Does 2020 mark a critical juncture in China’s low-carbon energy transition?» Energy Insight 76. The Oxford Institute for energy Studies. Octubre 2020.

¹⁷² Aunque resulta difícil pensar en un alineamiento regulatorio entre la UE y el RU después del Brexit, ambos están en perfecta sintonía en términos de objetivos y ambiciones medioambientales. BRYDEN, doug and DENTON, Sarah-Jane: «The European Green Deal - A status report». Travers Smith. <https://www.traverssmith.com/knowledge/knowledge-container/the-european-green-deal-overview-and-status-report/> (Consultado en enero de 2021).

¹⁷³ BORRELL, Josep: «Building Global Europe». From the Blog. European External Action Service. 25 de noviembre de 2020. <https://eeas.europa.eu/headquarters/head->

No obstante, las políticas unilaterales y no cooperativas, autoritarias, autocráticas y nacionalistas pudieran imponerse a los valores que soportan la transición ecológica. Esta amenaza es aún más realista después de la COVID-19. Pero esto no es nuevo y mucho menos inevitable. Como se señalaba recientemente en *Foreign Policy*: «At the end of World War II, it was hardly preordained that Western Europe would be free, united, and prosperous. When the Cold War ended, a peaceful transition was anything but guaranteed¹⁷⁴». Hoy el Pacto Verde puede parecernos utópico, pero desde la vieja Europa, sobre todo a partir de la II Guerra, no sería la primera vez que se rompen techos que parecían insuperables.

quarters-homepage_en/84888/Building%20Global%20Europe (Consultado en enero de 2021).

¹⁷⁴ FUCHS, Michael H.: «A Foreign Policy for the Post- Pandemic World How to Prepare for the Next Crisis». *Foreign Affairs*. 23 de julio de 2020. <https://www.foreignaffairs.com/print/node/1126222> (Consultado en enero de 2021).

Capítulo tercero

El hidrógeno limpio: la piedra angular de un nuevo escenario geopolítico

Thijs Van de Graaf

Resumen

El hidrógeno y los gases derivados del mismo (como el amoníaco y el metanol) gozan actualmente de un impulso político y empresarial renovado, basado en el descenso del coste de la electricidad renovable y el aumento del interés por la descarbonización profunda, a medida que cada vez más países secundan los objetivos de cero emisiones netas hacia la mitad del siglo. Este capítulo presenta una visión general de las dimensiones geopolíticas del hidrógeno como un portador de energía limpia. Con este objetivo, primero revisa las características técnicas, los distintos métodos de producción y las aplicaciones del hidrógeno. A continuación, el capítulo examina cómo el hidrógeno y los combustibles derivados podrían convertirse en materias primas de energía comercializadas a nivel mundial, y qué países están en mejor posición para convertirse en las futuras superpotencias del hidrógeno. Por último, este capítulo identifica seis ámbitos donde el hidrógeno podría dictar la geopolítica en los próximos años: el dominio tecnológico, la competencia geo-económica, el futuro de los petroestados, las nuevas interdependencias, el bloqueo del carbono (*carbon lock-in*) y la gobernanza mundial. El capítulo encuentra que el hidrógeno tiene la posibilidad de convertirse en

una materia prima mundial, si bien el tamaño y alcance de este mercado es todavía muy cuestionado e incierto. A diferencia de la creencia popular, aunque los intereses geopolíticos de este negocio emergente son muy elevados, el hidrógeno no se convertirá en una versión del petróleo sin emisiones. En todo caso, se parecerá más al mercado del gas natural licuado (GNL).

Palabras clave

Geopolítica; Hidrógeno; Combustibles Sintéticos; Transición Energética; Comercio

Abstract

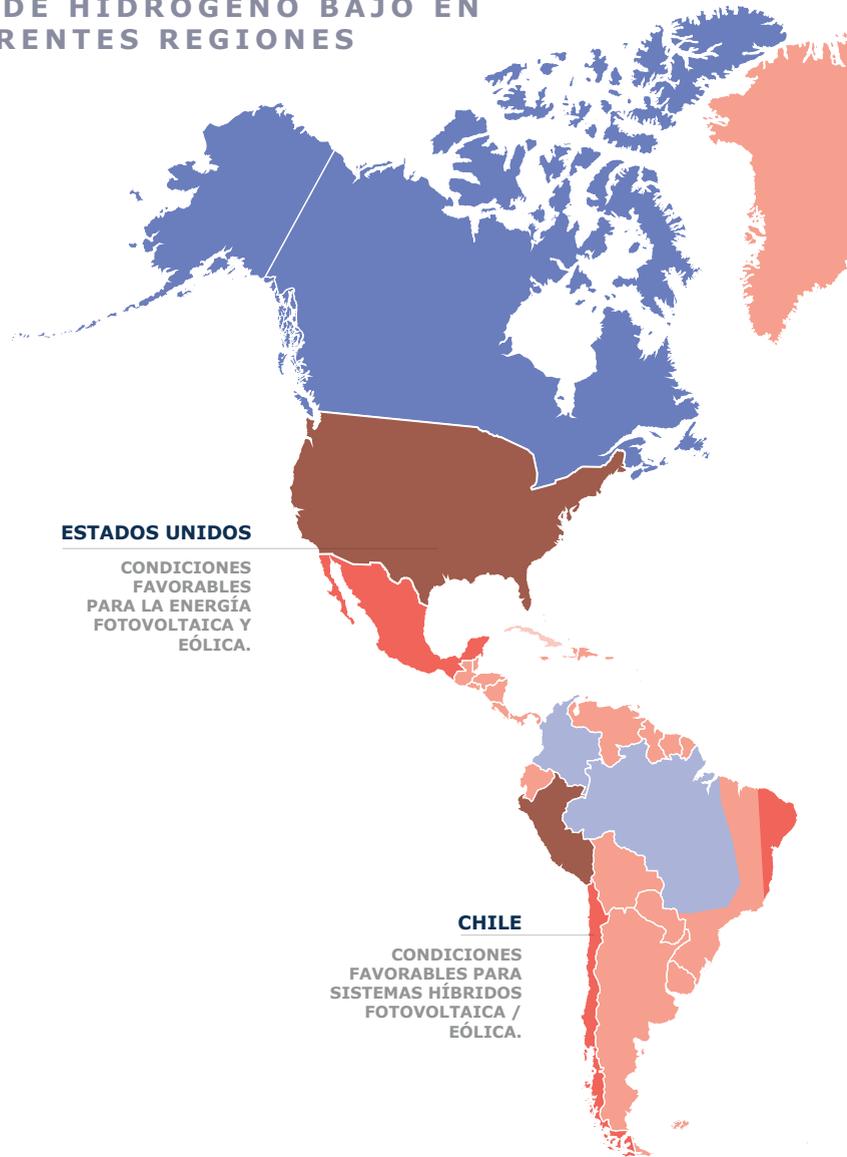
Hydrogen and derived gases (such as ammonia and methanol) are currently enjoying renewed political and business momentum, based on the declining cost of renewable electricity and surging interest in deep decarbonization, as more and more countries rally behind net zero emission targets by mid-century. This chapter presents an overview of the geopolitical dimensions of hydrogen as a clean energy carrier. To that end, it first reviews the technical characteristics, different production methods and areas of application of hydrogen. Next, the chapter examines whether and how hydrogen and derived fuels could become globally-traded energy commodities, and which countries are poised to become the hydrogen superpowers of the future. Finally, this chapter identifies six areas where hydrogen might shape geopolitics in the coming years: technology dominance, geo-economic competition, the future of petrostates, new interdependencies, carbon lock-in, and global governance. The chapter finds that hydrogen has the potential to become a global commodity, although the size and scope of that market is still very contested and uncertain. While the geopolitical stakes in this emerging business are high, hydrogen will not become a zero-carbon version of oil, contrary to popular belief. If anything, it will bear more resemblance to the liquefied natural gas (LNG) market.

Keywords

Geopolitics; Hydrogen; Synthetic Fuels; Energy Transition; Trade

POTENCIAL PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO EN TODAS LAS REGIONES

LA MEJOR FUENTE DE HIDRÓGENO BAJO EN CARBONO EN DIFERENTES REGIONES



Fuentes:

Mapa: Hydrogen Council - Path to Hydrogen Competitiveness, 2020 - Pág. 22.
Tabla "Selección de tipos de hidrógeno": IRENA - Green hydrogen policy, 2020 - Pág. 8.

LOS CENTROS DE DEMANDA, P. EJ. LA UNIÓN EUROPEA, EL NORESTE DE ASIA, A MENUDO TIENEN LIMITACIONES DE RECURSOS Y ES POSIBLE QUE NO PUEDAN AUTOABASTECERSE DE HIDRÓGENO.

LOS PAÍSES CON PERFILES DE CARGA COMPLEMENTARIOS DE ENERGÍA EÓLICA Y FOTOVOLTAICA PUEDEN PRODUCIR HIDRÓGENO RENOVABLE A PRECIOS MUY BAJOS.

REGIONES COMO CHINA Y EE. UU. SON CENTROS DE DEMANDA Y TIENEN FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES FAVORABLES.

EUROPA

ES PROBABLE QUE SEA UN LUGAR DE GRAN DEMANDA.

ENERGÍAS RENOVABLES LIMITADAS DEBIDO A CURVAS DE CARGA VARIABLES Y DISPONIBILIDAD DE ESPACIO LIMITADO.

JAPÓN / COREA

ESTRATEGIA PARA ESCALAR EL CONSUMO DE HIDRÓGENO.

LIMITACIONES DE ESPACIO Y RECURSOS; PUEDE IMPORTAR HIDRÓGENO.

CHINA

GRANDES INVERSIONES EN ECONOMÍA DEL HIDRÓGENO.

POTENCIAL PARA SER AUTOSUFICIENTE.

ORIENTE MEDIO

ALTO POTENCIAL HÍBRIDO FOTOVOLTAICO / EÓLICO DEBIDO A BUENOS RECURSOS LOCALES.

AUSTRALIA

POTENCIAL PARA PARQUES FOTOVOLTAICOS A GRAN ESCALA CON PERFILES DE CARGA FAVORABLES.

SELECCIÓN DE TIPOS DE HIDRÓGENO

COLOR	HIDRÓGENO GRIS	HIDRÓGENO AZUL	HIDRÓGENO TURQUESA	HIDRÓGENO VERDE	Nota:
PROCESO	SMR O GASIFICACIÓN	SMR O GASIFICACIÓN CON CAPTURA DE CARBONO (85-95%)	PIRÓLISIS	ELECTRÓLISIS	SMR = Steam Methane Reforming
FUENTE	GAS NATURAL O CARBÓN	GAS NATURAL O CARBÓN	GAS NATURAL	ELECTRICIDAD RENOVABLE	El hidrógeno turquesa es una opción emergente de descarbonización

Introducción

Durante décadas, los expertos en relaciones internacionales (RR. II.) utilizaron la palabra «hidrógeno» exclusivamente en relación con la bomba de hidrógeno, un arma de destrucción masiva que es muchas veces más potente que las armas atómicas convencionales que destruyeron Hiroshima y Nagasaki. En la actualidad, una aplicación más pacífica del hidrógeno ha pasado a formar parte del léxico de los especialistas de las RR. II.: el del hidrógeno como portador de energía y materia prima. Desde 2017, el gas hidrógeno y sus numerosas formas derivadas (por ejemplo, metanol o amoníaco a partir de hidrógeno) vuelven a estar en boga como soluciones esenciales para el avance de nuestras economías hacia las cero emisiones netas hacia mediados de siglo.

No es la primera oleada de interés en el hidrógeno como portador de energía. Los gases de hidrógeno prendieron una primera chispa de entusiasmo a raíz de las carencias de petróleo experimentadas por occidente en la década de 1970. El hidrógeno producido a partir del carbón y la energía nuclear se promocionó como un medio para reemplazar a las vulnerables importaciones petroleras, especialmente como combustible para el transporte. El entusiasmo por el hidrógeno se desvaneció a medida que se redujeron los precios del petróleo, pero surgió una nueva oleada de interés en la década de 1990, esta vez espoleada por las preocupaciones sobre el cambio climático. No obstante, los precios del petróleo obstinadamente bajos sofocaron muchos proyectos basados en el hidrógeno. A principios de la década de 2000, el interés por el hidrógeno regresó de nuevo, ante los temores difundidos en relación con el pico del petróleo. Después de 2010, a medida que se aplacaban los miedos derivados de la escasez del petróleo, el hidrógeno volvía a quedar en un segundo plano¹.

Actualmente, dos avances han modificado significativamente las perspectivas del hidrógeno. En primer lugar, la considerable reducción del coste de las tecnologías de energías renovables como la solar y la eólica han aumentado la probabilidad de que el «hidrógeno verde» (producido a partir de la electrolisis del agua

¹ International Energy Agency (IEA), «The Future of Hydrogen». París: OECD/IEA. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>. Consultado el: 11 de enero de 2021.

mediante energías renovables) llegue a ser algún día competitivo frente a los combustibles fósiles: tan pronto como llegue 2030, según la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA)². En la mayoría de lugares del mundo, las energías renovables son ya la fuente de electricidad más barata³. En la actualidad la IEA se refiere a la energía solar fotovoltaica (FV) como «la fuente de electricidad más barata de la historia»⁴. Al igual que la energía solar y la eólica, los electrolizadores están inmersos en curvas de aprendizaje tecnológico y pueden alcanzar reducciones de costes similares a las ya observadas en las tecnologías renovables. El hidrógeno verde es técnicamente una subcategoría de la electricidad renovable, a partir de la cual se produce. Así, el hidrógeno podría permitir la penetración de fuentes renovables y baratas de electricidad en otros sectores de uso final, como la industria, el transporte y los edificios, donde podría reemplazar a los combustibles fósiles.

En segundo lugar, los gobiernos adoptaron el Acuerdo de París a finales de 2015, que establece el objetivo de limitar el calentamiento global a menos de 2 °C y realizar esfuerzos para mantenerlo por debajo de 1,5 °C. Aunque las contribuciones determinadas a nivel nacional (NDC) están lejos de alcanzar dicho objetivo, los gobiernos parecen tomarse cada vez más en serio la mitigación del cambio climático. Si la próxima administración de Biden cumple su promesa, pronto, más de dos terceras partes de las emisiones de CO₂ mundiales estarán bajo un compromiso de cero emisiones netas hacia mediados de siglo⁵. Para alcanzar este objetivo, el hidrógeno sin emisiones podría ser una solución técnica importante o incluso indispensable para descarbonizar aquellos sectores cuya electrificación resulta difícil, como el sector naval o aeronáutico, el transporte de larga

² International Renewable Energy Agency (IRENA), «Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling Up Renewables to Meet the 1.5°C Climate Goal». Abu Dhabi: IRENA, 17 de diciembre de 2020. Disponible en: https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA_Green_hydrogen_cost_2020.pdf. Consultado el 13 de enero de 2021.

³ International Renewable Energy Agency (IRENA), «Renewable power generation costs in 2019», IRENA, junio de 2020. Disponible en: <https://www.irena.org/publications/2020/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2019>. Consultado el: 11 de enero de 2021.

⁴ International Energy Agency (IEA), «World Energy Outlook 2020». París: OECD/IEA, p. 214.

⁵ United Nations Environment Program (UNEP), «Emissions Gap Report 2020», p. xvii. Disponible en: <https://reliefweb.int/sites/reliefweb.int/files/resources/EGR20.pdf>. Consultado el: 13 de enero de 2021.

distancia y los procesos industriales que utilizan temperaturas muy elevadas⁶.

Gracias a estos avances, esta vez podría ser diferente y el sector del hidrógeno podría despegar finalmente después de varios intentos frustrados. El hidrógeno incluso podría allanar el camino para un aumento de los flujos comerciales internacionales. Los grandes países industrializados, como Japón, Corea, Alemania y el resto de la Unión Europea (UE) están apostando por la importación a gran escala de hidrógeno para cumplir sus compromisos de cero emisiones netas. Así, el hidrógeno podría convertirse en un nuevo mercado de materias primas grande –y posiblemente lucrativo– que atraería la atención de los gobiernos y las juntas directivas de las grandes corporaciones. Si el hidrógeno está destinado a convertirse en una importante fuente de energía en el futuro, una versión descarbonizada del petróleo, el sector presenta sin duda un enorme interés geopolítico y altos riesgos.

El hidrógeno es tan atractivo para los responsables políticos debido a que puede ofrecer un suministro de energía, y calor, seguro y fiable en todo momento, de día o de noche, en verano o en invierno, a un coste que sin duda se reducirá y sin emitir dióxido de carbono (si se produce a partir de energías renovables o energía nuclear)⁷. Es un factor vital para el acoplamiento entre sectores, además de un portador de energía almacenable y transportable (a diferencia de las fuentes de electricidad intermitentes, como la solar o la eólica). Como puede almacenarse en cantidades ilimitadas, el hidrógeno es *la única* solución capaz de ofrecer una elevada resiliencia a la economía del futuro, con cero emisiones netas y alta electrificación⁸. A diferencia del gas y el petróleo, puede producirse en cualquier lugar del mundo, lo que reduce los riesgos de relaciones comerciales asimétricas que alguna de las partes podría explotar a nivel político.

En este capítulo se proponen exponer las dimensiones geopolíticas del hidrógeno. A tal efecto, se compone de cinco partes. La

⁶ BELMANS, Ronnie and VINGERHOETS, Pieter: «Molecules: Indispensable in the Decarbonized Energy Chain», EUI RSCAS PP, 2020/01, Florence School of Regulation. Disponible en: <http://hdl.handle.net/1814/66205>. Consulta el 18 de enero de 2021.

⁷ LEPERCQ, Thierry, «Hydrogen is the New Oil: How 7 Energy Battles are Giving Birth to a Carbon-Free World». París: Cherche Midi, 2019.

⁸ LIEBREICH, Michael, «Separating Hype from Hydrogen – Part Two: The Demand Side», 16 de octubre de 2020. Disponible en: <https://about.bnef.com/blog/liebreich-separating-hype-from-hydrogen-part-two-the-demand-side/>. Consulta el 22 de diciembre de 2020.

siguiente sección revisa el potencial técnico y el coste económico de diferentes cadenas de valor del hidrógeno, y aborda tanto los métodos de producción como sus posibles casos de uso. La sección siguiente trata de identificar los principales agentes en el escenario global del hidrógeno, para lo cual combina una visión general con casos prácticos de Japón, la Unión Europea, Australia y Chile. A continuación, pasaremos a debatir los factores geopolíticos y las implicaciones de las evoluciones actuales del hidrógeno. Se identifican y abordan con detalle seis dimensiones geopolíticas del hidrógeno:

- La carrera para alcanzar el liderazgo tecnológico.
- Las fricciones comerciales y las estrategias industriales competitivas.
- El impacto del hidrógeno sobre el futuro de los petroestados.
- Nuevas interdependencias surgidas del comercio internacional del hidrógeno.
- Riesgos de bloqueo del carbono (*carbon lock-in*) y activos varados.
- Regulación competitiva y gobernanza de los mercados del hidrógeno.

¿Qué es el hidrógeno?

Características técnicas

Para entender por completo la revolución que el hidrógeno puede desatar, es importante conocer algunos principios científicos básicos relacionados con el hidrógeno. El hidrógeno es el elemento más ligero y abundante en el universo. Es un gas diatómico denominado con la fórmula molecular H_2 . No es tóxico, no es metálico, es inodoro e insípido, no contiene carbono y es altamente inflamable. El hidrógeno no suele darse como una molécula libre en la naturaleza, sino que tiende a asociarse con otros elementos, en particular el oxígeno (para formar agua, H_2O) y el carbono (para formar diversos tipos de hidrocarburos, incluidos los combustibles fósiles, como el metano o CH_4).

Actualmente, el hidrógeno se utiliza casi exclusivamente como materia prima para otros productos químicos, como el amoníaco (NH_3), un producto esencial para producir fertilizantes nitrogenados, metanol (CH_3OH) y etanol (C_2H_5OH). En las refinerías de petróleo se añade también al petróleo pesado a fin de producir combustibles para el transporte. Hoy en día, la producción de amoníaco y el refinado de petróleo suponen dos terceras partes

del uso mundial del hidrógeno⁹. La demanda industrial del hidrógeno ya es un mercado global muy importante, con una demanda total de unos 115 millones de toneladas métricas en 2018¹⁰, con un valor de 135 500 millones de dólares¹¹, y experimenta un rápido crecimiento.

No obstante, el hidrógeno también tiene un gran potencial como «portador de energía química o vector energético». Contiene más energía por unidad de peso que los combustibles fósiles. Como combustible, el hidrógeno puede reconvertirse en electricidad o en calor mediante la siguiente reacción química: $2\text{H}_2 + \text{O}_2 \rightarrow 2\text{H}_2\text{O} + \text{electricidad} + \text{calor}$. Esto puede realizarse mediante la combustión (como el gas natural o el carbón en las centrales eléctricas, o el combustible en los vehículos a motor) o mediante oxidación en las pilas de combustible. En ambos casos, el hidrógeno no produce dióxido de carbono (CO_2), partículas (PM), óxidos de azufre (SO_x), óxidos de nitrógeno (NO_x), ni aumenta el ozono al nivel del suelo (O_3). Su único producto derivado es el vapor de agua (H_2O), que es totalmente inocuo. Así, a menudo se citan las ventajas del hidrógeno para mitigar el cambio climático y la contaminación atmosférica local.

No obstante, es muy importante subrayar que el hidrógeno no es una fuente de energía. No puede extraerse del suelo ni de la atmósfera, como el crudo o la radiación solar. Por el contrario, es un portador de energía o vector energético, igual que la electricidad. Esto significa que debe producirse utilizando otras fuentes de energía. En la actualidad, más del 99 % de toda la producción específica de hidrógeno se realiza a partir de combustibles fósiles¹², lo que produce una importante huella de CO_2 . De hecho, hoy en día la producción de hidrógeno es responsable de unas emisiones anuales equivalentes a las del Reino Unido (RU) e Indonesia combinadas¹³. Con los actuales métodos de producción, el hidrógeno no desempeña ningún papel en los

⁹ International Energy Agency (IEA), «The Future of Hydrogen». París: OECD/IEA. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>. Consultado el: 11 de enero de 2021.

¹⁰ IEA, «The Future of Hydrogen», p. 18.

¹¹ Baker McKenzie, «Shaping Tomorrow's Global Hydrogen Market Via De-Risked Investments». Enero de 2020. Disponible en: https://www.bakermckenzie.com/-/media/files/insight/publications/2020/01/hydrogen_report.pdf?la=en. Consulta el 11 de enero de 2021.

¹² IEA, «The Future of Hydrogen», p. 32.

¹³ IEA, «The Future of Hydrogen», p. 14.

esfuerzos de descarbonización mundiales. No obstante, existen otros métodos de producción que se revisarán en la próxima sección.

Métodos de producción

Las diversas maneras de producir hidrógeno suelen describirse mediante distintos códigos de color (véase la Tabla 1). El «gris» se utiliza en referencia a la producción de hidrógeno mediante combustibles fósiles. En ocasiones se denomina también hidrógeno «marrón» (si se basa en *brown coal* o lignito) o hidrógeno «negro» (si se basa en *black coal* o antracita). Con mucho, la mayor parte del hidrógeno (alrededor del 75 %) se produce mediante reformado de metano con vapor (SMR), que combina gas natural y agua calentada en forma de vapor. El resultado es hidrógeno y dióxido de carbono. A continuación viene la gasificación del carbón, que representa otro 23 % de la producción de hidrógeno¹⁴. Estos métodos de producción no son adecuados para alcanzar los objetivos de cero emisiones netas debido a la gran cantidad de emisiones de CO₂ que generan.

Color	Proceso	Fuente	Emisiones de CO₂
Hidrógeno gris	Reformado de metano con vapor (SMR) o gasificación	Gas natural o carbón	Altas
Hidrógeno azul	SMR o gasificación con CAC	Gas natural o carbón	Bajas
Hidrógeno turquesa	Pirolisis	Gas natural	Prácticamente cero si el calor es suministrado por renovables o energía nuclear
Hidrógeno verde	Electrolisis	Electricidad renovable	Prácticamente cero
Hidrógeno rosa	Electrolisis	Electricidad nuclear	Prácticamente cero

Tabla 1. Principales tipos de hidrógeno.

¹⁴ IEA, «The Future of Hydrogen», p. 38.

En teoría, ambos procesos de producción pueden estar equipados con tecnología de captura y almacenamiento de carbono (CAC), en cuyo caso se denomina hidrógeno «azul». Las tecnologías de CAC solo permiten capturar el 85-95 % de las emisiones de CO₂ como mucho¹⁵, por lo que la producción de hidrógeno azul emite menos carbono que la de sus homólogos gris o negro, pero todavía no es neutro en carbono. Además, la continua dependencia de la extracción de gas natural entraña un riesgo de emisiones indirectas (fugas) de metano, un gas de efecto invernadero mucho más potente que el CO₂. Igualmente, dicha instalación implica costes adicionales para la captura, el transporte y el almacenamiento del CO₂, y pueden enfrentarse a problemas de aceptación social¹⁶. En términos de seguridad energética, el hidrógeno azul sigue dependiendo de una base de recursos finita, está expuesto a las fluctuaciones en el precio de los combustibles fósiles y puede implicar una dependencia constante de importaciones procedentes de países proveedores inestables.

Otra vía de producción es el denominado hidrógeno «turquesa». Utiliza gas natural como materia prima, pero no produce emisiones de CO₂. Mediante el proceso de pirolisis, el metano o el gas natural (CH₄) se descomponen en hidrógeno gaseoso (H₂) y carbono sólido (C). Resulta interesante mencionar que ya existe un mercado para el carbono sólido que ofrece oportunidades de explotar una fuente de ingresos adicional. Lo mismo se aplica al CO₂ en escenarios que permiten la utilización del dióxido de carbono capturado, pero el carbono sólido se almacena con mayor facilidad que el CO₂ gaseoso. Para que esta técnica de producción sea neutra en carbono, el calor de alta temperatura debe generarse mediante energías renovables o energía nuclear, y los residuos de carbono deben retenerse de forma permanente. En este momento, el hidrógeno «turquesa» se encuentra en fase piloto.

El hidrógeno «verde» se obtiene a partir de la electrolisis del agua, utilizando electricidad generada mediante fuentes renovables. La electrolisis fue inventada por dos químicos británicos en 1800. Se trata de un proceso que utiliza la corriente eléctrica para separar el agua en hidrógeno y oxígeno. Los electrolizadores están formados por dos electrodos (ánodo y cátodo) separados

¹⁵ International Renewable Energy Agency (IRENA), «Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling Up Renewables to Meet the 1.5°C Climate Goal». Abu Dabi: IRENA, 17 de diciembre de 2020, p. 16.

¹⁶ International Renewable Energy Agency (IRENA), «Green Hydrogen: A Guide To Policy-Making». Abu Dabi: IRENA, noviembre de 2020, p. 9.

por un electrolito. Hay diferentes tipos de electrolizadores, sobre todo en función del tipo de material utilizado como electrolito. Las emisiones de gases de efecto invernadero durante todo el ciclo de la producción de hidrógeno mediante electrolisis son prácticamente cero si la electricidad se produce a partir de fuentes renovables, como la energía solar y la eólica. Sin embargo, en la mayoría de los casos, la electricidad de la red procede de diversas fuentes. Por eso, la Comisión Europea, en su Estrategia del Hidrógeno, establece una diferencia entre el «hidrógeno producido a partir de electricidad» y el «hidrógeno producido a partir de energías renovables»¹⁷. El hidrógeno a partir de renovables también puede producirse mediante el reformado de biogás o la conversión bioquímica de biomasa.

Otro color en la gama de las tecnologías del hidrógeno es el «rosa», que hace referencia al hidrógeno producido a partir de electricidad nuclear, también mediante electrolisis. El hidrógeno rosa no suele mencionarse en las estrategias de hidrógeno europeas, pero podría convertirse en un pilar importante de las industrias del hidrógeno en países como Rusia y China¹⁸. Después, los colores quedan algo difuminados. Algunos utilizan el hidrógeno «amarillo» para describir el hidrógeno electrolítico usando una combinación de energías fósiles y renovables. Por último, el hidrógeno «blanco» es el hidrógeno geológico presente de forma natural en depósitos subterráneos y extraído mediante fracturación, aunque actualmente no existen estrategias de explotación viables.

Aplicaciones

Una de las características más atractivas del hidrógeno es su versatilidad. Puede introducirse en la red de gas, utilizarse en vehículos con pila de combustible, convertirse en otros combustibles sintéticos o convertirse en electricidad para la red. Al permitir la conversión de electricidad en moléculas (mediante electrolisis) y de nuevo en electricidad (mediante pilas de combustible), es un factor vital para el «acoplamiento entre sectores», una de las palabras de moda en los círculos energéticos, que hace referencia

¹⁷ European Commission, «A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe». Bruselas, 8 de julio de 2020, págs. 3-4.

¹⁸ NOUSSAN, Michel; RAIMONDI, Pier Paolo; SCITA, Rossana; and HAFNER, Manfred. «The Role of Green and Blue Hydrogen in the Energy Transition—A Technological and Geopolitical Perspective». *Sustainability* 13, n.º 1 (2021): 298.

a la integración de diferentes sectores consumidores de energía (p. ej., edificios, transporte e industria) con el sector eléctrico. El hidrógeno permite convertir la electricidad renovable en moléculas de gas (un proceso denominado «de electricidad a gas») que, a su vez, permite descarbonizar partes de la industria y el transporte que no pueden electrificarse.

Además, existen importantes sinergias entre el hidrógeno y un sistema eléctrico basado en energías renovables. El hidrógeno amplía el alcance de las soluciones renovables, por ejemplo, en la industria. También es prácticamente la única forma de proporcionar un almacenamiento estacional y neutro en carbono para la electricidad renovable¹⁹ y, de este modo, tiene una ventaja sobre las baterías, que solo pueden ofrecer almacenamiento durante algunas horas como máximo. Algunas personas han sugerido que el hidrógeno también podría ofrecer una forma de solucionar los problemas de restricción de la generación renovable variable y los precios negativos de la electricidad, pero las investigaciones han mostrado que no siempre tiene sentido construir electrolizadores para almacenar los vertidos de energía²⁰. Por otro lado, los electrolizadores podrían añadir un elemento de flexibilidad en el lado de la demanda («aplanado de picos» o «*peak shaving*») para equilibrar la red en todo momento²¹. Por último, el hidrógeno permite enviar la energía renovable a través de distancias mucho mayores que las redes de corriente continua de alta tensión. Este aspecto se denomina *shipping the sunshine* en la estrategia nacional de hidrógeno de Alemania²².

Algunos partidarios tienen una visión expansiva de la función del hidrógeno en la sociedad y defienden su uso en todos los sectores

¹⁹ DNV GL, «The Promise of Seasonal Storage». Position Paper, febrero de 2020. Disponible en: <https://www.dnvgl.com/publications/the-promise-of-seasonal-storage-168761>. Consulta el 18 de enero de 2021.

²⁰ UK National Infrastructure Commission (NIC), «Net Zero: Opportunities for the Power Sector». 6 de marzo de 2020. Disponible en: <https://nic.org.uk/app/uploads/Net-Zero-6-March-2020.pdf>. Consulta el 22 de diciembre de 2020.

²¹ International Renewable Energy Agency (IRENA), «Hydrogen: A Renewable Energy Perspective», Informe preparado para la segunda Hydrogen Energy Ministerial Meeting en Tokio, Japón, septiembre de 2019. Disponible en: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_Hydrogen_2019.pdf. Consulta el 11 de enero de 2021.

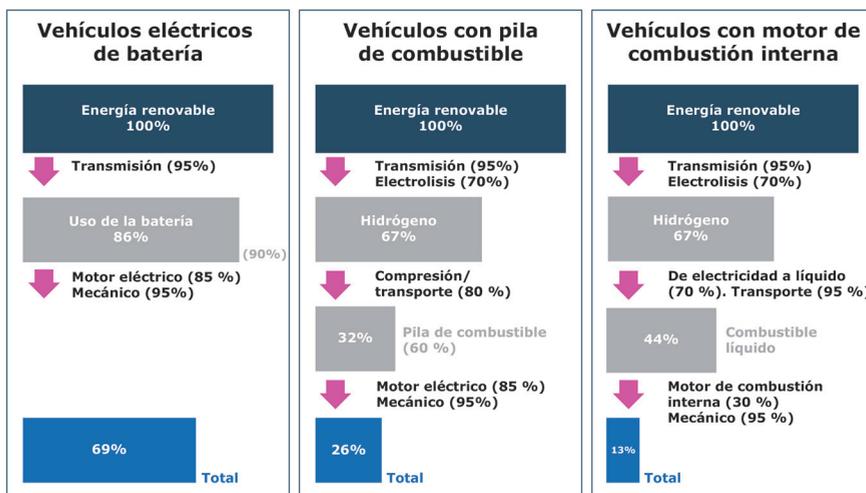
²² The German Federal Government, «The National Hydrogen Strategy». Federal Ministry for Economic Affairs and Energy, junio de 2020. Disponible en: https://www.bmbf.de/files/bmwi_Nationale%20Wasserstoffstrategie_Eng_s01.pdf. Consulta el 11 de enero de 2021.

de la economía. La estrategia nacional del hidrógeno japonesa tiene el objetivo explícito de convertir el país en la primera sociedad del mundo basada en el hidrógeno²³. Sin embargo, una de las desventajas del hidrógeno es que cada conversión implica una pérdida de energía. Las leyes de la termodinámica establecen que el contenido de energía que se obtiene del proceso de producción del hidrógeno es siempre inferior a la electricidad o el gas natural empleados. Aproximadamente, esto se traduce en la siguiente aritmética sencilla: la conversión de electricidad, verde o no, en hidrógeno implica una pérdida aproximada del 30 % del contenido energético de la electricidad. Cualquiera que sea el paso posterior que se tome para dar un uso práctico al hidrógeno (p. ej., pilas de combustible o combustión del hidrógeno), implicará otra pérdida del 30 % (del 70 % de la energía restante del hidrógeno), lo que solo permite aprovechar aproximadamente la mitad de la energía contenida en la electricidad original para fines útiles²⁴.

Si se comparan las diferentes tecnologías de los vehículos de pasajeros, como muestra la Figura 1, los vehículos eléctricos a batería (BEV) tienen el mayor índice de eficiencia (69 %). Los vehículos eléctricos con pila de combustible de hidrógeno (FCEV), por el contrario, tienen pérdidas de conversión que alcanzan el 74 % y aumentan hasta un sorprendente 87 % en el caso de vehículos que queman combustibles sintéticos derivados del hidrógeno. Esto significa que se necesita aproximadamente 2,5 veces más electricidad para recorrer los mismos 100 km con un FCEV que con un BEV, y unas cinco veces más electricidad para recorrer la misma distancia en un vehículo alimentado con combustibles sintéticos. El motivo es muy sencillo. Los automóviles con pila de combustible son esencialmente vehículos eléctricos, pero existen dos pasos de conversión adicionales en comparación con los vehículos eléctricos a batería: la energía debe transformarse de electricidad a gas, y de nuevo a electricidad, para mover el vehículo. Se produce una situación similar al comparar bombas de calor eléctricas con calderas de hidrógeno o sistemas de calefacción con pila de combustible (Figura 2).

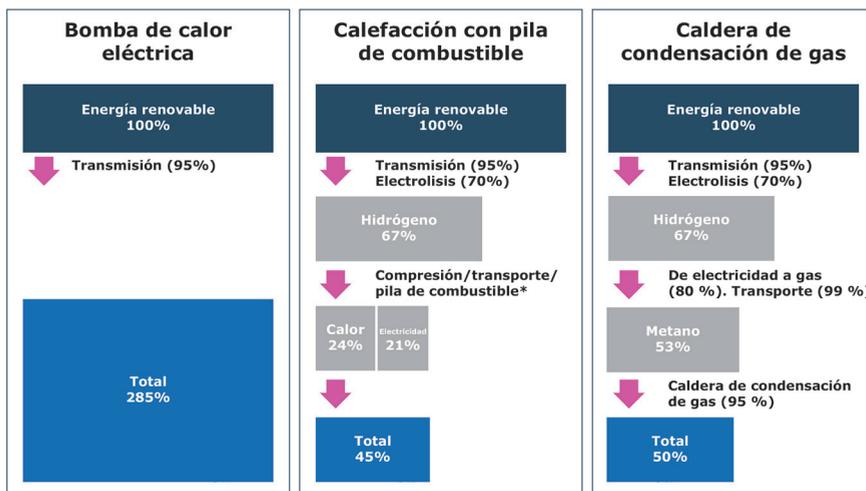
²³ Japanese Ministry of Economy, Trade and Industry, «Basic Hydrogen Strategy». 26 de diciembre de 2017. Disponible en: https://www.meti.go.jp/english/press/2017/pdf/1226_003b.pdf. Consulta el 11 de enero de 2021.

²⁴ HENNINGSEN, Jorgen: «Why hydrogen is no magic solution for EU green deal». *EU Observer*, 4 de agosto de 2020. Disponible en: <https://euobserver.com/opinion/149089>. Consulta el 11 de enero de 2021.



Las eficiencias individuales están indicadas entre paréntesis. Teniendo en cuenta todas ellas, se obtienen las eficiencias acumuladas generales indicadas en los recuadros.

Figura 1. Eficiencia de conversión para automóviles con diferentes tecnologías motrices²⁵.



Eficiencias: 80% (compresión/transporte) y 85% (total pila de combustible; 45% calor, 40% electricidad). Nota: Las eficiencias individuales están indicadas entre paréntesis. Teniendo en cuenta todas ellas se obtienen las eficiencias acumuladas generales indicadas en los recuadros. Para las bombas de calor, se ha asumido un factor de rendimiento anual de 3.

Figura 2. Eficiencia de conversión para diferentes sistemas de calefacción²⁶.

²⁵ Agora Energiewende y Frontier Economics, «The Future Cost of Electricity-Based Synthetic Fuels», 19 de septiembre de 2018, p. 12. Disponible en: https://static.agora-energiwende.de/fileadmin2/Projekte/2017/SynKost_2050/Agora_SynKost_Study_EN_WEB.pdf. Consulta el 11 de enero de 2021.

²⁶ Agora Energiewende y Frontier Economics, «The Future Cost of Electricity-Based Synthetic Fuels». 19 de septiembre de 2018, p. 13. Disponible en: https://static.agora-energiwende.de/fileadmin2/Projekte/2017/SynKost_2050/Agora_SynKost_Study_EN_WEB.pdf.

Para algunos, el hidrógeno es la solución a todos los problemas energéticos. Sin embargo, la realidad es que, como señaló recientemente Michael Liebreich, CEO de Bloomberg New Energy Finance: «El hidrógeno tendrá que ganarse cada caso de uso, pero no será fácil». Concluye que «el papel del hidrógeno en el *mix* energético final de un mundo futuro con cero emisiones netas será asumir funciones que no puedan hacerse de forma más sencilla, barata y eficiente mediante el uso directo de electricidad limpia y de baterías»²⁷. Estos sectores probablemente incluirán la industria pesada, en particular los productos químicos, fertilizantes, refinerías y siderurgia, además del transporte marítimo, la aviación de larga distancia, el transporte de mercancías, redes e infraestructura eléctrica. Algunos de estos sectores, como el naval, son «mercados cautivos», lo que significa que no tienen más opción que utilizar combustibles basados en el hidrógeno. Es un sector que podría impulsar la demanda, y ayudar a reducir los costes del hidrógeno y los combustibles relacionados.

No obstante, muchas compañías siguen estudiando soluciones basadas en el hidrógeno para sectores que pueden electrificarse. Los fabricantes de automóviles japonés y coreano Toyota y Hyundai, junto con sus respectivos gobiernos, han anunciado planes ambiciosos para aumentar la producción y la venta de vehículos de hidrógeno. Existen planes en curso para desarrollar trenes movidos por hidrógeno en el Reino Unido, Austria, Francia y Japón. Hay al menos 37 proyectos en todo el mundo para integrar el hidrógeno en la actual red de distribución de gas. En algunos casos, estos planes seguirán progresando porque las empresas ya han comprometido grandes sumas de dinero a investigación y desarrollo para diversos casos de uso, y resultaría costoso abandonar estos programas. En otros casos, determinados agentes industriales (p. ej., el grupo de presión del gas) pueden influir en las autoridades políticas mediante lobby y obtener así apoyo público (p. ej., con órdenes de integración del hidrógeno) dinero a investigación y desarrollo para diversos casos de uso, y resultaría

ra-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/SynKost_2050/Agora_SynKost_Study_EN_WEB.pdf. Consulta el 11 de enero de 2021.

²⁷ LIEBREICH, Michael: «Separating Hype from Hydrogen – Part Two: The Demand Side». 16 de octubre de 2020. Disponible en: <https://about.bnef.com/blog/liebreich-separating-hype-from-hydrogen-part-two-the-demand-side/>. Consulta el 22 de diciembre de 2020.

costoso abandonar estos programas. En otros casos, determinados agentes industriales (p. ej., el grupo de Presión el gas) pueden influir en las autoridades políticas mediante lobby y obtener así apoyo público (p. ej., con órdenes de integración del hidrógeno)²⁸.

En resumen, las estimaciones del potencial comercial del hidrógeno varían considerablemente. Como muestra la Tabla 2 (debajo)²⁹, BNEF es la mayor partidaria del hidrógeno y estima que podría satisfacer hasta el 24 % de la demanda energética final en 2050. Otros, como Shell, consideran que el hidrógeno solo satisfará el 2 % de la demanda energética. La Agencia Internacional de la Energía (AIE) estima que la demanda de hidrógeno bajo en carbono será de 11 EJ (o 75 millones de toneladas) en 2040, al menos en su Escenario de Desarrollo Sostenible³⁰. En este momento, solo el 0,002 % de todo el hidrógeno producido actualmente se utiliza como portador de energía³¹, de modo que algunas de estas cifras de demanda previstas implican un ritmo de crecimiento anual compuesto muy rápido.

²⁸ Corporate Europe Observatory, «The hydrogen hype: Gas industry fairy tale or climate horror story?». 7 de diciembre de 2020. Disponible en: <https://corporateeurope.org/en/hydrogen-hype>. Consulta el 22 de diciembre de 2020.

²⁹ Esta table se ha adaptado, ampliado y actualizado gracias a: FRIDOLIN, Pflugmann; and DE BLASIO, Nicola: «The Geopolitics of Renewable Hydrogen in Low-Carbon Energy Markets». *Geopolitics, History, and International Relations* 12, no. 1 (2020): 9-44.

³⁰ IEA, «World Energy Outlook 2020», p. 294.

³¹ DNV GL, «Hydrogen as an energy carrier: An evaluation of emerging hydrogen value chains», 2018, pg. 4. Disponible en: <https://www.dnvgl.com/publications/hydrogen-as-an-energy-carrier-134607>. Consulta el 12 de enero de 2021.

	Estudio	Demanda anual (en EJ)	% de la energía final
Demanda prevista para el hidrógeno en 2050	Hydrogen Council (2017) ³²	78 EJ	18 %
	BNEF (2020) ³³	27-195 EJ	7-24 %
	DNV GL (2020) ³⁴	24 EJ	6 %
	Shell Sky Scenario (2018) ³⁵	9 EJ	2 %
	Transforming Energy Scenario de IRENA (2020) ³⁶	8 EJ	1 %
A modo de comparación, la demanda anual actual para:			
Hidrógeno	IEA (2019)	9-11 EJ	~0 %
Petróleo	BP (2020)	193 EJ	33 %
Gas natural	BP (2020)	141 EJ	24 %

Tabla 2. Potencial comercial estimado para el hidrógeno en 2050 Notas para la Tabla 2: un exajulio (EJ) es 1 trillón de julios (J). Es equivalente a aproximadamente un día de la demanda de energía final total mundial, o unos 170 millones de barriles de petróleo³⁷. La demanda de hidrógeno anual estimada incluye la demanda de hidrógeno (de todos los colores) como portador de energía y como materia prima. La proporción estimada del hidrógeno en la demanda de energía final solo cubre el suministro de hidrógeno como portador de energía.

³² Hydrogen Council, «Hydrogen – Scaling Up: A Sustainable Pathway for the Global Energy Transition». 2017, p. 20. Disponible en: <https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2017/11/Hydrogen-scaling-up-Hydrogen-Council.pdf>. Consulta el 12 de enero de 2021.

³³ <https://assets.bbhub.io/professional/sites/24/BNEF-Hydrogen-Economy-Outlook-Key-Messages-30-Mar-2020.pdf>

³⁴ DNV GL, «Energy Transition Outlook 2020». Septiembre de 2020, p. 100 y p. 103. Disponible en: <https://download.dnvgl.com/eto-2020-download>. Consulta el 12 de enero de 2021.

³⁵ Shell, «Shell Scenarios – Sky: Meeting the Goals of the Paris Agreement». Cifras disponibles en: https://www.shell.com/promos/business-customers-promos/numbers-behind-sky/_jcr_content.stream/1530643757647/c6daf2e0c93fd3d724f-2804837d053fdd24e0553/shell-sky-scenario-data-2018.xlsx. Consulta el 12 de enero de 2021.

³⁶ International Renewable Energy Agency (IRENA), «Global Renewables Outlook: Energy Transformation 2050». Abril de 2020, Abu Dabi, IRENA. Disponible en: <https://www.irena.org/publications/2020/Apr/Global-Renewables-Outlook-2020>. Consulta el 13 de enero de 2021.

³⁷ Hydrogen Council, «Hydrogen – Scaling Up: A Sustainable Pathway for the Global Energy Transition». 2017, p. 20. Disponible en: <https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2017/11/Hydrogen-scaling-up-Hydrogen-Council.pdf>. Consulta el 12 de enero de 2021.

Hacia un mercado internacional del hidrógeno

El hidrógeno podría convertirse en una materia prima comercializada a nivel mundial, igual que el crudo, los productos derivados del petróleo y el gas natural. En la actualidad, los dos principales competidores para proporcionar moléculas de energía limpia en el futuro son los hidrógenos azul y verde. En el caso del hidrógeno azul, el comercio internacional seguiría siendo necesario para transportarlo desde los productores a los mercados de destino. En el caso del hidrógeno verde, el mayor componente del coste es el de la electricidad renovable, por lo que la electricidad barata es un requisito previo esencial para ser un productor de hidrógeno verde competitivo: los electrolizadores asequibles no son suficientes³⁸. Esto crea una oportunidad de producir hidrógeno verde en aquellos lugares del mundo que cuentan con fuentes renovables óptimas y exportarlo desde allí a los centros de gran demanda.

Opciones de transporte

La baja densidad energética por volumen del hidrógeno hace que su almacenamiento y transporte resulten mucho más costosos. Sin embargo, existen diferentes opciones para el transporte. Según la AIE, el transporte del hidrógeno mediante redes es la forma más rentable si las distancias son inferiores a 1500 km, excepto para volúmenes muy pequeños, que podrían transportarse en camión. Para distancias superiores, y en particular para el comercio internacional, el hidrógeno puede transportarse a través de las fronteras mediante barcos o redes, bien en forma pura, unido por medios químicos o convertido en diferentes combustibles.

Redes de transporte

Para los países en estrecha proximidad geográfica, el hidrógeno puede transportarse mediante redes, que es el método más económico para suministrar hidrógeno a largo plazo. En el noroeste de Europa, ya existen más de 4500 km de redes de hidrógeno, que

³⁸ International Renewable Energy Agency (IRENA), «Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling Up Renewables to Meet the 1.5°C Climate Goal», Abu Dabi: IRENA, 17 de diciembre de 2020. Disponible en: https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA_Green_hydrogen_cost_2020.pdf. Consulta el 13 de enero de 2021.

incluyen una red de conductos de 900 km que conecta los puertos de Róterdam (Países Bajos), Amberes (Bélgica) y Dunquerque (Francia). En Estados Unidos existen actualmente 1200 km de redes de hidrógeno³⁹. Los operadores alemanes de redes de gas han presentado recientemente un proyecto para una red de hidrógeno de 5900 km, denominada H2 Startnetz, basada en redes de gas natural convertidas. En 2030, debería haber unos 1200 km operativos⁴⁰. La nueva red también se ramificará a los Países Bajos, donde podría conectarse con la red de H₂ existente. Aunque estos planes parecen ambiciosos, su tamaño palidece en comparación con la infraestructura de gas natural existente. Solo en Alemania, la red de gas natural tiene una longitud de más de 530 000 km⁴¹.

Un atajo es transformar la red actual de transmisión y distribución de gas natural para que pueda transportar hidrógeno. Un paso de bajo coste a corto plazo sería actualizar las redes existentes para que puedan transportar una mezcla de gas natural e hidrógeno (con hasta el 15 % de hidrógeno) con solo unas ligeras modificaciones. No obstante, transformar las redes de gas natural para suministrar hidrógeno puro resulta más complicado, ya que el hidrógeno puede fragilizar el acero y las soldaduras de la tubería, entraña riesgos de fugas y peligros de seguridad, y requiere costosas tecnologías de compresión⁴². La idoneidad de las redes existentes para su conversión en redes para hidrógeno debe evaluarse de manera individual, y dependerá del tipo de acero empleado y de la pureza del hidrógeno⁴³. No obstante, el sector del transporte de gas está convencido

³⁹ Shell and Wuppertal Institute, «Shell Hydrogen Study: Energy of the Future?» 2017. Disponible en: <https://www.shell.com/energy-and-innovation/new-energies/hydrogen>. Consulta el 14 de enero de 2021.

⁴⁰ RADOWITZ, Bernd: «German pipeline operators present plan for world's largest hydrogen grid». Recharge, 18 de mayo de 2020. Disponible en: <https://www.recharge-news.com/transition/german-pipeline-operators-present-plan-for-world-s-largest-hydrogen-grid/2-1-810731>. Consulta el 14 de enero de 2021.

⁴¹ Gasunie, «Infrastructure in Germany: status quo». Sin fecha. Disponible en: <https://www.gasunie.de/en/infrastructure/infrastructure-in-germany/statusquo>. Consulta el 14 de enero de 2021.

⁴² US Department of Energy, «Hydrogen Pipelines». Sin fecha. Disponible en: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-pipelines>. Consulta el 14 de enero de 2021.

⁴³ International Energy Agency (IEA), «The Future of Hydrogen». París: OECD/IEA, p. 77. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>. Consulta el 11 de enero de 2021.

de que dicha actualización es técnicamente viable a un coste asequible⁴⁴.

Si esto es así, Europa se beneficiaría de sus conexiones de transporte de gas establecidas con Noruega, Ucrania, Rusia y África del Norte (Argelia y Libia). El resultado sería que, al igual que el gas natural, el hidrógeno podría comerciarse más en los mercados regionales que en los mercados globales. En resumen, el transporte del hidrógeno resulta bastante más costoso que el transporte del gas natural que, a su vez, es más caro que el transporte de petróleo. También está por ver si las redes de hidrógeno pueden competir con las redes eléctricas de corriente continua de tensión (ultra) alta, que también pueden transportar electricidad renovable hasta los centros de demanda. Uno de los proyectos que actualmente se encuentra en la fase de planificación es Sun Cable, que se propone conectar una planta solar de 10 GW en el sur de Australia con Singapur a través de un cable submarino de 3750 km⁴⁵.

Transporte marítimo

El hidrógeno puede transportarse entre los continentes en barco básicamente de tres maneras. La primera forma de transportar hidrógeno es licuarlo. Para ello, las moléculas de hidrógeno deben enfriarse hasta menos 252 °C en las terminales portuarias antes de cargarlo en buques cargueros altamente aislados. El proceso de licuefacción consume aproximadamente del 25 % al 35 % de la cantidad inicial de hidrógeno. Es bastante más energía de la que se requiere para licuar el gas natural en GNL, que debe ser enfriado hasta menos 160 °C y consume aproximadamente el 10 % del contenido de energía de la cantidad inicial de gas natural⁴⁶. Actualmente solo existe un buque carguero en el mundo capaz de transportar hidrógeno puro, el Hydrogen Frontier, botado por Kawasaki a finales de 2019⁴⁷.

⁴⁴ Enagás, Energinet, Fluxys Belgium, Gasunie, GRTgaz, NET4GAS, OGE, ONTRAS, Snam, Swedegas, Teréga (2020). European Hydrogen Backbone, julio de 2020.

⁴⁵ Para más información, véase: <https://suncable.sg/>.

⁴⁶ International Energy Agency (IEA), «The Future of Hydrogen». París: OECD/IEA, p. 74. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>. Consulta el 11 de enero de 2021.

⁴⁷ HARDING, Robin: «Japan launches first liquid hydrogen carrier ship». *Financial Times*, 11 de diciembre de 2019.

La segunda forma es mediante portadores orgánicos líquidos de hidrógeno (LOHC). LOHC hace referencia a una serie de compuestos orgánicos diferentes (p. ej., metanol (CH_3OH) o tolueno (C_7H_8)) capaces de absorber y liberar hidrógeno mediante una reacción química. Por lo tanto, los LOHC pueden servir como un medio de almacenamiento y transporte para el hidrógeno. En un primer paso, el hidrógeno se carga en la molécula de LOHC (un proceso llamado «hidrogenación»). La principal ventaja de utilizar moléculas «portadoras» es que pueden transportarse como líquidos sin necesidad de refrigeración. Por eso, en ocasiones se denominan «baterías de hidrógeno líquido»⁴⁸. Los LOHC son muy parecidos al crudo y sus productos derivados, e incluso podría adaptarse la infraestructura actual de transporte de petróleo para el transporte de LOHC⁴⁹. Después del transporte y almacenamiento, el hidrógeno vuelve a liberarse del LOHC («deshidrogenación»). La desventaja es que las conversiones consumen alrededor del 35-40 % del contenido energético del hidrógeno⁵⁰. Además, las moléculas portadoras pueden ser caras y es necesario volver a transportarlas hasta su lugar de origen. En abril de 2020, un primer buque de demostración transportó hidrógeno a una distancia de 4000 km, de Brunéi a Japón, usando tolueno como molécula portadora.

La tercera forma de transportar hidrógeno en barco es convertirlo en «combustibles sintéticos», también denominados «electrocombustibles» o «e-combustibles» si se producen con hidrógeno obtenido a partir de la electrolisis del agua. La ventaja de estos e-combustibles es que el consumidor final puede utilizarlos directamente. Algunos de los principales tipos de combustibles sintéticos derivados del hidrógeno son el amoníaco, el metanol, el metano sintético y los líquidos sintéticos. Los dos últimos son químicamente idénticos al gas natural y los productos derivados del petróleo, respectivamente, y pueden transportarse mediante la infraestructura actual de almacenamiento y distribución. Su producción exige una fuente de CO_2 . Si esta fuente procede de la captura directa de aire (DAC) o de bioenergía con CAC, estos combustibles sintéticos pue-

⁴⁸ AAKKO-SAKSA, Päivi T.; COOK, Chris; KIVIAHO, Jari; and REPO, Timo: «Liquid organic hydrogen carriers for transportation and storing of renewable energy-Review and discussion». *Journal of Power Sources* 396 (2018): 803-823.

⁴⁹ NIERMANN, M.; DRÜNERT, Sebastian; KALTSCHMITT, Martin and BONHOFF, Klaus: «Liquid organic hydrogen carriers (LOHCs)-techno-economic analysis of LOHCs in a defined process chain». *Energy & Environmental Science* 12, n.º 1 (2019): 290-307.

⁵⁰ International Energy Agency (IEA), «The Future of Hydrogen». París: OECD/IEA, p. 75. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>. Consulta el 11 de enero de 2021.

den ser neutros en carbono. Los dos primeros tipos, el amoníaco y el metanol, merecen un tratamiento más detallado.

El amoníaco, en ocasiones denominado «el otro hidrógeno» es, al igual que el hidrógeno, un combustible libre de carbono (NH_3). El hidrógeno puede convertirse en amoníaco reaccionando con el nitrógeno del aire mediante el proceso de Haber-Bosch. En otras palabras, este combustible libre de carbono puede producirse solo con electricidad, agua y aire. El amoníaco tiene una densidad energética muy superior en comparación con el hidrógeno y existe un comercio internacional de amoníaco bien consolidado⁵¹. El amoníaco se utiliza actualmente como materia prima, en particular para producir fertilizantes, pero también puede utilizarse como combustible para la descarbonización, por ejemplo, en el sector del transporte marítimo. La desventaja es que el amoníaco es tóxico si se producen fugas y es también una posible fuente de emisiones de óxido de nitrógeno. En septiembre de 2020, Arabia Saudí envió su primera carga de «amoníaco azul» (producido mediante gas natural con captura y almacenamiento de carbono) a Japón, donde se utilizó para producir energía eléctrica.

El metanol, la forma más sencilla de alcohol, puede producirse con hidrógeno y CO_2 . Con la mitad de la densidad energética del gasóleo de calefacción, este combustible sería muy apropiado para aplicaciones del transporte. La mayor planta de síntesis de metanol está situada en Islandia, donde utiliza una combinación de energía geotérmica e hidráulica para generar más de cinco millones de litros de metanol al año, parte del cual se exporta a los Países Bajos. Como la energía procede de los volcanes, el metanol verde toma la marca de «Vulcanol»⁵².

Hubs y valles del hidrógeno

Aunque el hidrógeno podría convertirse en una materia prima mundial, es probable que los primeros pasos sean más modestos. En la actualidad, aproximadamente el 85 % de todo el hidrógeno continúa produciéndose y consumiéndose en lugares específicos (p. ej., en refinerías). Ampliar la infraestructura de suministro y demanda del hidrógeno podría lograrse mediante *hubs* indus-

⁵¹ Royal Society, «Ammonia: Zero-Carbon Fertiliser, Fuel and Energy Store». Policy Briefing, febrero de 2020.

⁵² Carbon Recycling International. Disponible en: <https://www.carbonrecycling.is/>. Consulta el 13 de enero de 2021.

triales, especialmente en diferentes zonas costeras. Varias estrategias nacionales de hidrógeno se dirigen al establecimiento de estos «valles del hidrógeno» o *hubs* (p. ej., puertos o ciudades). Desde ellos, podrían construirse «corredores de hidrógeno» que conecten las regiones con alto potencial para las energías renovables con los centros de demanda.

Con el tiempo, el mercado del hidrógeno podría llegar a emular el mercado del gas natural: Norteamérica siendo más que autosuficiente, Europa importando algo de hidrógeno a través de redes desde los países vecinos y Japón confiando en el transporte de hidrógeno por vía marítima. Sin embargo, una diferencia clave con el gas natural es que todos los principales países (incluidos los importadores, como Europa, Corea y Japón) serán «prosumidores», es decir, tanto productores como consumidores de hidrógeno y sus productos derivados. Otra diferencia es que los importadores concienciados con el cambio climático desearán contar con certificados o garantías de origen para estar seguros de que el hidrógeno que obtienen es del «color» apropiado. Así pues, hay algunas diferencias entre distintos importadores. Los futuros importadores asiáticos parecen seguir la estrategia de hidrógeno «primero gris, después azul y después verde», mientras que Alemania en particular está decidida a saltar directamente al hidrógeno verde lo antes posible.

Principales agentes en la geopolítica del hidrógeno

En su influyente trabajo, *The Prize*, Daniel Yergin explica cómo el petróleo se convirtió en la fuente de energía más importante del mundo. Así, describe cómo el petróleo es un área de «riesgos enormes y recompensas monumentales»⁵³, tanto en el ámbito comercial como geopolítico. El hidrógeno parece estar bien situado para convertirse en el «siguiente gran premio», una versión sin carbono del petróleo⁵⁴. Al igual que en la industria del petróleo, las compañías privadas y los países están maniobrando para controlar o, al menos, lograr establecerse en este negocio emergente y potencialmente lucrativo, que tiene la posibilidad de «redibujar fundamentalmente la geografía del comercio energético mundial, crear una nueva clase de exportadores de

⁵³ YERGIN, Daniel: *The Prize: The Epic Quest for Oil, Money and Power*. Nueva York: Simon and Schuster, 1991.

⁵⁴ VAN DE GRAAF, Thijs: «The Next Price: Geopolitical Stakes in the Clean Hydrogen Race». Oxford Energy Forum, forthcoming.

energía, y remodelar las relaciones geopolíticas y las alianzas entre países»⁵⁵.

¿Quién será la superpotencia del hidrógeno?

Los dos últimos años, en particular, representan un momento potencialmente revolucionario para el sector del hidrógeno. Más de 20 gobiernos han anunciado, redactado, o publicado estrategias u hojas de ruta nacionales para el hidrógeno en los dos últimos años⁵⁶, como Francia (2018, actualizado en 2020), Japón y Australia (2019) y Noruega, Alemania, la UE, Portugal, España, Chile y Finlandia (todos ellos en 2020)⁵⁷. También se han redactado planes sobre el hidrógeno a otras escalas políticas, incluidos estados como California⁵⁸, regiones como el norte de Inglaterra⁵⁹ y ciudades como Londres⁶⁰. Algunos paquetes de recuperación tras la COVID-19 han incluido también respaldo para el hidrógeno (limpio)⁶¹.

Estos planes nacionales y subnacionales revelan que algunos países van dirigidos a convertirse en importadores de hidrógeno a gran escala (en particular Japón, Alemania y Corea), mientras que otros aspiran a convertirse en exportadores a gran escala (en particular, Australia, Chile y Marruecos), a los que en ocasiones se denomina «regiones superpotencia en energías renovables»⁶². Algunos países exportadores de combustibles fósiles

⁵⁵ VAN DE GRAAF, Thijs; OVERLAND, Indra; SCHOLTEN, Daniel y WESTPHAL, Kirsten: «The new oil? The geopolitics and international governance of hydrogen». *Energy Research & Social Science* 70 (2020): 101667.

⁵⁶ KOSTURJAK, Anthony; DEY, Tania; YOUNG, M. y WHETTON, Steve: «Advancing Hydrogen: Learning from 19 plans to advance hydrogen from across the globe». *Future Fuels CRC* (2019).

⁵⁷ International Renewable Energy Agency (IRENA), «Green Hydrogen: A Guide To Policy-Making». Abu Dabi: IRENA. Noviembre de 2020, p. 22.

⁵⁸ Renewable Hydrogen Roadmap, report prepared by Energy Independence Now for California Hydrogen Business Council. Mayo de 2018. Disponible en: <https://einow.org/rh2roadmap>. Consulta el 12 de enero de 2021.

⁵⁹ H21: Norte de Inglaterra, informe emitido por Northern Gas Networks, Equinor y Cadent, 2018. Disponible en: <https://www.northerngasnetworks.co.uk/event/h21-launches-national/>. Consulta el 12 de enero de 2021.

⁶⁰ Element Energy Ltd. (2016), London: a capital for hydrogen and fuel cell technologies, report prepared for Hydrogen London. Disponible en: <http://www.hydrogen-london.org/hydrogen-londonprojects-events-and-publications/publications/>. Consulta el 12 de enero de 2021.

⁶¹ International Energy Agency (IEA), «World Energy Outlook 2020». París: OECD/IEA, nota al pie 8 en la página 290.

⁶² LIEBREICH, Michael, «Separating Hype from Hydrogen – Part One: The Supply Side». 8 de octubre de 2020. Disponible en: <https://about.bnef.com/blog/liebreich-se->

(p. ej., Arabia Saudí) están comenzando a realizar tímidas apuestas a favor del hidrógeno para sustituir los ingresos derivados de las exportaciones de gas y petróleo, a medida que cada vez más países adoptan estrategias de emisiones cero. No obstante, lo más destacable es que todos son potencias medias. La mayoría de las grandes potencias y las actuales potencias emergentes (Estados Unidos, China, Rusia, la India y Brasil) probablemente se orienten hacia la autosuficiencia en hidrógeno.

En un reciente estudio, Pflugmann y De Blasio, académicos de Harvard, dibujaron el mapa geopolítico del hidrógeno renovable. En función de tres parámetros (potencial de recursos de energías renovables, recursos hídricos renovables y potencial de infraestructuras (medido mediante la puntuación de infraestructuras del país en el índice de competitividad del World Economic Forum)) identifican cinco posiciones de países arquetipo, que se muestran en la tabla siguiente.

Función	Recursos de energías renovables	Disponibilidad de agua dulce	Potencial de infraestructuras	Ejemplos de países
«Líderes en exportación»	Muy altos	Alta	Alta	Australia, Estados Unidos, Marruecos, Noruega
«Productores con limitaciones de agua»	Muy altos	Muy baja	Alta	Arabia Saudí, posiblemente China
«Grandes importadores»	Bajos	Alta	Alta	Japón, Corea, partes de la UE
«Productores autosuficientes»	Altos	Alta	Alta	Turquía, España, Tailandia
«Productores con limitaciones de infraestructuras»	Altos	Media	Baja	La India, la mayor parte de Sudamérica, posiblemente Rusia

Tabla 3. Funciones que desempeñan los países arquetipo en los mercados del hidrógeno renovable. Fuente: adaptado de Pflugmann y De Blasio (2020)63.

parating-hype-from-hydrogen-part-one-the-supply-side/. Consulta el 13 de enero de 2021.

⁶³ PFLUGMANN, Fridolin; and DE BLASIO, Nicola: «The Geopolitics of Renewable Hydrogen in Low-Carbon Energy Markets». *Geopolitics, History, and International Relations* 12, n.º 1 (2020): 9-44.

En un enfoque algo más sofisticado, que tiene en cuenta otras variables, como la densidad de población, el entorno empresarial, la estabilidad política y la superficie de terreno disponible, una consultoría alemana identificó nada menos que 23 países con gran potencial para las exportaciones Power-to-X (PtX). Se muestran en la Figura 3.

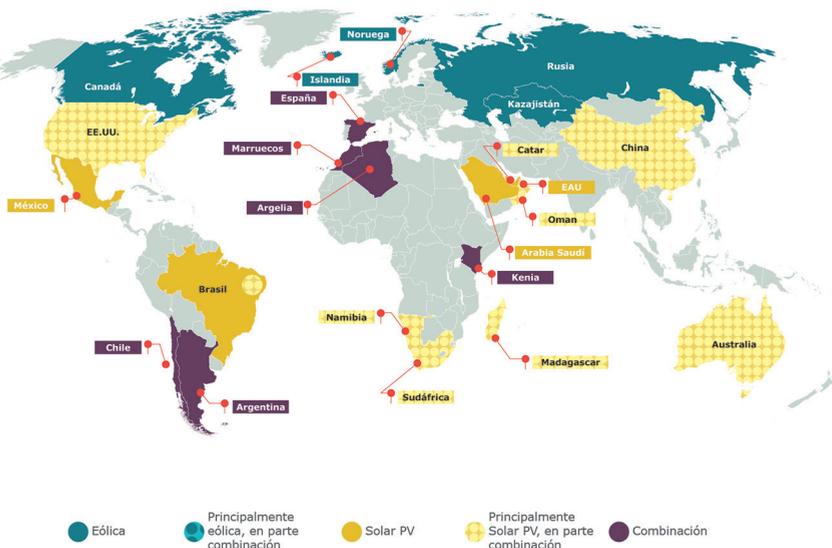


Figura 3. Países con el mayor potencial para exportaciones PtX. Fuente: Frontier Economics (2018), p. 43⁶⁴.

Un análisis pormenorizado de cada uno de estos agentes queda fuera del alcance de este capítulo. No obstante, las siguientes secciones abordarán una selección de países pioneros en el desarrollo de mercados para el hidrógeno (futuros importadores) y en el desarrollo de la producción de hidrógeno (futuros exportadores). Las dos regiones más prometedoras para establecer un comercio internacional del hidrógeno son (1) Asia-Pacífico, donde Japón, Corea, Singapur y China podrían surgir como grandes centros de demanda, y Australia, Brunéi y Nueva Zelanda podrían convertirse en proveedores; y (2) Europa, donde países como Alemania, los Países Bajos, Francia y Bélgica podrían obtener importaciones desde Noruega, África del Norte y Oriente Medio.

⁶⁴ Frontier Economics, «International Aspects of a Power-to-X Roadmap: A report prepared for the World Energy Council Germany». 18 de octubre de 2018. Disponible en: <https://www.frontier-economics.com/media/2642/frontier-int-ptx-roadmap-stc-12-10-18-final-report.pdf>. Consulta el 13 de enero de 2021.

Países de vanguardia seleccionados

Japón

Japón es el pionero por excelencia en lo que respecta al hidrógeno. En 2017, anunció su propósito de convertirse en lo que denomina una «sociedad basada en el hidrógeno», que prevé un uso generalizado del hidrógeno en todos los sectores de la economía⁶⁵. Este plan está respaldado por una considerable inversión del gobierno en tecnologías e infraestructuras relacionadas con el hidrógeno. En 2019, Japón hizo del hidrógeno lo más prioritario de la agenda internacional al convocar una reunión ministerial del G20 sobre el hidrógeno. Para demostrar su compromiso con el hidrógeno, Japón construyó la Villa Atlética para los Juegos Olímpicos de Tokio 2020 (ahora pospuestos hasta 2021 debido a la COVID-19) como una sociedad en miniatura basada en el hidrógeno. La antorcha olímpica también estaba alimentada con hidrógeno. Como señaló el gobernador de Tokio: «Los Juegos Olímpicos de Tokio 1964 nos dejaron como legado el sistema de tren de alta velocidad Shinkansen. Los próximos Juegos Olímpicos nos dejarán una sociedad basada en el hidrógeno como legado»⁶⁶.

Japón importa actualmente todo el gas y petróleo que necesita, y parece dispuesto a importar también una proporción considerable de sus necesidades de hidrógeno. Ha desplegado una extensa diplomacia sobre el hidrógeno para encontrar socios internacionales a fin de desarrollar una cadena de suministro de hidrógeno, aumentar la escala de producción y reducir costes. Japón fue el primer país que empezó a buscar socios extranjeros capaces de exportar hidrógeno. Sus miembros industriales son socios participantes en Australia, Brunéi, Noruega y Arabia Saudí dedicados a la adquisición de combustible hidrógeno⁶⁷. Esto ya ha producido algunos resultados significativos. En junio de 2020, Japón reci-

⁶⁵ Japanese Ministry of Economy, Trade and Industry, «Basic Hydrogen Strategy». 26 de diciembre de 2017. Disponible en: https://www.meti.go.jp/english/press/2017/pdf/1226_003b.pdf. Consulta el 11 de enero de 2021.

⁶⁶ Fuel Cell & Hydrogen Energy Association, «Japan's Hydrogen Olympics». 25 de mayo de 2020. Disponible en: <http://www.fchea.org/in-transition/2020/5/25/japans-hydrogen-olympics>. Consulta el 12 de enero de 2021.

⁶⁷ NAGASHIMA, Monica: «Japan's Hydrogen Strategy and Its Economic and Geopolitical Implications». IFRI, octubre de 2018. Disponible en: https://www.ifri.org/sites/default/files/atoms/files/nagashima_japan_hydrogen_2018_.pdf. Consulta el 12 de enero de 2021.

bió una primera carga de portador de hidrógeno orgánico líquido (Liquid organic hydrogen carrier LOHC) desde Brunéi (basado en gas natural), y pronto comenzará con envíos de prueba desde Australia (basados en carbón). En septiembre de 2020, Arabia Saudí envió una primera carga de «amoníaco azul» (producido mediante gas natural con captura y almacenamiento de carbono) a Japón, donde se utilizará para producir energía eléctrica.

Parece que Japón será otra vez un pionero en el mercado mundial del gas. Ya ayudó a crear un mercado global para el gas natural licuado (GNL). Ahora parece preparado para tener el mismo éxito con el hidrógeno⁶⁸. El objetivo subyacente es alcanzar la paridad de costes para el hidrógeno con el GNL, el principal combustible en el *mix* de energía de Japón después del desastre nuclear de Fukushima. Con este objetivo, Japón está tratando de firmar acuerdos de suministro a largo plazo como los que promovieron el mercado del GNL⁶⁹.

Unión Europea

La Unión Europea, que se propone alcanzar la neutralidad en carbono para el año 2050, también prevé importaciones de hidrógeno a gran escala. Una alianza industrial europea ha desarrollado un plan para construir 2x40 GW de electrolizadores para el 2030, 40 GW en Europa y 40 GW en los países vecinos a Europa para exportar hidrógeno a la UE.⁷⁰ Esta propuesta se reiteró en la Estrategia de Hidrógeno de la UE, publicada en julio de 2020, que incluía el ambicioso objetivo de instalar 40 GW de electrolizadores de hidrógeno renovable en la UE para el 2030⁷¹. Europa tiene una marcada preferencia por el hidrógeno verde, al contrario que los centros de demanda emergentes en Asia (Japón, Corea y China), que apuestan por el hidrógeno gris, azul y verde en las próximas décadas para ampliar el mercado⁷².

⁶⁸ VAN DE GRAAF, Thijs; OVERLAND, Indra; SCHOLTEN, Daniel y WESTPHAL, Kirsten: «The new oil? The geopolitics and international governance of hydrogen». *Energy Research & Social Science* 70 (2020): 101667.

⁶⁹ Japanese Ministry of Economy, Trade and Industry, «Basic Hydrogen Strategy». 26 de diciembre de 2017. Disponible en: https://www.meti.go.jp/english/press/2017/pdf/1226_003b.pdf. Consulta el 11 de enero de 2021.

⁷⁰ <https://www.hydrogen4climateaction.eu/2x40gw-initiative>.

⁷¹ European Commission, «A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe». Bruselas, 8 de julio de 2020.

⁷² NOUSSAN, Michel; RAIMONDI, Pier Paolo; SCITA, Rossana; and HAFNER, Manfred: «The Role of Green and Blue Hydrogen in the Energy Transition—A Technological and Geopolitical Perspective». *Sustainability* 13, n.º. 1 (2021), p. 297.

La estrategia nacional del hidrógeno de Alemania no solo prevé 7000 millones de euros para la producción nacional de hidrógeno verde, sino también 2000 millones para la producción en el extranjero⁷³. Alemania está explorando actualmente importaciones desde países tan diversos como Marruecos, la República Democrática del Congo (RDC) e incluso la lejana Australia. No obstante, puede tener sentido concentrarse primero en las importaciones desde Europa del Este y del Sur, así como desde Ucrania. Después de todo, estos países están integrados en el mercado energético común a nivel normativo (p. ej., a través de la Comunidad Europea de la Energía) y, en muchos casos, ya existen redes de infraestructura (gas) que podrían utilizarse para el comercio del hidrógeno⁷⁴.

No obstante, algunos países en la UE podrían convertirse en exportadores netos de hidrógeno. La estrategia de hidrógeno de Portugal, por ejemplo, está orientada a convertir el país en un exportador de hidrógeno para el año 2030. El país puede beneficiarse de precios muy competitivos para la producción de electricidad renovable y de una ubicación geográfica estratégica para la exportación. Ya ha firmado un acuerdo con los Países Bajos para exportar hidrógeno verde desde el puerto de Sines a Róterdam, un proyecto que la UE ha diseñado como una prioridad estratégica⁷⁵. España también alimenta la ambición de convertirse en un exportador de moléculas verdes. La compañía eléctrica española Iberdrola y el fabricante de fertilizantes Fertiberia han revelado sus planes para la exportación de amoníaco verde a gran escala⁷⁶. Estos dos países, al igual que Italia, podrían convertirse

⁷³ The German Federal Government, «The National Hydrogen Strategy». Federal Ministry for Economic Affairs and Energy. Junio de 2020. Disponible en: https://www.bmbf.de/files/bmwi_Nationale%20Wasserstoffstrategie_Eng_s01.pdf. Consulta el 11 de enero de 2021.

⁷⁴ WESTPHAL, Kirsten; DRÖGE, Susanne; and GEDEN, Oliver, «The international dimensions of Germany's hydrogen policy». SWP, Berlín. Junio de 2020. Disponible en: https://www.swp-berlin.org/fileadmin/contents/products/comments/2020C32_HydrogenPolicy.pdf. Consulta el 12 de enero de 2021.

⁷⁵ Memorandum of understanding between Portugal and the Netherlands concerning green hydrogen. 17 de agosto de 2020. Disponible en: <https://www.government.nl/documents/publications/2020/09/23/memorandum-of-understanding-between-the-netherlands-and-portugal-concerning-green-hydrogen>. Consulta el 12 de enero de 2021.

⁷⁶ MILLAN LOMBRANA, Laura: «Spain Could Become Green-Ammonia Exporter With Hydrogen Project». 28 de octubre de 2020. Disponible en: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2020-10-28/spain-could-become-green-ammonia-exporter-with-hydrogen-project>. Consulta el 12 de enero de 2021.

en países relevantes para el tránsito de gas hidrógeno, importando hidrógeno producido a partir de energía solar y eólica en África del Norte, y exportándolo a otros países europeos a través de la actual infraestructura de gas⁷⁷.

Australia

Pocos países están en mejor posición que Australia para convertirse en un exportador a nivel mundial de hidrógeno verde y sus moléculas derivadas (amoníaco, metanol), gracias a sus ingentes recursos de energías renovables y reservas de carbón. La estrategia nacional del hidrógeno de Australia, publicada a finales de 2019, da prioridad al establecimiento de una industria exportadora de hidrógeno competitiva para satisfacer los mercados de Japón, Corea, Singapur y Taiwán⁷⁸.

El Asian Renewable Energy Hub, un enorme proyecto de hidrógeno verde, se encuentra ya en una fase avanzada de planificación. Se propone construir el parque solar y eólico más grande del mundo (y también la mayor central eléctrica de la tierra) en un solar de 6500 km² en la región de Pilbara, una remota zona desértica en Australia Occidental⁷⁹. Una vez completada, la instalación tendrá una capacidad de 23 GW para producir hidrógeno y amoníaco verdes, la mayor parte de los cuales se exportarán a Asia⁸⁰.

Chile

Chile, otra nación bañada por el sol, se propone convertirse en un exportador de hidrógeno y amoníaco verdes, principalmente para atender los mercados emergentes en Europa, al menos en un principio. Chile cuenta con uno de los mejores recursos solares del mundo en regiones como el desierto de Atacama, con más de

⁷⁷ SNAM, «The Hydrogen Challenge: The potential of hydrogen in Italy». Position Paper, 10 de octubre de 2019. Disponible en: https://www.snam.it/it/hydrogen_challenge/repository_hy/file/The-H2-challenge-Position-Paper.pdf. Consulta el 12 de enero de 2021.

⁷⁸ Commonwealth of Australia, «Australia's National Hydrogen Strategy». 2019. Disponible en: <https://www.industry.gov.au/sites/default/files/2019-11/australias-national-hydrogen-strategy.pdf>. Consulta el 13 de enero de 2021.

⁷⁹ SMITH, Jamie: «Australia backs desert project to export green hydrogen to Asia». *Financial Times*, 22 de octubre de 2020.

⁸⁰ Asian Renewable Energy Hub. Disponible en: <https://asianrehub.com/about/>. Consulta el 13 de enero de 2021.

3000 horas de sol y menos de 2 milímetros de precipitaciones al año. El país está adoptando un enfoque más modesto en comparación con Australia: espera alcanzar 5 GW en capacidad de electrolizadores en 2025, producir el hidrógeno más barato del mundo en 2030 y convertirse en uno de los tres mayores exportadores de hidrógeno en 2040⁸¹. La propuesta chilena se basa en una combinación de energía solar fotovoltaica (FV) y energía solar concentrada (CSP), que daría como resultado un factor de capacidad combinado de más del 50 % y podría producir hidrógeno a un coste nivelado de unos 2,7 USD/kg, según la IRENA⁸², aunque McKinsey lo sitúa a un nivel de 1,3 USD/kg⁸³. Según el Ministro de Energía, Juan Carlos Jobet, el país podría estar exportando hidrógeno verde por valor de 30 000 millones de USD para el año 2030⁸⁴. Es una cifra similar al tamaño presente de sus exportaciones de cobre, el sustento actual de la economía de Chile.

Dimensiones geopolíticas del hidrógeno

Durante décadas, la geopolítica de la energía ha girado en torno a los combustibles fósiles y al petróleo en particular⁸⁵. Dado que las nuevas fuentes de energía, en especial la solar y la eólica, han alcanzado reducciones de costes espectaculares, comienza a esbozarse un nuevo orden energético. La electrificación será el camino más eficiente para abatir las emisiones en gran parte de nuestra demanda energética. Sin embargo, la descarbonización de otros sectores exigirá soluciones diferentes, más basadas en moléculas que en electrones. Muchas de las vías hacia las moléculas neutras en carbono implican hidrógeno, ya sea en forma pura (H₂) o como un compuesto (p. ej., amoníaco o NH₃).

⁸¹ GABEL, Etienne: «Big ambitions: How Chile aims to be among the largest exporters of green hydrogen in the world». IHS Markit, 22 de diciembre de 2020. Disponible en: <https://ihsmarkit.com/research-analysis/big-ambitions-how-chile-aims-to-be-among-the-largest-exporters.html>. Consulta el 13 de enero de 2021.

⁸² IRENA, «Hydrogen: A Renewable Energy Perspective». Informe preparado para la segunda Hydrogen Energy Ministerial Meeting en Tokio, Japón. Septiembre de 2019, p. 36. Disponible en: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_Hydrogen_2019.pdf. Consulta el 11 de enero de 2021.

⁸³ Gobierno de Chile, «Estrategia Nacional De Hidrógeno Verde». Noviembre de 2020. Disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_nacional_de_hidrogeno_verde_-_chile.pdf. Consulta el 13 de enero de 2021.

⁸⁴ MANDER, Benedict, «Chile seeks to turn solar boom into green hydrogen bonanza». *Financial Times*, 31 de agosto de 2020.

⁸⁵ VAN DE GRAAF, Thijs y SOVACOO, Benjamin K.: *Global Energy Politics*, Polity, 2020.

A continuación, identifico y describo seis dimensiones geopolíticas del hidrógeno:

- En primer lugar, el hidrógeno ya está impulsando una carrera por el liderazgo tecnológico. Por razones estratégicas, los países desean ser quienes crean la tecnología, y no quienes la utilizan, en el caso de las tecnologías clave para el futuro, y el hidrógeno no es una excepción.
- En segundo lugar, los países también están desplegando en paralelo nuevas políticas industriales (verdes), a menudo con el respaldo de políticas comerciales (proteccionistas). El hidrógeno es un importante elemento de debate sobre la industrialización (en economías emergentes y en desarrollo) y sobre cómo evitar la deslocalización de sectores o incluso la relocalización de sectores «perdidos» (en economías industrializadas).
- En tercer lugar, el hidrógeno plantea tanto amenazas como oportunidades para los países productores de combustibles fósiles. Algunos de ellos, como Arabia Saudí y EAU, parecen interesados en subirse al tren del hidrógeno. Si bien esto puede convertirlos en agentes que apoyen más el programa contra el cambio climático, existe el riesgo de que emprendan el camino del hidrógeno o amoníaco azul que, a largo plazo, no resulta compatible con los objetivos de cero emisiones netas.
- En cuarto lugar, el hidrógeno podría promover nuevas interdependencias entre países. Como resultado, podrían alterarse las alianzas y relaciones políticas, y surgir nuevos riesgos para la seguridad del suministro.
- En quinto lugar, las infraestructuras de hidrógeno son intensivas en capital, pero pueden tomar vías completamente diferentes. En un futuro con restricciones del carbono, los principales competidores serán los hidrógenos azul y verde. La sobreinversión en el hidrógeno azul podría, no obstante, dar lugar a un bloqueo de carbono (*carbon lock-in*) (que supone una amenaza para la mitigación del cambio climático) o activos varados (si se aplican férreamente las políticas de mitigación del cambio climático).
- Por último, y en sexto lugar, la competencia geopolítica también es evidente en el ámbito de la gobernanza y la regulación de los mercados. Los países y las empresas chocan en cuestiones como los estándares técnicos, los marcos de certificación y las garantías de origen. No existe un solo escenario institucional en la gobernanza mundial donde se debata

sobre el hidrógeno, un espacio abierto para la competencia interinstitucional.

- Los siguientes subapartados abordarán cada una de estas dimensiones sucesivamente.

La carrera por el liderazgo tecnológico

Controlar las cadenas de valor de las tecnologías de energía baja en carbono es vital para la competitividad económica, la seguridad nacional y la independencia energética de todos los países. Los pioneros en el sector del hidrógeno podrían ser capaces de vender su tecnología al resto del mundo. El liderazgo tecnológico podría desarrollarse en torno a numerosos aspectos de la cadena de valor del hidrógeno, incluidas las membranas para pilas de combustible, electrolizadores o tanques de almacenamiento a alta presión.

El auge previsto en el hidrógeno podría crear grandes mercados nuevos e impulsar una carrera por el liderazgo tecnológico. McKinsey y el Hydrogen Council estiman que, para el 2050, las ventas del hidrógeno como una materia prima y los equipos relacionados (como electrolizadores, estaciones de repostaje de hidrógeno y pilas de combustible) podrían alcanzar un valor de 2500 billones de dólares al año y generar 30 millones de empleos⁸⁶. Bloomberg New Energy Finance (BNEF) opina que el hidrógeno podría generar una oportunidad de inversión de hasta 11 billones de dólares en los próximos 30 años⁸⁷.

Así, el hidrógeno es solo otro campo de batalla para la supremacía tecnológica y económica entre las potencias establecidas y emergentes de este mundo. Al igual que el ascenso estadounidense a la supremacía mundial en el siglo XX vino de la mano del petróleo, ahora los países tratan de controlar las principales tecnologías energéticas del futuro: no solo el hidrógeno, sino también la energía solar, las baterías, las redes digitales, los vehículos eléctricos, etc. En estos ámbitos esenciales, los países tienen un interés estratégico en ser creadores de tecnología y no tomadores de tecnología.

Este cálculo geoeconómico ya está influyendo en las políticas del hidrógeno. El enorme impulso de Alemania al hidrógeno verde,

⁸⁶ Hydrogen Council (2017). Hydrogen scaling up: A sustainable pathway for the global energy transition. Noviembre de 2017.

⁸⁷ BNEF (2020). Hydrogen Economy Outlook. 30 de marzo de 2020.

por ejemplo, es una clara apuesta por superar a China, tras haber sufrido la dolorosa experiencia de perder su industria de producción de energía solar fotovoltaica FV ante China hace algunos años⁸⁸. Si bien China ha hecho mucho para reducir el coste unitario de las energías fotovoltaica y eólica, también ha adquirido posiciones dominantes en las cadenas de valor de estas y otras tecnologías energéticas, como vehículos eléctricos y tierras raras. China produce más de una tercera parte de las turbinas eólicas, más de la mitad de todos los vehículos eléctricos y más del 70 % de los paneles solares del mundo⁸⁹.

Los electrolizadores tienen el mismo tipo de modularidad que los paneles solares FV o las baterías, por lo que podrían experimentar el mismo tipo de deflación de precios que hemos observado para estas tecnologías. BNEF estima que, desde 2019, los electrolizadores eran ya un 83 % más baratos de producir en China que en los países occidentales⁹⁰. Es cierto que los fabricantes chinos se concentran en los electrolizadores alcalinos más estándares, menos flexibles que las tecnologías de membrana de intercambio de protones y óxido sólido en las que se han centrado las compañías europeas. Pero, en muchos aspectos, parece que la carrera ya se ha disputado. Será difícil que los fabricantes europeos derroten a China en costes.

La carrera por el liderazgo tecnológico es evidente en muchos países y sectores. Pensemos, por ejemplo, en la automoción. Los fabricantes de automóviles japoneses Honda y Toyota están apostando a que los vehículos de pila de combustible triunfarán sobre las baterías, especialmente en términos de autonomía, mientras que los fabricantes chinos están realizando grandes avances en vehículos eléctricos y los fabricantes alemanes se han centrado desde hace tiempo en aumentar la eficiencia de los motores de combustión diésel. En muchos casos, el dinero público apoya los esfuerzos para desplegar las cadenas de valor del hidrógeno, de forma que se convierte aún más en terreno abonado para la competición geo-económica. Por eso, la Comisión Europea ha anunciado que pronto lanzará una alianza europea del hidrógeno en un documento reciente sobre una «nueva estrategia industrial

⁸⁸ AMELANG, Sören (2020). Europe vies with China for clean hydrogen superpower status. *Clean Energy Wire*, 24 de julio de 2020. <https://www.cleanenergywire.org/news/europe-vies-china-clean-hydrogen-superpower-status>.

⁸⁹ LADISLAW, Sarah y TSAFOS, Nikos: «Beijing is Winning the Clean Energy Race». *Foreign Policy*, 2 de octubre de 2020.

⁹⁰ BNEF (2020). *Hydrogen Economy Outlook*. 30 de marzo de 2020.

para Europa»⁹¹. Siguiendo una línea similar, la UE ha lanzado recientemente una alianza europea de las baterías y una alianza europea de las materias primas para intentar alcanzar a China.

Al igual que otras partes de la transición hacia las energías limpias, las cadenas de valor del hidrógeno son también intensivas en minerales y metales. Se necesitan unas 30 materias primas para producir pilas de combustible e infraestructura para el almacenamiento del hidrógeno, 13 de las cuales son consideradas críticas por la UE: cobalto, magnesio, elementos de tierras raras, platino, paladio, boratos, silicio metálico, rodio, rutenio, grafito, litio, titanio y vanadio. La Figura 4 muestra algunas de las materias primas relevantes que son necesarias para producir pilas de combustible. En particular, las pilas de combustible dependen notablemente de catalizadores a base de platino, y el platino representa alrededor de la mitad del coste de una pila de combustible.

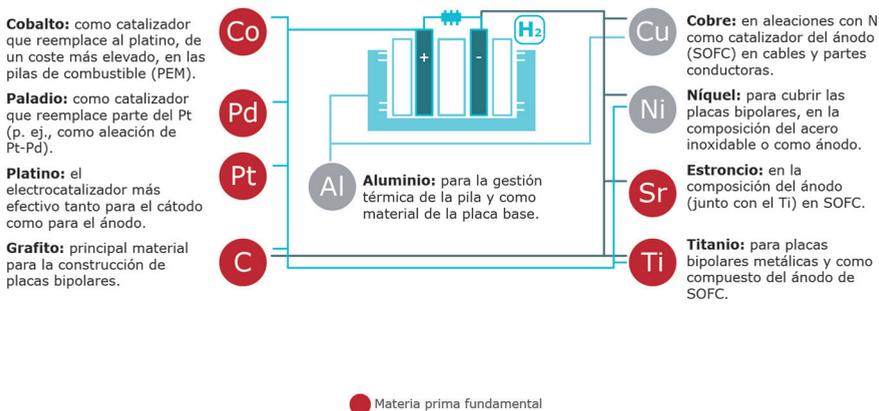


Figura 4. Materias primas relevantes utilizadas en pilas de combustible.
Fuente: Comisión Europea (2020) .

Competencia geoeconómica

El surgimiento de las cadenas de valor intercontinentales del hidrógeno también intensificará la competencia entre países sobre la ubicación de las industrias intensivas en energía y expuestas al comercio. Los países con mucho potencial para producir hidrógeno a partir de recursos propios (ya sean renovables o combus-

⁹¹ EU Commission (2020). A New Industrial Strategy for Europe. COM(2020) 102 final. 10 de marzo de 2020.

tibles fósiles) podrían decantarse por expandir sus cadenas de valor hacia industrias intensivas en energía, como los productos químicos y el acero, en lugar de limitarse a exportar el hidrógeno a los países industrializados. El país modelo que suele citarse en este sentido es Islandia, antaño uno de los países más pobres de Europa, pero que fue capaz de industrializarse y atraer industrias intensivas en energía (exportación) como la fundición de aluminio, la producción de ferrosilicio y el procesamiento de datos digitales gracias a su energía hidráulica y geotérmica abundante y barata. Podría argumentarse que Islandia está exportando su energía barata como datos de alto valor⁹².

En una línea similar, el Grattan Institute, un *think-tank* australiano, publicó un informe en mayo de 2020 titulado «Start with steel», que afirmaba que Australia debía utilizar sus abundantes energías renovables, no para exportar hidrógeno como portador de energía, sino para atraer nuevas industrias manufactureras en la producción de acero y amoníaco⁹³. Así, esta industrialización verde impulsada por las energías renovables permitiría realizar una «transición justa» para los trabajadores actualmente empleados en sectores intensivos en carbono.

No obstante, en muchos casos se considera a los países en desarrollo exclusivamente como proveedores de las materias primas y los recursos energéticos para alimentar los núcleos industriales del mundo desarrollado, no como destinos para la reubicación de industrias con alto valor añadido. Algunos de los acuerdos comerciales sobre el hidrógeno que están firmándose actualmente huelen a «colonialismo verde»⁹⁴. Un ejemplo es el plan de los fabricantes de turbinas y las compañías gasísticas alemanas de exportar hidrógeno verde producido con energía hidráulica en la República Democrática del Congo (RDC) a Alemania⁹⁵. Este

⁹² LAURSEN, Lucas: «Iceland Exports Energy as Data». *MIT Technology Review*, 11 de abril de 2012. Disponible en: <https://www.technologyreview.com/2012/04/11/186812/iceland-exports-energy-as-data/>. Consulta el 14 de enero de 2021.

⁹³ «Start with Steel: A practical plan to support carbon workers and cut emissions». Disponible en: <https://grattan.edu.au/report/start-with-steel/>. Consulta el 14 de enero de 2021.

⁹⁴ VAN DE GRAAF, Thijs; OVERLAND, Indra; SCHOLTEN, Daniel y WESTPHAL, Kirsten: «The new oil? The geopolitics and international governance of hydrogen». *Energy Research & Social Science* 70 (2020): 101667.

⁹⁵ BAX, Pauline: «Congo Hydrogen Plant Being Considered by European Turbine Makers». *Bloomberg Green*, 21 de agosto de 2020. Disponible en: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2020-08-21/congo-hydrogen-plant-being-considered-by-european-turbine-makers>. Consulta el 14 de enero de 2021.

proyecto es tan polémico porque solo el 10 % de la población de la RDC dispone de acceso a la electricidad⁹⁶. No obstante, la agencia alemana para el desarrollo está patrocinando la creación de un «atlas» con ubicaciones favorables en África para la producción de hidrógeno verde⁹⁷.

La política industrial ha dejado de ser un tabú en el mundo industrializado. Los impactos en la cadena de suministro y la disrupción económica provocada por la pandemia de la COVID-19 han motivado incluso a los gobiernos del mundo más orientados al mercado para plantearse políticas más dirigistas, inconcebibles hace solo algunos años. Aumentan cada vez más las llamadas a una relocalización de industrias importantes, no solo en los sectores médico y farmacéutico, sino también en las industrias energéticas. Mientras que China cuenta con su plan «Made in China 2025», Europa intenta ahora resistir y desarrollar sus propios planes industriales en ámbitos como las baterías, el hidrógeno y las materias primas.

El futuro de los petroestados

Con respecto al impacto del hidrógeno sobre los países productores de combustibles fósiles, en ocasiones denominados también «petroestados», existen esencialmente dos escuelas de pensamiento⁹⁸. Una escuela considera que el hidrógeno, y en particular el hidrógeno verde, es una oportunidad para que los países dependientes de las importaciones sustituyan las importaciones de combustibles fósiles, a menudo procedentes de regiones del mundo geopolíticamente inestables, y para diversificar el suministro energético. La otra escuela lo ve del modo opuesto: una repentina caída en los ingresos de las exportaciones a causa de la sustitución del petróleo podría desestabilizar geopolíticamente los países productores, con efectos concomitantes sobre los flu-

⁹⁶ GAVENTA, Jonathan: «Will the dash for hydrogen benefit sub-Saharan Africa?» *Energy Monitor*, 21 de octubre de 2021. Disponible en: <https://energymonitor.ai/technology/hydrogen/will-the-dash-for-hydrogen-benefit-sub-saharan-africa>. Consulta el 14 de enero de 2021.

⁹⁷ Para más información véase: <https://www.sasscal.org/atlas-of-green-hydrogen-generation-potentials-in-africa/>. Consulta el 14 de enero de 2021.

⁹⁸ VAN HULST, Noé: «An International Perspective on Clean Hydrogen». *Nederlandse Vereniging voor de Verenigde Naties*, 22 de abril de 2020. Disponible en: <https://nvvn.nl/an-international-perspective-on-clean-hydrogen/>. Consulta el 15 de enero de 2021.

jos migratorios y la seguridad internacional⁹⁹. El hidrógeno, y el amoníaco azul y verde, podrían ser una tabla salvavidas para los países productores e incluso permitirles comprometerse con los debates sobre el cambio climático global, donde actualmente a menudo están enfrentados con los países en la vanguardia de la lucha contra el cambio climático, que desean acelerar la transición energética y abandonar los combustibles fósiles cuanto antes¹⁰⁰.

Varios países identificados como candidatos a convertirse en campeones de la exportación del hidrógeno ya desempeñan un papel destacado en el sistema actual de energía de combustibles fósiles. Tal es el caso, por ejemplo, de Australia, Estados Unidos y Arabia Saudí. El hidrógeno permitiría a estos países «mantener el modelo de negocio básico de la era del petróleo, basado en la producción barata de un combustible de uso universal para el transporte y la generación de calor»¹⁰¹. Para algunos de estos agentes energéticos consolidados, como Arabia Saudí, parece poco probable que se puedan generar los mismos ingresos con las exportaciones de hidrógeno o amoníaco que con las exportaciones de petróleo y gas. Se encuentran ante el dilema de que sus exportaciones de moléculas verdes se enfrentarían a la competencia y posiblemente destruirían la demanda de sus exportaciones de combustibles fósiles, mucho más lucrativas. A diferencia del negocio del petróleo, en una economía basada en el hidrógeno, los petroestados deberán competir con un mayor número de países, principalmente aquellos situados en el cinturón solar del mundo y algunos países con viento abundante, como Argentina y Chile. Si pueden convertirse en pioneros, podrían captar parte de la demanda de hidrógeno emergente durante un largo periodo de tiempo, especialmente si logran acordar contratos de suministro a largo plazo (que garanticen la viabilidad de las inversiones)¹⁰².

⁹⁹ IRENA, *A New World: The Geopolitics of the Energy Transformation*, Abu Dabi: IRENA.

¹⁰⁰ BRADSHAW, Michael, VAN DE GRAAF, Thijs y CONNOLLY, Richard: «Preparing for the new oil order? Saudi Arabia and Russia». *Energy Strategy Reviews* 26 (2019): 100374.

¹⁰¹ MICHAELOWA, Axel and BUTZENGEIGER, Sonja: «Breakthrough of Hydrogen Technologies until 2030: Chances and Risks for Gulf Countries, International Policy Implications», en EDA Insights. Septiembre de 2019. Disponible en: https://eda.ac.ae/docs/default-source/Publications/eda-insight_hydrogen-economy_en_final.pdf?sfvrsn=2. Consulta el 15 de enero de 2021.

¹⁰² MICHAELOWA and BUTZENGEIGER, 2019.

No es necesario decir que, en cualquier escenario compatible con los objetivos climáticos de París, el alza del hidrógeno irá de la mano con una reducción de los mercados de los combustibles fósiles. La desventaja de las oportunidades de inversión que presenta el hidrógeno son los ingresos a los que renuncian los actuales productores de gas y petróleo, posiblemente del orden de miles de millones o billones de dólares. Mientras que la industria del carbón ha sentido los efectos negativos de las renovables ultracompetitivas desde el principio, especialmente en Europa, la industria del gas y el petróleo se ha mantenido durante mucho tiempo relativamente aislada de estos electrones más baratos, que de todos modos atendían a mercados diferentes. La electrificación de varios sectores de uso final (p. ej., vehículos personales o la calefacción doméstica) ha comenzado ya a modificar este panorama. Con el tiempo, el hidrógeno más barato tiene la posibilidad de convertirse en un competidor del gas y el petróleo en algunos de sus últimos reductos: los procesos industriales con altas temperaturas, el transporte pesado por carretera, el transporte naval y la aviación.

Varios países ricos en gas y petróleo de Oriente Medio cuentan con el hidrógeno para mantener su posición como principales proveedores de energía del mundo. Los reinos del desierto del golfo Pérsico (Arabia Saudí, EAU y Kuwait) poseen un amplio potencial solar, espacio de almacenamiento subterráneo y experiencia en el comercio de moléculas de energía. Podrían desarrollar una infraestructura de redes y transporte naval, incluidos puertos, para posicionarse como grandes exportadores de hidrógeno. Desde luego, sus ambiciones podrían verse limitadas por la falta de agua dulce suficiente. Una solución para ello podrían ser las plantas desalinizadoras que, por supuesto consumirían una buena parte de la electricidad solar o el gas natural utilizados, para producir el hidrógeno verde o azul, respectivamente.

No todos los petroestados tienen el potencial en energías renovables para convertirse en grandes exportadores de hidrógeno limpio, o simplemente carecen del interés. La compañía estatal rusa Gazprom, por ejemplo, muestra interés por mantener sus actuales exportaciones de gas natural y defiende la opinión de que su gas debería convertirse en hidrógeno (azul) solo en el punto de consumo, por ejemplo, al desembarcar en las costas de Alemania. Si bien existen argumentos técnicos que apoyan la postura de Gazprom, es evidente que resulta la forma más sen-

cilla de que la gran corporación estatal rusa conserve su modelo de negocio actual¹⁰³.

Nuevas interdependencias

Si el hidrógeno se convierte en una materia prima comercializada a nivel mundial, podría dar lugar a nuevas relaciones comerciales e interdependencias. Al igual que en los comienzos del mercado del GNL, están cerrándose contratos y acuerdos bilaterales en torno al comercio del hidrógeno, como Japón-Australia, Alemania-Marruecos, Noruega-Corea, Bélgica-Omán, Países Bajos-Portugal, etc. Con el tiempo, estos acuerdos bilaterales podrían dar lugar a nuevas relaciones en el comercio de energía, nuevas líneas marítimas y nuevas rutas comerciales. Esto ya influye en las políticas exteriores de todo el mundo y también podría informar la planificación estratégica de los especialistas en defensa.

El auge del hidrógeno ya está produciendo un nuevo enfoque en la «diplomacia energética», definida tradicionalmente como «actividades exteriores relacionadas con el gobierno con el objetivo de garantizar la seguridad energética de un país, además de promover oportunidades de negocio relacionadas con el sector energético»¹⁰⁴. La diplomacia energética de la mayoría de los países está orientada a obtener importaciones fiables y asequibles de combustibles fósiles. En la actualidad, los diplomáticos y funcionarios de algunas delegaciones exteriores también dedican tiempo a explorar futuras importaciones seguras, tanto de hidrógeno como de gases y líquidos derivados del hidrógeno. El gobierno holandés ha nombrado incluso a un «enviado especial del hidrógeno» con este objetivo, el Sr. Noé Van Hulst.

Los diplomáticos y representantes industriales japoneses están negociando con Australia, Brunéi, Noruega y Arabia Saudí el abastecimiento de combustible de hidrógeno. Alemania ha firmado un acuerdo de cooperación con Marruecos para producir metanol a partir del hidrógeno, Corea del Sur se ha interesado en Noruega, los Países Bajos se centran en Portugal como potencial proveedor de hidrógeno y los agentes industriales de Bélgica

¹⁰³ WESTPHAL, Kirsten; DRÖGE, Susanne; and GEDEN, Oliver: «The international dimensions of Germany's hydrogen policy» SWP. Berlín. Junio de 2020. Disponible en: https://www.swp-berlin.org/fileadmin/contents/products/comments/2020C32_HydrogenPolicy.pdf. Consulta el 12 de enero de 2021.

¹⁰⁴ GRIFFITHS, Steven. «Energy diplomacy in a time of energy transition» *Energy Strategy Reviews* 26 (2019): 100386.

piensan en Omán y Chile para sus importaciones de hidrógeno a gran escala. Si Europa comienza a importar hidrógeno de países como Marruecos y Omán, aumentará la importancia estratégica de estos países para la UE.

Si la tendencia actual hacia los acuerdos bilaterales continúa, el mercado podría comenzar desde una base muy fragmentada, emulando la experiencia durante las primeras fases del mercado de GNL. Los primeros proyectos de GNL estaban sujetos a contratos inflexibles, bilaterales y a largo plazo, con precios indexados al petróleo, por lo que en ocasiones se denominaban «oleoductos flotantes». Japón encabezó el desarrollo del mercado de GNL al surgir como primer gran comprador. Su compromiso con las importaciones de hidrógeno a gran escala podrían convertirla una vez más en pionera del mercado gasístico mundial, esta vez con el hidrógeno.

Una de las principales diferencias en relación con el comercio de crudo o gas natural es que el comercio del hidrógeno será menos asimétrico. Es técnicamente posible producir hidrógeno en prácticamente cualquier lugar del mundo. El hecho de que muchos países podrían convertirse en «prosumidores» (tanto productores como consumidores de hidrógeno) y que el hidrógeno puede almacenarse, hace que a los exportadores les resulte casi imposible usar el comercio de hidrógeno como un arma o que los importadores se vean atrapados por un pequeño cartel de proveedores. No obstante, el comercio de hidrógeno no será tan recíproco como el comercio transfronterizo de electricidad, donde los electrones viajan en ambas direcciones en función de las condiciones de oferta y demanda a ambos lados de la frontera. Además, el comercio internacional de hidrógeno reforzará la seguridad energética de los importadores al ofrecer un respaldo para el sistema de electricidad. Para los países dependientes de la importación de energía, también podría aumentar la diversidad de las fuentes de energía y mejorar la seguridad energética. Como el hidrógeno puede almacenarse, los países podrían considerar la creación de reservas estratégicas de hidrógeno para protegerse contra cualquier trastorno imprevisto del suministro, de manera similar al programa multilateral de reservas de petróleo supervisado por la Agencia Internacional de la Energía (AIE).

Al mismo tiempo, la perspectiva de importaciones de hidrógeno a gran escala podría crear también nuevas preocupaciones para la seguridad marítima. El hidrógeno es un material muy inflamable y explosivo. Algunos de sus derivados, como el amoníaco, son

tóxicos. Los riesgos y amenazas de un vertido producido por un buque petrolero o de GNL son bien conocidos. Los vertidos de GNL suponen una amenaza de asfixia y quemaduras criogénicas. Algunos estudios han señalado que el riesgo de explosión de los buques cargueros de GNL es bastante bajo, lo que reduce el riesgo de que se conviertan en objetivos terroristas¹⁰⁵. Los buques petroleros han sufrido ataques con torpedos y estos incidentes han demostrado que, al igual que los cargueros de GNL, no son «bombas flotantes». Por supuesto, pueden incendiarse, pero no causan explosiones masivas. Esto podría ser diferente para los buques que transporten hidrógeno líquido, donde la elevada velocidad de llama del hidrógeno produce un riesgo de detonación y una onda expansiva¹⁰⁶. La expansión de este comercio a lo largo de rutas de suministro fijas podría, así, crear nuevos riesgos para la seguridad marítima, incluidos los estrechos y las ciudades portuarias. La devastación provocada por un buque que transportaba nitrato de amoníaco fondeado en el puerto de Beirut que explotó en agosto de 2020 es un recordatorio de los graves riesgos de seguridad que implican las sustancias muy inflamables, como el hidrógeno y el amoníaco.

A medida que cambian los flujos comerciales de la energía, cambiarán también las alianzas de seguridad. Solo hay que ver el impacto de la revolución del petróleo de esquisto sobre la relación de Estados Unidos con el golfo Pérsico. Estados Unidos se desentiende cada vez más de Oriente Medio. Esto es un presagio de lo que vendrá. A medida que avanza la transición energética, las vías principales para el comercio del petróleo, como el estrecho de Hormuz, serán menos importantes para la seguridad energética mundial. También se producirá un debilitamiento de las alianzas basadas en los combustibles fósiles. La OPEC como organización prácticamente ha dejado de existir: las decisiones clave se toman ahora en otro lugar. Ya existen intensos conflictos entre los productores de petróleo por la cuota de mercado¹⁰⁷. Esto solo se intensificará si disminuye la demanda de

¹⁰⁵ US GAO, «Maritime security: public safety consequences of a terrorist attack on a tanker carrying liquefied natural gas need clarification: report to Congressional requesters». Febrero de 2007. Disponible en: <https://www.gao.gov/new.items/d07316.pdf>. Consulta el 15 de enero 2021.

¹⁰⁶ Lloyd's Register, «World first for liquid hydrogen transportation». 23 de octubre de 2020. Disponible en: <https://www.lr.org/en/insights/articles/world-first-for-liquid-hydrogen-transportation/>. Consulta el 15 de enero de 2021.

¹⁰⁷ VAN DE GRAAF, Thijs: «Battling for a shrinking market: oil producers, the renewables revolution, and the risk of stranded assets». En *The geopolitics of renewables*, págs. 97-121. Springer, Cham, 2018.

gas y petróleo debido a su sustitución por las renovables y el hidrógeno verde.

Bloqueo de carbono (*carbon lock-in*) y activos varados

Incluso si los ambiciosos planes del hidrógeno se desarrollan debido a un auténtico compromiso por alcanzar los objetivos de cero emisiones netas a mediados de siglo, existen riesgos evidentes de que los países y las empresas desplieguen planes que busquen perdurar el uso incesante de los combustibles fósiles, un fenómeno denominado «bloqueo del carbono, *carbon lock-in*». Por ejemplo, los planes de Alemania para importar grandes cantidades de hidrógeno verde desde países norteafricanos podrían provocar una situación donde la electricidad solar y eólica se exporten mientras que los combustibles fósiles alimenten el suministro de electricidad local¹⁰⁸. Así, es necesario atender primero la demanda de electricidad renovable en los países de origen antes de que las exportaciones de hidrógeno puedan ser realmente «verdes».

También existen otros riesgos derivados de invertir miles de millones de dólares para ampliar las cadenas de valor para el hidrógeno azul. A menudo se aduce que el hidrógeno azul es necesario como un puente hacia el hidrógeno verde, de forma similar al argumento del gas natural como «combustible puente». Los responsables políticos en Alemania, la Comisión Europea y otros lugares parecen compartir la idea de que, al final, el hidrógeno verde debería dominar el suministro, ya que el hidrógeno azul no es neutro en carbono.

No obstante, los hidrógenos azul y verde tienen cadenas de valor completamente distintas. Son como mundos paralelos. El mundo del hidrógeno azul está habitado por compañías de gas y petróleo que ven la CAC como una forma de producir hidrógeno bajo en carbono. La CAC podría incluso convertirse en una nueva fuente de ingresos para los yacimientos de gas y petróleo agotados, como los del mar del Norte. El hidrógeno verde pertenece más al terreno de las compañías eléctricas, los operadores de red y las empresas fabricantes de electrolizadores. La producción

¹⁰⁸ WESTPHAL, Kirsten; DRÖGE, Susanne; and GEDEN, Oliver: «The international dimensions of Germany's hydrogen policy». SWP, Berlín. Junio de 2020. Disponible en: https://www.swp-berlin.org/fileadmin/contents/products/comments/2020C32_HydrogenPolicy.pdf. Consulta el 12 de enero de 2021.

de hidrógeno mediante electrolizadores puede mejorar el caso de negocio de las renovables y ayudar a equilibrar la red. Estos dos modelos industriales, azul y verde, se dirigen hacia una colisión frontal.

La estrategia «primero azul, después verde» para el hidrógeno es arriesgada, ya que podría iniciar un ciclo autosostenido de «*socio-technical lock-in*». No es raro que las instalaciones de producción de hidrógeno azul tengan ciclos de vida económica de 25 años o más. Podría producirse el varado de activos si el mercado del hidrógeno azul desaparece antes de este plazo, por ejemplo, si los costes del hidrógeno verde se reducen más rápido de lo esperado y se bloquean. Las inversiones en hidrógeno azul también podrían motivar el desarrollo de una infraestructura de transporte de hidrógeno muy costosa, que no resultaría apropiada para el cambio al hidrógeno verde, ya que los hidrógenos azul y verde se producirán en ubicaciones geográficas muy diferentes. Cualquier ampliación de la producción de hidrógeno azul suscitará intereses establecidos y nuevos participantes, que probablemente se resistirán al cambio hacia el hidrógeno verde.

Modelar y gobernar el mercado

También podrían surgir tensiones geopolíticas relacionadas con las regulaciones y la gobernanza de los mercados internacionales del hidrógeno. Un aspecto donde podrían aparecer confrontaciones tiene que ver con los estándares técnicos. La Estrategia del Hidrógeno de la UE menciona expresamente el objetivo de «reforzar el liderazgo de la UE en los foros internacionales de estándares técnicos, regulaciones y definiciones sobre el hidrógeno»¹⁰⁹. Estos estándares incluyen normas de seguridad y sostenibilidad para las propias moléculas de hidrógeno, pero también para todo el transporte, manipulación, almacenamiento e infraestructuras de uso relacionadas con el hidrógeno. La definición de normas puede proporcionar una ventaja competitiva a las empresas que ya dominen y controlen las tecnologías estandarizadas. En los últimos años, China se ha mostrado mucho más proactiva en este

¹⁰⁹ European Commission, «A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe». Bruselas. 8 de julio de 2020, p. 23.

ámbito, incluido en los principales organismos de definición de estándares, como la Organización Internacional de Estándares¹¹⁰.

Otro elemento que determina el mercado tiene que ver con la certificación del hidrógeno. Una molécula de hidrógeno gris es idéntica a una molécula de hidrógeno verde. Por lo tanto, se necesita un sistema de certificación que permita a los usuarios finales conocer el contenido en carbono y la calidad del hidrógeno. Los marcos que permiten también verificar el origen del hidrógeno suelen denominarse «garantías de origen»¹¹¹. En la actualidad, no existe una definición del hidrógeno verde aceptada universalmente, a pesar de que el comercio internacional del hidrógeno se beneficiaría de un sistema de garantías de origen armonizado¹¹². El contenido en carbono del hidrógeno se convertirá en la «nueva moneda», en palabras de Jorgo Chatzimakakis de Hydrogen Europe, una asociación comercial europea para la industria del hidrógeno¹¹³.

Estos aspectos podrían producir fricciones comerciales. Es probable que, con el tiempo, los principales importadores, como la UE, definan restricciones que solo permitan importar hidrógeno obtenido de energías renovables (verde) sin las penalizaciones aplicadas al carbono¹¹⁴. El hidrógeno podría convertirse en uno de los mayores campos de batalla para la futura guerra del comercio de carbono. Ya estamos empezando a ver las primeras manifestaciones de este hecho. En octubre de 2020, el gobierno francés presionó a Engie, una compañía eléctrica, a retirarse de un acuerdo de 7000 millones de dólares para suministrar GNL desde yacimientos de petróleo no convencional en Texas. Al parecer, París hizo esto debido a la preocupación de que el

¹¹⁰ SEAMAN, John: «China and the New Geopolitics of Technical Standardization». IFRI. Enero de 2020. Disponible en: https://www.ifri.org/sites/default/files/atoms/files/seaman_china_standardization_2020.pdf. Consulta el 15 de enero de 2021.

¹¹¹ International Renewable Energy Agency (IRENA), «Green Hydrogen: A Guide To Policy-Making.» Abu Dabi: IRENA. Noviembre de 2020, p. 9.

¹¹² ABAD, Anthony Velazquez, and DODDS, Paul E.: «Green hydrogen characterisation initiatives: Definitions, standards, guarantees of origin, and challenges». *Energy Policy* 138 (2020): 111300.

¹¹³ Cited in: VAN RENNSSEN, Sonja: «From blue to green: hydrogen's own energy transition». *Energy Monitor*, 14 de agosto de 2020. Consulta el 15 de enero de 2021.

¹¹⁴ MICHAELOWA, Axel and BUTZENGEIGER, Sonja: «Breakthrough of Hydrogen Technologies until 2030: Chances and Risks for Gulf Countries, International Policy Implications», en EDA Insights. Septiembre de 2019. Disponible en: https://eda.ac.ae/docs/default-source/Publications/eda-insight_hydrogen-economy_en_final.pdf?sfvrsn=2. Consulta el 15 de enero de 2021.

GNL resultara demasiado contaminante debido a las emisiones indirectas (fugas) de metano¹¹⁵. A medida que la UE y otros agentes avanzan hacia la adopción de mecanismos de ajuste del carbono en frontera para abordar el problema de las «fugas de carbono» (deslocalización de industrias intensivas en energía a jurisdicciones con unas regulaciones más laxas en materia de emisiones), los exportadores de hidrógeno azul podrían quedar en desventaja en comparación con los exportadores de hidrógeno verde.

También existirá competencia geoeconómica sobre las divisas de referencia en el comercio del hidrógeno. El comercio actual del petróleo está denominado predominantemente en dólares estadounidenses, lo que proporciona a Estados Unidos ventajas estratégicas para ejercer su influencia sobre otros países. Por ejemplo, las actuales sanciones de Estados Unidos contra las exportaciones de petróleo iraníes se basan realmente en la hegemonía monetaria y financiera de Estados Unidos. Washington amenaza con denegar a los posibles compradores del petróleo iraní el acceso a los mercados financieros y el sistema bancario estadounidenses¹¹⁶. La India ha intentado sortear el programa de sanciones realizando un comercio de trueque con Irán, mientras que Europa ha intentado establecer un mecanismo de pago alternativo, INSTEX, si bien con escasos resultados. La UE ahora prefiere evitar tales complicaciones en el futuro. Su estrategia del hidrógeno menciona el objetivo explícito de desarrollar una referencia para un comercio del hidrógeno denominado en euros¹¹⁷. Esto significaría que, en esta época de «interdependencia arrojada», Estados Unidos podría ejercer menos influencia sobre las importaciones de hidrógeno de Europa que sobre las importaciones de petróleo de Europa.

Conclusiones

Sin duda, el hidrógeno claramente tiene la posibilidad de convertirse en un componente fundamental para un mundo libre de carbono. A medida que la escala de los proyectos de hidrógeno

¹¹⁵ LEFEBVRE, Ben: «French Government Blocks LNG Deal as too Dirty». *Politico*, 21 de octubre de 2020.

¹¹⁶ VAN DE GRAAF, Th. (2013). The 'oil weapon' reversed? Sanctions against Iran and US-EU structural power. *Middle East Policy*, 20(3), 145-163.

¹¹⁷ European Commission, «A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe». Bruselas. 8 de julio de 2020, p. 21.

verde crece desde los megavatios hasta los gigavatios¹¹⁸, está claro que el impulso político y empresarial alcanza niveles nuevos, y que el hidrógeno podría finalmente cumplir su promesa como portador de energía limpia.

Sin embargo, existen importantes discrepancias en relación con la infraestructura subyacente y las cadenas de valor de una futura economía basada en el hidrógeno (véase la Tabla 4). En cuanto a la producción, existen diferencias entre los partidarios del hidrógeno azul y verde. Es evidente que este último sería la forma de innovación más disruptiva, pero el anterior sigue teniendo ventajas en términos de estructura de costes y compatibilidad con la infraestructura existente. En cuanto al consumo, algunos agentes desean utilizar el hidrógeno en todos los ámbitos, desde automóviles y trenes hasta la calefacción doméstica y la industria, lo que llevaría a una sociedad completamente basada en el hidrógeno, como en la que Japón y Corea aspiran a convertirse. Otros, por el contrario, consideran que el hidrógeno es un simple portador de energía que debería utilizarse solo en algunos nichos, restringidos a algunas escasas áreas que no pueden electrificarse directamente. El hidrógeno, en esta última opinión, a menudo se compara con el champán, una cara bebida de lujo reservada solo para ocasiones especiales y que no mezclarías con agua (en referencia a la mezcla del hidrógeno en las redes de gas natural actuales).

	Hidrógeno azul	Hidrógeno verde
Uso extendido	«Sociedad basada en el hidrógeno»	
Uso limitado		«El hidrógeno como el champán de los combustibles»

Tabla 4. Distintos puntos de vista sobre el papel del hidrógeno en el futuro.

Aunque el desenlace de esta batalla es todavía incierto, el hidrógeno se convertirá en un elemento destacado en la nueva geoconomía de la energía en los próximos años y décadas. El combustible libre de carbono podría conllevar una revolución geopolítica para algunos países. La transformación de las energías renovables representa un auténtico golpe de suerte

¹¹⁸ COLLINS, Leigh: «Gigawatt-scale: the world's 13 largest green-hydrogen projects». *Recharge*, 21 de diciembre de 2020. Disponible en: <https://www.rechargenews.com/transition/gigawatt-scale-the-worlds-13-largest-green-hydrogen-projects/2-1-933755>. Consulta el 13 de enero de 2021.

para países como Chile y Marruecos, que carecen de combustibles fósiles y se ven obligados a importar una gran parte de su suministro energético. Si tienen éxito al convertirse en grandes exportadores de hidrógeno verde, su importancia geoestratégica podría aumentar, así como la de otros países con gran potencial en cuanto a energías renovables, como Australia. Sin embargo, es poco probable que alcancen el mismo peso geopolítico que el actual grupo de petroestados ha tenido en las últimas décadas. Dado que el hidrógeno es principalmente un negocio de conversión en lugar de un negocio de extracción, las rentas derivadas de la exportación del hidrógeno probablemente sean menores que las obtenidas con los combustibles fósiles. Y como el hidrógeno puede producirse en prácticamente cualquier lugar del mundo, los exportadores de hidrógeno no tendrán la misma influencia en la política exterior que tienen, por ejemplo, Rusia o Arabia Saudí, gracias a sus exportaciones de gas y petróleo.

En definitiva, es poco probable que el hidrógeno se convierta en el nuevo petróleo, como mantiene la opinión popular. Es poco probable que alcance la cuota de mercado del petróleo en el *mix* de energía mundial (actualmente más del 30 % de la energía primaria), ni mucho menos igualar la liquidez y la importancia geoestratégica del petróleo. Dado que el hidrógeno es un negocio de conversión en lugar de extracción, las rentas probablemente serán menores que las obtenidas con el petróleo, y probablemente estarán mucho más repartidas entre un mayor número de productores. El hidrógeno guarda mayores similitudes con el gas natural, y con el GNL en particular, y es más probable que dé lugar a mercados regionales, en especial a medio plazo.

Dicho esto, los intereses geopolíticos en torno al hidrógeno son enormes. Incluso como materia prima comercializada a nivel regional, el hidrógeno es una de las tecnologías que pueden impulsar un cambio del escenario geopolítico en el siglo XXI, junto con otras tecnologías como la inteligencia artificial, el aprendizaje automático, los vehículos eléctricos, las redes inteligentes, etc. Los países y las empresas están maniobrando para controlar lo que parece destinado a convertirse en un mercado de materias primas internacional por valor de muchos millones de dólares. El tamaño y alcance de este mercado son todavía inciertos, pero está claro que está librándose la carrera del hidrógeno limpio y que tiene profundas implicaciones e incentivos geopolíticos.

Capítulo cuarto

Geopolítica de la energía en el Magreb. Auge y declive de dos potencias energéticas. Los casos de Argelia y Libia

Ignacio Fuente Cobo

Resumen

El Magreb es un actor secundario en la escena energética global. Pero eso no significa que no sea relevante para determinadas regiones como el Mediterráneo y para países como España. Su geopolítica de la energía está condicionada por la existencia de dos potencias ricas en hidrocarburos, Argelia y Libia, que sin embargo no tienen la capacidad para desarrollar una política energética plenamente autónoma. Su desempeño en términos de petróleo y gas está supeditado al comportamiento de los mercados internacionales y a los requerimientos de otros actores relevantes, principalmente del sur de Europa, pero también externos a la región. Además, en la situación actual de mercado energético globalizado en el que los mercados regionales de hidrocarburos han desaparecido, la capacidad para actuar con criterios nacionales se ha visto severamente restringida. La situación interna de gran complejidad en ambos países, aunque con características propias en cada uno de ellos, y la monodependencia de sus economías de la renta de los hidrocarburos complica el panorama. Poner fin a la maldición de los recursos, agravada en el caso de Libia porque son estos los que financian la guerra, y en Argelia por los graves problemas estructurales a los que se enfrenta su

economía, constituye su gran desafío en los próximos años. El éxito de las reformas dependerá del apoyo activo de la comunidad internacional y en particular de la Unión Europea, cuyo interés por el Magreb debería aumentar dadas las posibilidades que ofrecen estos países para proporcionar energía a bajo coste a Europa. Pero también, y quizás más importante, dada la necesidad que tiene Europa de estabilizar una región vulnerable con gran potencial para convertirse en una fuente ininterrumpida de problemas de seguridad.

Palabras clave

Gas, Petróleo, gasoductos, crisis, guerra, reformas.

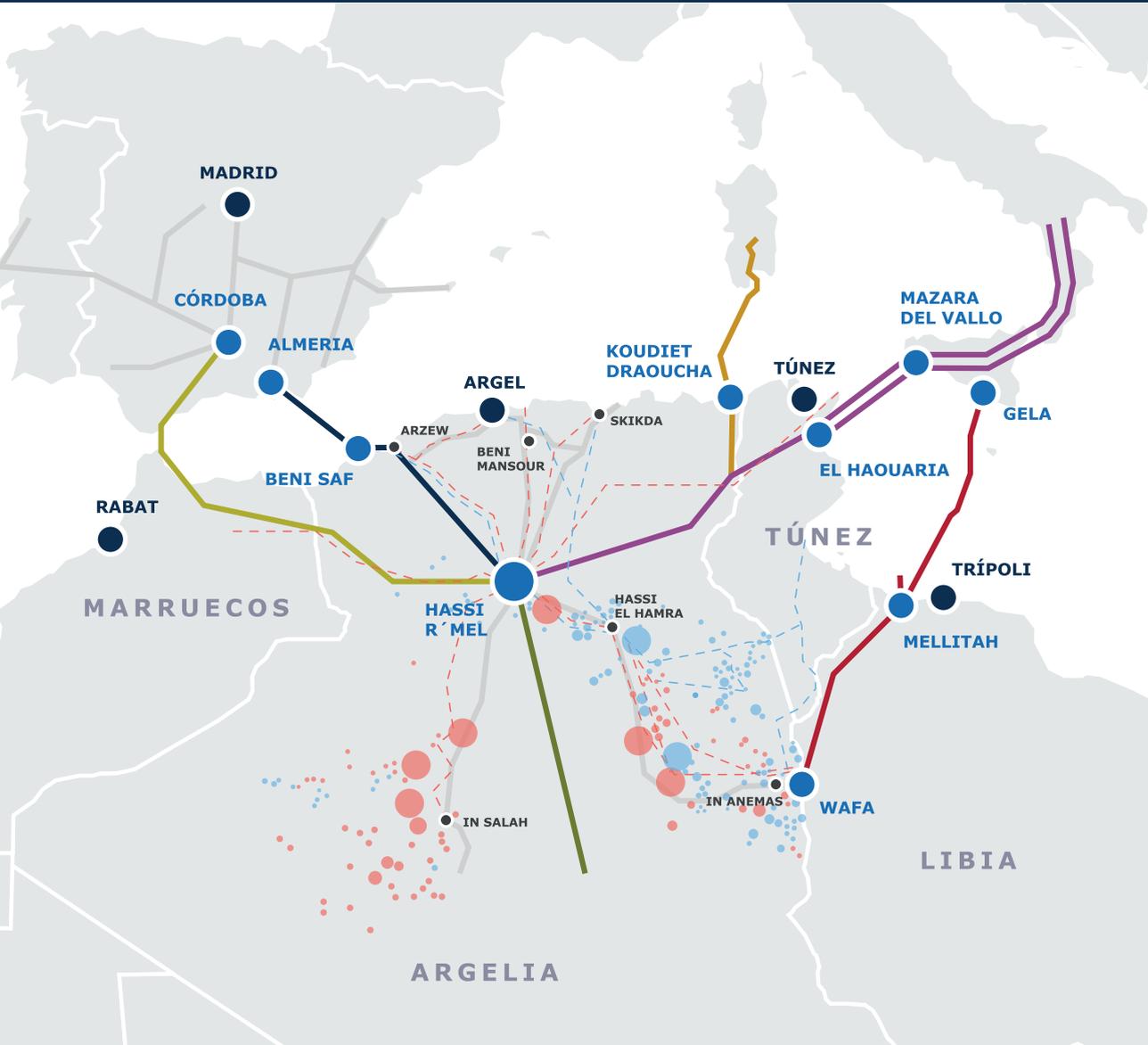
Abstract

The Maghreb represents a minor player on the global energy scene. The geopolitics of energy is conditioned by the existence of two hydrocarbon-rich powers, Algeria and Libya, which however do not have the capacity to achieve a fully autonomous energy policy. Its performance in terms of oil and gas is in line with the behavior of international markets and the requirements of other relevant actors, mainly from southern Europe, but also external to the region. Furthermore, in the current situation of the globalized energy market and with the disappearance of the regional hydrocarbon markets, their ability to act with national criteria has been severely restricted. The highly complex internal situation in both countries, although with their own characteristics in each of them, and the monodependence of their economies on the rent of hydrocarbons for their own subsistence, complicates the panorama. Putting an end to the curse of resources, aggravated in the case of Libya because they are financing the war, and in Algeria because of the serious structural problems that its economy is facing, constitutes its great challenge in the coming years. The success of the reforms will depend on the active support of the international community and, in particular, of the European Union, whose interest in the Maghreb should increase, given the possibilities offered by these countries to provide low-cost energy to Europe, but also, and perhaps more importantly, given Europe's need to stabilize a vulnerable region with great potential to become a continuing source of security problems.

Keywords

Gas, Oil, gas pipelines, crisis, war, reforms.

GEOPOLÍTICA DE LA ENERGÍA EN ARGELIA Y LIBIA

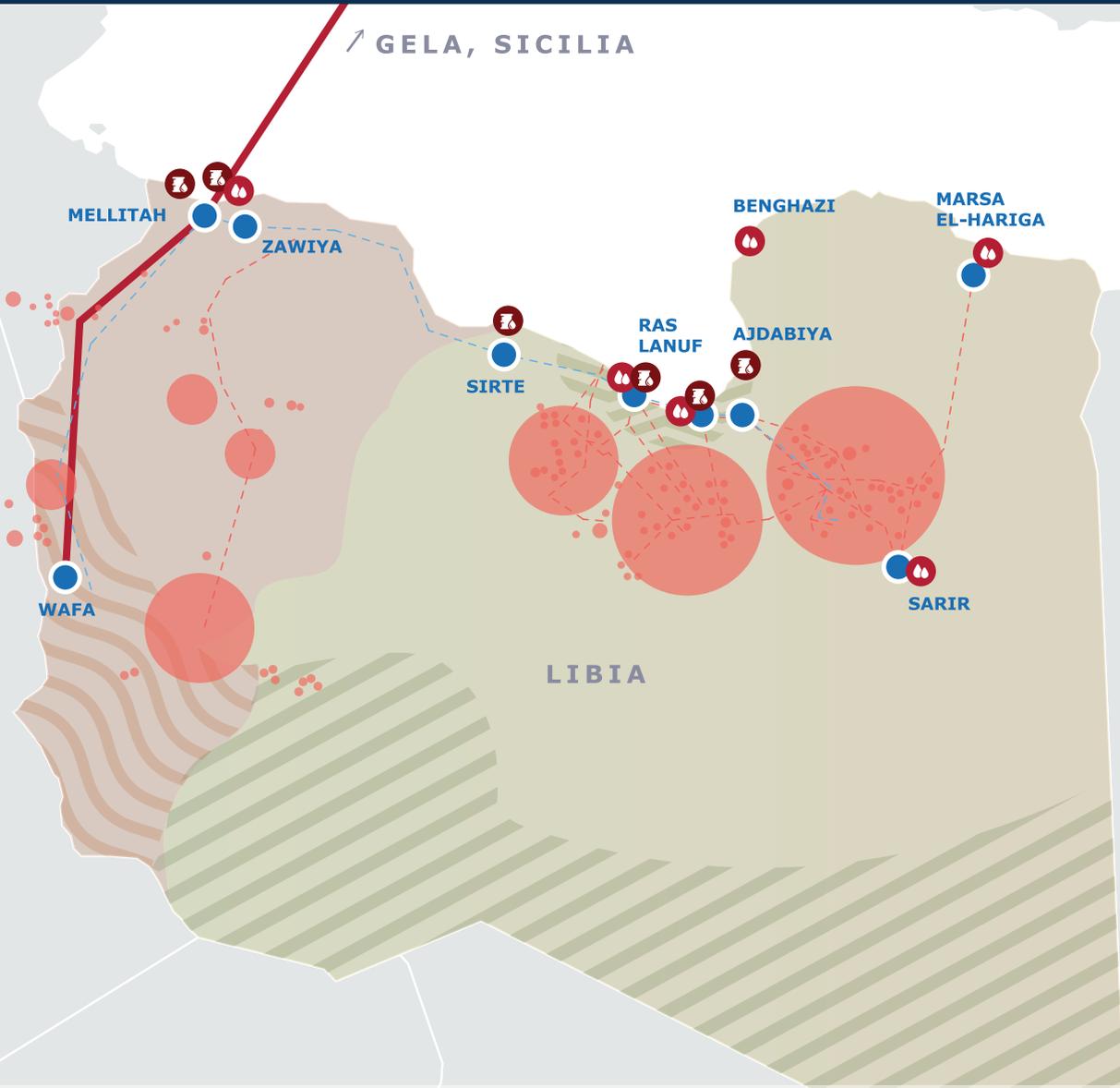


ARGELIA:

- TRANS-SAHARAN (PLAN)
- MAGREB-EUROPA
- MED-GAZ
- GALSI
- TRANSMEDITERRANEAN
- GEENSTREM
- OTROS

- CAMPO DE PETRÓLEO
- - - OLEODUCTOS
- CAMPOS DE GAS
- - - GASODUCTOS

↑ GELA, SICILIA



LIBIA:

- BAJO EL CONTROL DE LA CÁMARA DE REPRESENTANTES Y EL EJÉRCITO NACIONAL LIBIO (LNA)
- BAJO EL CONTROL DEL GOBIERNO DE ACUERDO NACIONAL (GNA)
- CONTROLADO POR TUAREG
- CONTROLADO POR TRIBUS TUBOU
- CONTROL DEL CONSEJO DE LOS MUJAJIDINES DE DERNA, BENGASI Y ADJABIYA

- REFINERÍAS DE PETRÓLEO
- DEPÓSITOS DE PETRÓLEO
- CAMPO DE PETRÓLEO
- OLEODUCTOS
- GASODUCTOS
- GASODUCTO GEENSTREM

Introducción

Es evidente que el orden energético mundial ha experimentado cambios profundos en los últimos años. La oferta global se caracteriza ahora por una gran abundancia de producción de hidrocarburos, una considerable reducción de los precios y unas energías renovables que están ganando cada vez más terreno en la cesta energética global. Todo ello está alterando la geopolítica de la energía con carácter global, y cambiando las balanzas de poder y los equilibrios regionales tanto en los países productores como en los consumidores. Pocas regiones como África del Norte y pocas potencias energéticas como Argelia y Libia están siendo tan afectadas por unos cambios que están produciendo un profundo impacto en su situación actual y en sus perspectivas futuras.

La primera de ellas, Argelia, cuenta con los recursos para ser uno de los países más ricos de África y un país próspero en el entorno internacional. Por su población, su prestigio, su geografía y los ingresos de los hidrocarburos, Argelia es una potencia geopolítica en el Magreb¹ y, en teoría, un Edén económico. Argelia se encuentra en la decimoquinta posición entre los países con mayores reservas probadas de petróleo, con 12 200 millones de barriles², a lo que hay que añadir más de 150 billones de pies cúbicos (Bcf) de gas natural. También tiene extensos recursos de esquisto sin desarrollar en siete cuencas que contienen aproximadamente 3419 Tcf (trillones de pies cúbicos) de gas potencial, de los cuales 707 Tcf son recuperables con la tecnología actual. Además, seis de estas cuencas contienen 121 000 millones de barriles de petróleo de esquisto condensado, con 5700 millones de barriles técnicamente recuperables. Todo ello hace de Argelia la cuarta mayor reserva en el mundo después de Estados Unidos, China y Argentina³.

En 2019, la explotación de los hidrocarburos habría convertido a Argelia en el decimosexto productor de petróleo de mundo,

¹ LAZAR, Mehdi ; NEHAD, Sidi-Mohamed: «Vers une nouvelle Algérie?», *Diploweb, La Revue Geopolitique*, 08.12.2013. <http://www.diploweb.com/Vers-une-nouvelle-Algerie.html>.

² DELMAS, Benoît: «La lettre du Maghreb – La Sonatrach, la boîte noire du pouvoir algérien», *Le Point*, 10 de noviembre 2019, https://www.lepoint.fr/afrique/la-lettre-du-maghreb-la-sonatrach-la-boite-noire-du-pouvoir-algerien-10-11-2019-2346292_3826.php.

³ «Los entresijos del gas de esquisto», accedido 7 de diciembre de 2020, <https://atalayar.com/blog/los-entresijos-del-gas-de-esquisto>.

tercer país productor de petróleo en África (después de Nigeria y Angola) y en el undécimo entre los exportadores de petróleo, además del quinto productor y séptimo exportador de gas natural del mundo⁴.

Pero a pesar de estos inmensos recursos, desde su independencia hasta la actualidad, Argelia ha visto como su sector de hidrocarburos ha atravesado, alternativamente, por buenos tiempos y periodos de crisis que han provocado cambios y rupturas en el sistema institucional que lo rige, pero sin cuestionar jamás su carácter estratégico. Hoy en día, su sector de petróleo y gas está en declive, y se enfrenta a importantes problemas estructurales que tendrá que resolver si quiere seguir manteniendo los hidrocarburos como la columna vertebral de su economía y la base de su desarrollo económico.

En el caso de Libia ocurre algo parecido. Libia cuenta con todos los elementos para convertirse en una potencia energética, al disponer de grandes ventajas comparativas con respecto a otros competidores regionales o globales. En primer lugar, sus reservas probadas de petróleo son considerables y pueden cifrarse en más de 48 000 millones de barriles (2016), aproximadamente el 2,9 % de las reservas totales de petróleo del mundo. Ello equivale a 594,2 veces su consumo anual, o una relación de reservas/reemplazo de 153 años, lo que la convierte en el mayor depósito de petróleo de África⁵. En cuanto al gas, su situación puede compararse con la del petróleo, con unas reservas estimadas de 1549 trillones de metros cúbicos (2014)⁶.

Además, gran parte del territorio libio sigue estando virgen. Hasta la fecha, solo la cuenca de Sirte ha sido ampliamente explotada, mientras que las cuencas de Murzuq, Ghadames, Kufra, Cyrenaica y el golfo de Sirte en alta mar han sido relativamente poco exploradas y tienen un gran potencial, lo que las hace muy atractivas para las grandes compañías petroleras internacionales.

En segundo lugar, el petróleo libio es relativamente fácil de extraer a precios que, en zonas desérticas, pueden estar en el

⁴ «Libya Oil Reserves, Production and Consumption Statistics - Worldometer», <https://www.worldometers.info/oil/libya-oil/>.

⁵ «Libya Oil Reserves, Production and Consumption Statistics - Worldometer», <https://www.worldometers.info/oil/libya-oil/>.

⁶ «NATURAL GAS - PROVED RESERVES (CU M)», The World Factbook, Central Intelligence Agency, 2015, <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/fields/2253.html>.

entorno de los 2 dólares⁷, haciéndolo extremadamente competitivo en los mercados internacionales. Además, la instalación de la infraestructura necesaria para la producción y exportación ha sido históricamente sencilla, lo que ha permitido que el interior rico en petróleo esté conectado a varias terminales de exportación distintas en la costa más poblada. La extensa red de oleoductos con que cuenta Libia y la carencia de obstáculos geográficos que dificulten la exploración y el desarrollo facilita la expansión de la producción y convierte en atractiva la inversión.

En tercer lugar, a excepción de cierta producción de petróleo en alta mar en la plataforma pelagiana, Libia produce un petróleo crudo bajo en azufre, «dulce» y de excelente calidad. La gran calidad de este petróleo y, por lo tanto, su influencia directa en el rango superior del complejo mercado del petróleo, hace que el suministro del país sea muy apreciado en los mercados internacionales de crudo.

La cuarta ventaja es que el petróleo de Libia se encuentra próximo a los principales centros de consumo en Europa y ello hace que los tiempos de navegación a los puertos europeos, que absorben la mayor parte de las exportaciones de crudo libio, oscilen entre dos días (Cerdeña) y 11 días (Róterdam), en comparación con cerca de un mes para los destinos asiáticos⁸, haciendo de Europa el mercado natural de este petróleo. Además, Libia cuenta con importantes reservas de gas natural, especialmente en la cuenca de Ghadames, lo que la ha convertido en un importante exportador de gas a Europa a través del gasoducto Greenstream, que se dirige hacia Italia.

Puede decirse, por tanto, que Argelia y Libia constituyen las dos grandes potencias energéticas de África del Norte y será en ellas donde centraremos nuestro estudio sobre la geopolítica de la energía en Magreb, dada la enorme diferencia que existe en cuanto a la producción y exportación de hidrocarburos con los otros países de la región, y dado el importante impacto que su evolución tiene en los mercados internacionales, europeos y españoles.

⁷ «Why Libya's «sweet» crude oil is not enough to tempt BP or Shell | Oil | *The Guardian*», <https://www.theguardian.com/business/2012/aug/26/libya-sweet-crude-oil-bp-shell>.

⁸ «Libyan oil: Prospects for stability and growth», *Apricot Energy Research*, Vol. 03 No. 1, Noviembre 2018, https://www.apicorp.org/Research/EnergyResearch/2018/API-CORP_Energy_Research_V03_N14_2018.pdf.

Energía en Argelia. Historia de un futuro hipotecado

Características del sector de los hidrocarburos argelinos

Aunque no resulta fácil obtener una información veraz y contrastada de los datos, según las estimaciones de Abdelmadjid Attar, Ex-CEO de Sonatrach y antiguo ministro, los recursos de hidrocarburos de Argelia se dividen en tres categorías⁹:

- Reservas convencionales restantes (por producir) probadas, probables y posibles: 9,8 billones de barriles de petróleo líquido, 2,2 billones de barriles de petróleo equivalente de gas licuado de petróleo (GLP) y 4,5 billones de metros cúbicos de gas natural (4,5 BCM). Hassi R'Mel y Hassi Messaoud son los campos de gas y petróleo más grandes y productivos del país y suponen el 44 % de las reservas convencionales¹⁰.
- Recursos convencionales aún por descubrir y técnicamente recuperables: 1400 millones de barriles de petróleo y 1500 millones de metros cúbicos de gas natural.

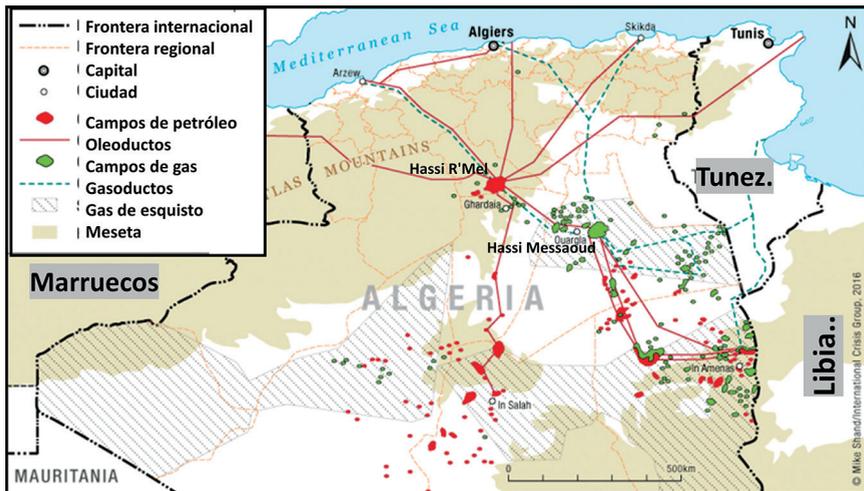


Figura 1. El sector del gas y del petróleo en Argelia.

Fuente: The Energy Consulting Group.

http://energy-cg.com/OPEC/Algeria/Algeria_OilGas_Industry.html.

⁹ «Les exportations d'hydrocarbures pourraient baisser dès 2023»: Toute l'actualité sur liberte-algerie.com», <https://www.liberte-algerie.com/actualite/les-exportations-dhydrocarbures-pourraient-baisser-des-2023-307849>.

¹⁰ «The Report Algeria 2018», «The Report Algeria 2018», Oxford Business Group, s, 76. <https://www.pwc.fr/fr/assets/files/pdf/2019/02/pwc-the-report-algeria-2018.pdf>.

- Recursos no convencionales técnicamente recuperables: 6 a 8 billones de barriles de petróleo y 22 billones de metros cúbicos de gas natural.

Europa es el principal mercado de exportación de hidrocarburos de Argelia, representando el 70 % del total en 2017, seguido de EE. UU. (15 %), Asia (9 %), África (5 %) y Oriente Medio (1 %) ¹¹. El 74 % del gas se exporta a través de gasoductos y el 26 % como gas licuado (LNG) ¹². No es de extrañar que Argelia acariciase en algún momento el sueño de convertirse en la alternativa magrebí para Europa de los hidrocarburos rusos ¹³.

Para el transporte a Europa, Argelia cuenta con una extensa red de gasoductos: el Transmed, que conecta Argelia con Italia (Mazara del Vallo) a través de Túnez; el Galsi, que conecta Kudiet Draoucha con Italia (Cerdeña); el Magreb-Europa que conecta Argelia con España a través de Marruecos y, finalmente, el Medgaz, que conecta directamente Argelia con las costas españolas.

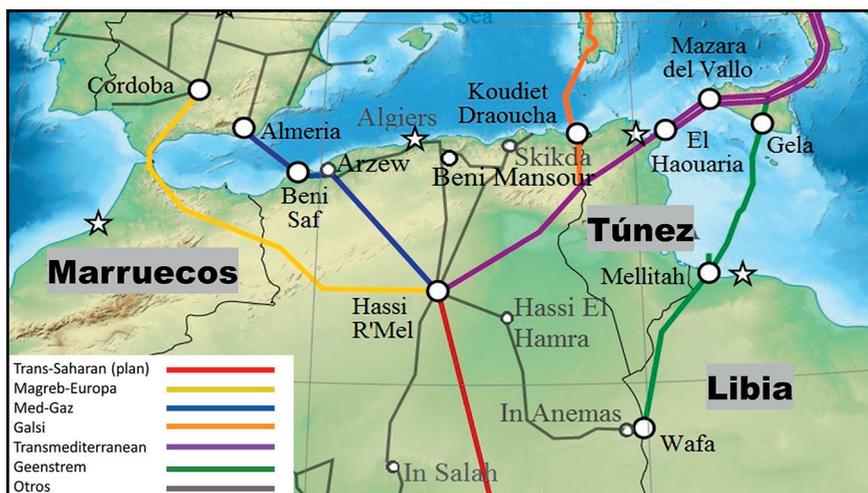


Figura 2. Red de gasoductos de Argelia y Libia.

Fuente: <http://efinternacional.es/es/blog/la-nueva-argelia/@images/b2c98038-1ce4-4221-bb33-194a8be8ad31.png>.

¹¹ «The Report Algeria 2018», 80.

¹² OUKI, Mostefa: «Algerian Gas in Transition: Domestic Transformation and Changing Gas Export Potentia», Oxford Institute for Energy Studies, 2019, 15.

¹³ «Moroccan-Nigerian Pipeline Puts Final Nail in Algeria's Trans-Saharan Gas Project | The North Africa Post», <https://northafricapost.com/17999-moroccan-nigerian-pipeline-puts-final-nail-algerias-trans-saharan-gas-project.html>.

Los dos gasoductos que conectan Argelia con España a través del Mediterráneo tienen un carácter estratégico: no solo constituye una fuente principal de abastecimiento energético para España y Portugal, sino que se complementan entre sí y permiten sustituir al gas ruso, cuyo acceso a través de los Pirineos se encuentra bloqueados ante la falta de interés de Francia.

El gasoducto Magreb-Europa (GME), también conocido como Gasoducto Pere Duran-Farell (GPDF), con 12 000 millones anuales de metros cúbicos de capacidad, une desde 1996 los yacimientos de gas natural de Hassi R'Mel (en el Sáhara de Argelia) con España, pasando a través de Marruecos y del estrecho de Gibraltar. Tiene 1430 kilómetros de longitud en total (575 km por Argelia, 540 km en Marruecos, 45 km bajo el mediterráneo y 270 km hasta Córdoba), y el gas natural tarda unos cinco días en completar su recorrido¹⁴. La sección argelina del oleoducto es propiedad y está operado por la compañía energética argelina Sonatrach. El tramo marroquí es propiedad del estado marroquí y es operado por Metragaz, una empresa conjunta de Sagane (una subsidiaria de la española Gas Natural), Transgas (Portugal) y SNPP (Marruecos). La longitud de la sección que cruza el estrecho de Gibraltar es de 45 kilómetros y pertenece a la empresa Gasoducto Europa-Maghreb (EMPL), en la que participa el Grupo Gas Natural y la empresa portuguesa Transgas, además de la marroquí SNPP¹⁵.

El otro gasoducto es el Medgaz, de Orán a Almería, con 8000 millones anuales de metros cúbicos de capacidad. Inaugurado en 2011, Medgaz Argelia permite el tránsito de gas a España directamente, en lugar de depender exclusivamente del gasoducto Magreb-Europa a través de Marruecos. En abril de 2020 la empresa española Naturgy compró el 34 % de Medgaz a Mubadala por un importe de unos 445 millones de euros, con lo que el gasoducto ha pasado a ser propiedad exclusiva de la energética, con una participación del 49 %, y de la argelina Sonatrach con el 51 %¹⁶.

¹⁴ SALOMONE, Mónica: «España estrena la superautopista del gas de Gibraltar», *El País*, 4 de diciembre de 1996.

¹⁵ «Se inicia la ampliación del gasoducto Magreb-Europa: Geoscopio», accedido 4 de diciembre de 2020, http://www.geoscopio.com/guias/ene/noticias/Se_inicia_la_ampliacion_del_gasoducto_MagrebEuropa_7501.htm.

¹⁶ «Naturgy y Sonatrach, los amos de los gasoductos Argelia-España – *El Periodico de la Energía* | El Periodico de la Energía con información diaria sobre energía eléctrica, eólica, renovable, petróleo y gas, mercados y legislación energética.», <https://elperiodicodelaenergia.com>.

La maldición de los recursos

Con tantos recursos energéticos, el interrogante que se nos plantea es el de: ¿Por qué siendo Argelia tan rica, los argelinos siguen siendo pobres? La razón hay que encontrarla en la falta de una diversificación económica suficientemente estructurada que hace que la renta obtenida de la explotación de petróleo y del gas constituya, desde la independencia en 1963, la principal y casi única fuente de ingresos para el gobierno argelino. Actualmente, los hidrocarburos constituyen alrededor del 35 % del producto interno bruto y dos tercios del total de exportaciones¹⁷.

A ello habría que añadir la falta, durante décadas, de una reinversión productiva de los importantes ingresos generados por el petróleo, que ha hecho que el 95 % de los bienes de consumo tengan que ser importados incluyendo los derivados del petróleo¹⁸. A pesar de ser un importante productor de petróleo, Argelia se encuentra en la posición paradójica de ser rica en hidrocarburos, pero carente de productos refinados, lo que la convierte en un importador neto de combustible. Las seis refinerías del país no pueden satisfacer la demanda y el combustible debe importarse en cantidades considerables, especialmente el diésel y la gasolina, que representan casi el 80 % de las importaciones de energía derivada¹⁹.

El golpe de suerte que supuso para Argelia la abundancia energética tiene el lado negativo de haber impedido la diversificación de la economía del país, hasta el punto de que se ha convertido en un paradigma de la maldición de los recursos. Conocida también como «síndrome de la maldición holandesa», se refiere a la apreciación real de la moneda provocada por un fuerte aumento de las exportaciones de hidrocarburos, lo que incentiva las importaciones y desincentiva las exportaciones y, con ello, la diversificación de la economía del país.

Al mismo tiempo, desvía capital y mano de obra de la manufactura y la agricultura, aumentando el costo de producción en

¹⁷ «La industria del petróleo y gas en Argelia: una visión general | Trace Software Spain», accedido 7 de diciembre de 2020, <https://www.trace-software.com/es/industria-del-petroleo-y-gas-en-argelia-una-vision-general/>.

¹⁸ HABIB, Lakhdar : «Une future puissance régionale ?», *L'Est*, 19 de abril 2014. http://www.lestrepublikain.com/index.php?option=com_k2&view=item&id=10440:une-future-puissance-r%C3%A9gionale-?&Itemid=585.

¹⁹ «The Report Algeria 2018», 87.

estos sectores y haciéndolos menos competitivos²⁰. La consecuencia de esta excesiva dependencia de la economía argelina de los hidrocarburos es su mayor exposición al riesgo de reducir significativamente las actividades industriales fuera del sector de los minerales, al resultar estas menos rentables y, por lo tanto, menos probables²¹.

Ello se traduce en un modelo económico influenciado por la volatilidad de los precios de los hidrocarburos en los mercados internacionales, con consecuencias a veces dramáticas en la propia situación interna del país. En este sentido, Argelia presenta un retrato «esquizofrénico» de un país con una dependencia absoluta de las ganancias petroleras y que no ofrece posibilidades de promoción a su población, especialmente la más joven, convertida en candidata a la inmigración ilegal.

La consecuencia es que, a diferencia de Marruecos e incluso de Túnez, que tienen una economía mucho más diversificada, Argelia presenta un modelo económico «rentista» en el que los recursos públicos se destinan casi en su totalidad a subsidiar las necesidades básicas y a financiar los gastos operativos, en un país donde el estado y sus empresas subsidiarias proporcionan la mitad de los empleos²².

A priori esta situación es la que da la impresión de una economía argelina que funciona con el freno de mano echado, lo que se traduce en una economía sometida a los efectos más perversos de sus contradicciones: despidos, desempleo, reducción de salarios y aumento de las desigualdades.

Una economía históricamente dependiente del precio de los hidrocarburos

Al mismo tiempo, la dependencia absoluta argelina del petróleo y del gas se traducen en un modelo económico que ha estado siempre influenciado por la volatilidad de los precios de los hidro-

²⁰ PAPYRAKIS, Elissaios; RAVEH, Ohad (2014): « An Empirical Analysis of a Regional Dutch Disease: The Case of Canada», *Environmental and Resource Economics* 58, no. 2, 179–98.

²¹ PALMA, José Gabriel (2014): «De-Industrialisation, «premature»de-Industrialisation and the Dutch Disease», *Revista NECAT-Revista Do Núcleo de Estudos de Economia Catarinense* 3, no. 5, 7–23. pp.8.

²² Los argelinos disfrutan de subsidios energéticos (la gasolina costaba 25 centavos el litro en marzo de 2020), universidades gratuitas, acceso a la salud pública, incluso libros y vivienda gratuita para quienes viven a más de 50 km.

carburos en los mercados internacionales, con consecuencias a veces dramáticas en la propia situación interna del país. Así ocurrió, por ejemplo, durante la crisis petrolífera de 1986, una situación en la que el endeudamiento exterior del estado y la caída de las ventas petrolíferas obligó a Argelia a adoptar un duro plan de ajuste estructural (1994-98) bajo la supervisión del Fondo Monetario internacional y del Banco Mundial²³.

El contrachoque petrolífero puede considerarse un momento clave en el proceso de degradación de la situación económica argelina²⁴. El impacto sobre el conjunto de la sociedad fue enorme y se tradujo en la llamada primavera bereber de 1988, la posterior aparición de grupos terroristas, principalmente el Grupo Islámico Armado (GIA) antecedente del actual Al Qaeda en el Magreb islámico (AQIM), el golpe de estado de 1992 y la «*décennie noire*» que se prolongó de 1991 a 2000 y en la cual más de 200 000 ciudadanos argelinos perdieron la vida en medio de una brutal guerra civil²⁵.

Únicamente a partir del año 2000 los indicadores económicos comenzaron a estabilizarse impulsados por el aumento del precio de los hidrocarburos, así como por el lanzamiento durante su primer mandato por parte del presidente Buteflika del «*Plan de soutien à la relance économique*» (PSRE), en abril de 2001, que permitieron aumentar los ingresos presupuestarios, pasando de 950,5 a 5957,5 millones de dinares entre 1999 y 2013.

Durante este periodo de bonanza que dura hasta 2014, Argelia se benefició de unas condiciones de los mercados internacionales muy favorables. Entre 2005 y 2008, la producción de gas natural pasó de 146,2 a 171,1 mil millones de m³, mientras que la producción de petróleo crudo aumentó de 51,1 a 57,9 millones de toneladas. Ello permitió que los ingresos procedentes de petróleo y del gas se multiplicaran por 6,2 (+526 %) en un espacio de quince años²⁶, de manera que en 2008 la base financiera de

²³ MEKIDECHE, Mustapha : «Le secteur des hydrocarbures en Algérie. Piège structurel ou opportunité encore ouverte pour une croissance durable?», Dans *Confluences Méditerranée* 2009/4 (N°71), 153-166.

²⁴ SERRES, Thomas: «L'Algérie face à la catastrophe suspendue: gérer la crise et blâmer le peuple sous Bouteflika (1999-2014)», KARTHALA Editions, 2019, 30.

²⁵ DAUM, Pierre : «Mémoire interdite en Algérie», *Le Monde diplomatique*, agosto 2017, <https://www.monde-diplomatique.fr/2017/08/DAUM/57773>.

²⁶ ZMIRLI, Amayas : «Algérie - Plans de relance: la chronique d'un échec annoncé? - *Le Point*», https://www.lepoint.fr/economie/algerie-plans-de-relance-la-chronique-d-un-echec-annonce-09-10-2017-2162999_28.php#.

Argelia era de 51 000 millones de dólares, el equivalente a 24 meses de importaciones²⁷.

Al mismo tiempo, y basado en la experiencia de la década de 1980, en 2000 las autoridades argelinas crearon el «Fondo de Regulación de Recursos» (FFR), un fondo soberano alimentado, por una parte, de los excedentes presupuestarios procedentes de la exportación de hidrocarburos y cuya finalidad era mantener la estabilidad de la economía argelina ante caídas bruscas de los precios de los hidrocarburos en los mercados internacionales. En un contexto energético favorable, el FFR alcanzó en 2014 el nivel máximo de los 193 millardos de dólares, comenzando a partir de esta fecha a decrecer.

Para mediados de la primera década de este siglo, parecía que Argelia había aprendido la lección de la década de 1980 y que los años de penuria se habían acabado. Un contexto internacional favorable, junto con la mejora de la situación de seguridad interna con la destrucción de la mayor parte de las células terroristas que operaban en el interior del país, y el desplazamiento de los restos del Grupo Islámico Armado a la zona del Sahel donde se convertirán a partir del 2007 en una franquicia de Al Qaeda, permitió a los dos primeros gobiernos de Buteflika (1999-2004 y 2004-2009) legislar con vistas a atraer nuevos inversores en este sector clave de la economía. Parecía, en esos momentos, que Argelia estaba en condiciones de abrir efectivamente su sector de hidrocarburos a la competencia.

No obstante, las reformas estructurales solicitadas por el FMI para la transición de Argelia a una economía de mercado no se llevaron a cabo. El aumento de los precios del petróleo y el gas, junto con los recortes en las inversiones y el gasto público, permitieron al régimen ganar tiempo evitando reformas importantes destinadas a diversificar su economía más allá de los hidrocarburos y cambiar su modelo de crecimiento. Argelia perdió una oportunidad histórica para modernizar su economía²⁸.

En 2005 se aprobó la Ley de Hidrocarburos, que reducía la duración de las negociaciones contractuales y ofrecía un sistema fiscal que buscaba fortalecer las alianzas con compañías no argelinas

²⁷ BOUHOU, Kassim: «L'Algérie des réformes économiques: un goût d'inachevé», *Politique étrangère* Eté, n.º 2 (2009): 323, <https://doi.org/10.3917/pe.0920323>.

²⁸ «Algeria: Toward an economic collapse? | Middle East Institute», <https://www.mei.edu/publications/algeria-toward-economic-collapse>.

y aumentar el número de operadores en el sector, de manera que se pudiera incrementar el número de descubrimientos. Esta ley fue, no obstante, duramente combatida por los elementos más conservadores del régimen, que defendían que se estaban entregando los recursos energéticos a compañías extranjeras²⁹, y fueron estos elementos los que finalmente terminaron por ganar la partida. En 2006 se aprobó una enmienda que obligaba a Sonatrach a participar en el 51 % de cada contrato firmado con operadores extranjeros, lo que limitaba el atractivo para el capital externo de involucrarse en el desarrollo del país³⁰ haciéndolo «tan apetecible como un matrimonio forzado»³¹.

Consecuencias de las limitaciones estructurales de la economía argelina

Las limitaciones estructurales de la economía argelina se pusieron de manifiesto a partir de 2014 con la caída del precio de los hidrocarburos Brent y Sahara Blend (que es el que exporta el país), cuando la balanza por cuenta corriente pasó de tener un superávit del 10 % en 2010 a un déficit del -3,3 % en 2014³². Igualmente, las exportaciones de gas y petróleo cayeron un 9 % en cantidad, y un 42 % en valor, en el periodo transcurrido entre los primeros semestres de 2014 y de 2015 (es decir, pasaron de 33 210 a 19 280 millones de dólares).

Esta caída provocó una reducción de la producción de petróleo, que pasó de 2 millones de barriles diarios a 1,5 millones entre 2005 y 2014, mientras que el gas descendió en aproximadamente un 11 % por ciento, pasando de 88 billones de metros cúbicos (Bcm) a 78 Bcm en el mismo periodo, para estancarse en 83 Bcm durante los dos años siguientes. No obstante, en 2017 la producción se recuperó y registró un notable aumento del 14 % en comparación con 2015 debido, en parte, al regreso a plena capacidad de las instalaciones de procesamiento de gas de Tiguentourine (In Amenas) que habían sido dañadas durante el ataque terro-

²⁹ BENGUERBA, Maâmar: «L'Algérie en péril: gouvernance, hydrocarbures et devenir du Sud», Editions L'Harmattan, 2006, 121-30.

³⁰ Bouhou, «L'Algérie des réformes économiques». Op.cit.

³¹ BOURDILLON, Yves: «Le «modèle» économique algérien à bout de souffle», *Les Echos*, 5 de diciembre de 2017, <https://www.lesechos.fr/2017/12/le-modele-economique-algerien-a-bout-de-souffle-188692>.

³² World Bank, «Global Economic Prospect 2015», enero 2015, https://www.worldbank.org/content/dam/Worldbank/GEP/GEP2015a/pdfs/GEP15a_web_full.pdf.

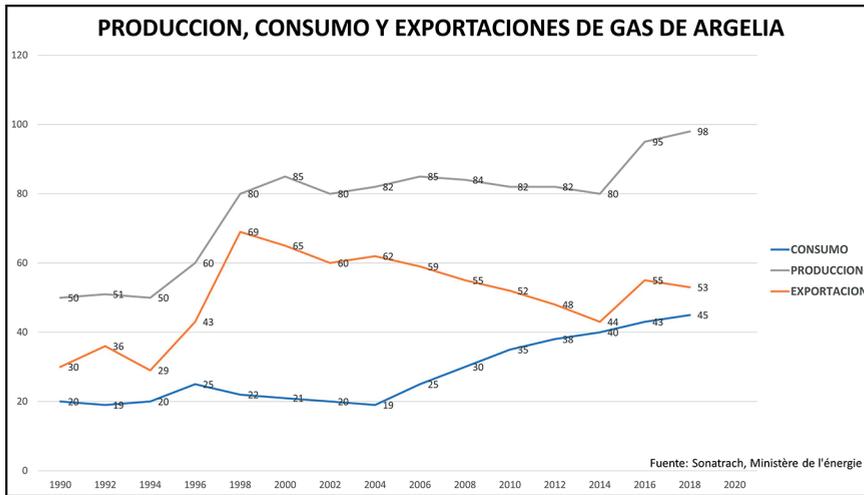


Figura 3. Producción, consumo y exportación de gas de Argelia
Fuente: Sonatrach Ministère de l'énergie.

rista de Al Qaeda de enero de 2013, y a pequeños aumentos en el suministro de gas de In Salah³³.

La evolución negativa de la producción desde 2008 se debe fundamentalmente a cuatro factores³⁴: envejecimiento de los principales campos productores, baja tasa de renovación por nuevas reservas probadas (descubrimientos), estancamiento de la tasa de recuperación técnica, que sigue siendo demasiado baja en comparación con las que se podrían lograr con nuevas inversiones y, finalmente, la incapacidad de poner en producción descubrimientos recientes. De esta manera, al ritmo de producción de 2017, se prevé que las reservas se agoten en 47,5 años para el gas y 21,7 años para el petróleo³⁵.

Pero además, Argelia no tuvo éxito con las nuevas licitaciones (cuatro licencias asignadas de 31 ofrecidas en septiembre de 2014), lo que unido a la resistencia de muchas empresas a operar en el país, arruinó el ambicioso proyecto de exploración 2014-2019 de Sonatrach, la compañía estatal de hidrocarburos, que preveía una inversión de 102 000 millones de dólares³⁶. Todo

³³ OUKI, Mostefa: «Algerian Gas in Transition», OIES PAPER: NG 151, The Oxford Institute for Energy Studies, 2019, p.3, <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2019/10/Algerian-Gas-in-Transition-NG-151.pdf>.

³⁴ «Les exportations d'hydrocarbures pourraient baisser dès 2023»: Toute l'actualité sur liberte-algerie.com».

³⁵ «The Report Algeria 2018», 79.

³⁶ GHILÉS, Francis: «Argelia: la transición hacia lo incierto», *EsGlobal*, 29 de diciembre 2015.

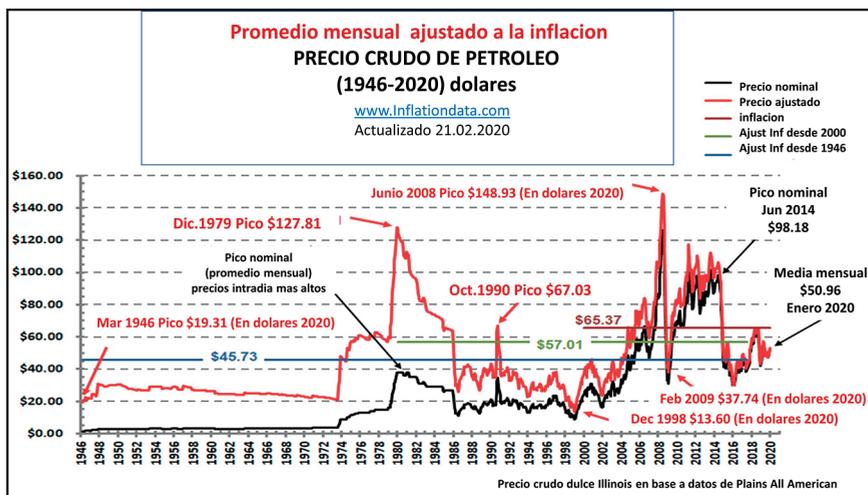


Figura 4. Precio del crudo de petróleo 1946-2020.
Fuente: <https://inflationdata.com/articles/inflation-adjusted-prices/historical-oil-prices-chart/>.

ello condujo en los años siguientes al abandono de varios proyectos de gran impacto socioeconómico –entre ellos, la construcción de hospitales públicos y otros proyectos proveedores de empleo–, en un entorno de depreciación ininterrumpida del dinar y de aumento de los precios de los productos de consumo local e importados, así como semielaborados y materias primas.

Se ponía así de manifiesto las importantes limitaciones estructurales que presentaba la economía argelina debido a la falta de diversificación, la inexistencia de un plan integral de inversiones y por la falta de rigor en la regulación financiera. La consecuencia de la inanidad del aparato productivo local fue un recurso sistemático a las reservas de cambio del FFR para cubrir los déficits presupuestarios de los siguientes años.

La parte positiva fue que la exportación de petróleo y gas, aunque disminuida, pudo ser complementada con el empleo del FFR, lo que permitió mantener el déficit exterior en el -2,3 % en 2013, aumentando hasta el -4,7 % en 2018³⁷ y reducir la tasa de paro hasta una cifra de 9,7 % en 2014³⁸, una cifra que se habría incrementado ligeramente hasta el 11,7 % en 2019³⁹.

³⁷ Expansión/Datosmacro.com. <https://datosmacro.expansion.com/deficit>.

³⁸ «Taux de chômage par pays». Statistiques mondiales.com. <http://www.statistiques-mondiales.com/chomage.htm>.

³⁹ https://es.theglobaleconomy.com/Algeria/unemployment_rate/.

La ausencia de deuda externa muestra que el estado argelino tiene todavía cierto margen financiero, lo que hace poco probable, en el corto plazo, un escenario de *default* con una caída en el valor de la moneda nacional. Sin embargo, Argelia puede verse rápidamente obligada a permitir que su moneda se deprecie y recurrir a la deuda externa⁴⁰.

De esta manera, el uso de una financiación interna no convencional del déficit presupuestario señala el fracaso de todos los planes de desarrollo económico lanzados en Argelia por los distintos gobiernos del presidente Buteflika durante la década de 2000 que, en vez de liberalizar la economía argelina, la amordazó. Así, el informe correspondiente al año 2019 del instituto Fraser coloca a Argelia entre los cinco países menos libres «económicamente» del mundo árabe, muy por detrás de Marruecos o Túnez⁴¹.

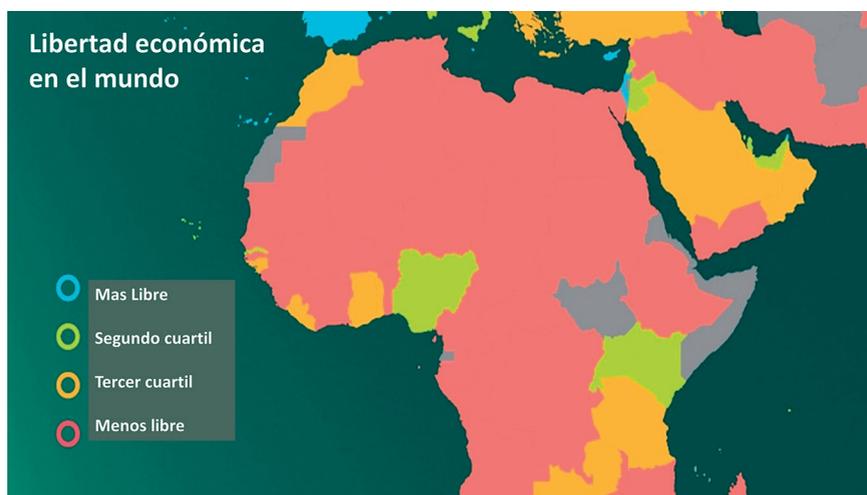


Figura 5. (Libertad económica en el mundo)
Fuente: <https://www.infobae.com/america/mundo/2018/09/25/el-ranking-de-la-libertad-economica-global-chile-lidera-en-la-region-y-venezuela-se-afianza-en-el-ultimo-puesto/>.

La ruptura del contrato social

La caída en los precios del crudo a partir de 2014, con su impacto sobre las vidas de los ciudadanos argelinos, privó al poder del ele-

⁴⁰ Ver informe sobre Oriente Medio y África del Norte de Crisis Group n.º 214, «Pulling Lebanon out of the Pit», 8 de junio 2020.

⁴¹ AL-ISMAILY, Salem Ben Nasser; AL-BUSAIDI, Azzan; CERVANTES, Miguel; McMAHON, Fred: «Economic Freedom of the Arab World: 2019 Annual Report», 18 de diciembre 2019.

mento crítico para el control de la población. Hay que tener en cuenta que, durante la era de Buteflika –en la que el petróleo llegó a alcanzar 148,93 dólares/barril en junio de 2008, con el precio promedio mensual ajustado a la inflación–, el país se benefició de un billón de dólares en ingresos petroleros que se dedicaron exclusivamente a comprar la paz social⁴². Pero, para 2014, esta era de abundancia, que exigía un precio mínimo del barril de petróleo de 110 dólares en los mercados internacionales, había Llegado a su fin.

Cuando los precios de los hidrocarburos comenzaron a caer, el déficit exterior en un país que importa casi todo se deterioró rápidamente. Llegando a alcanzar los 70 000 millones de dólares. El contrato social fundía «como la nieve bajo el sol» el fondo de reservas, que pasó de los 200 billones de dólares en 2014 a solo 62 billones a finales de febrero de 2020, justo antes del comienzo de la pandemia producida por la COVID-19, con la previsión de que, de seguir la reducción al ritmo actual, el FFR termine por agotarse antes de 2022⁴³.

La degradación progresiva de la situación económica provocó en febrero de 2019 la aparición de un movimiento de protesta ciudadano organizado de manera horizontal denominado Hirak «Movimiento» el cual, a diferencia de los movimientos islamistas o amazig, defendía una visión de ciudadanía más allá de las divisiones políticas y socio-regionales que tantas luchas violentas habían provocado en el pasado⁴⁴.

El 2 de abril de 2019, el jefe de Estado Mayor y viceministro de Defensa, Ahmed Gaïd Salah, presionado por las movilizaciones de millones de ciudadanos en todo el país⁴⁵, forzaba la renuncia del presidente Abdelaziz Buteflika, que había estado en el poder desde 1999 y que había anunciado su candidatura a un quinto mandato, a pesar de su avanzada edad –78 años– y de su delicada situación de salud⁴⁶.

⁴² BOURDILLON, Yves : «Le «modèle» économique algérien à bout de souffle», *Les Echos*, 5 de diciembre 2017, <https://www.lesechos.fr/2017/12/le-modele-economique-algerien-a-bout-de-souffle-188692>.

⁴³ SALEH, Heba: «Algeria's rulers consolidate grip as economy falters», *Financial Times*, 28 de junio 2020, <https://www.ft.com/content/c0ddd7fc-a41e-4c49-9d12-0077a88a88d6>. World Bank, «Global Economic Prospect 2015», enero 2015,

⁴⁴ «Socialités et humanités. La citoyenneté en mouvement », *Revue des sciences sociales*, núm. 7 (2019).

⁴⁵ «Algérie : vers le déconfinement du Hirak ?», Crisis Group, 27 de julio 2020, <https://www.crisisgroup.org/fr/middle-east-north-africa/north-africa/algeria/217-algerie-vers-le-deconfinement-du-Hirak>.

⁴⁶ «Le président algérien victime d'un AVC», AFP, 28 de abril 2013. <http://www.lalibre.be/actu/international/le-president-algerien-victime-d-un-avc-51b8fc43e4b0de6db9ca6630->.

El 12 de diciembre de 2019, resultaba elegido como presidente de la República argelina Abdelmadjid Tebboune, anterior primer ministro, en unas elecciones caracterizadas por la baja asistencia y por la contestación en la calle. Aunque el nuevo presidente multiplicó los gestos de apaciguamiento⁴⁷, algunos activistas de Hirak enfatizaron la necesidad de mantener las protestas ante lo que entendían como falta de atención a las reclamaciones populares por parte de la nueva presidencia. No obstante, la gran mayoría de los manifestantes accedieron en marzo de 2020, en el nuevo contexto de pandemia global, a cesar temporalmente en sus demandas y dejar de manifestarse en la calle. Se trataba de «hacer una pausa al Hirak para que vuelva mejor»⁴⁸ cuando las circunstancias lo permitan.

Al mismo tiempo, y con el fin de limitar el impacto económico y social de la pandemia, el gobierno tomó, a partir de marzo de 2020, una serie de decisiones proactivas que iban desde posponer el pago de la renta imponible y el impuesto al valor agregado (IVA) por dos meses, al cierre de los servicios públicos no esenciales y la licencia retribuida excepcional, por un periodo de catorce días renovables, a la mitad de los ejecutivos y agentes del sector.

Igualmente, se adoptaron otras medidas de apoyo para las empresas y los sectores más desfavorecidos de la población, como el pago de un subsidio de 10 000 dinares (72 euros) a familias necesitadas, así como la suspensión de las sanciones por demora en las obras y servicios prestados en virtud de contratos públicos⁴⁹. Para evitar el pánico por la escasez de compras, desde finales de marzo las autoridades garantizaron la seguridad alimentaria del país, y buscaron tranquilizar a los ciudadanos aumentando los pedidos de trigo en los mercados internacionales e incrementando la producción de sémola⁵⁰.

La caída de los precios, que también afectó a los contratos de venta de gas predominantemente indexados al petróleo, amenaza con agotar las diezmadras reservas de divisas al tiempo que aumenta el déficit fiscal. El resultado fue una situación crítica

⁴⁷ FILALI, Zeinab : «Algérie : le président Tebboune met fin à une expression aussi vieille que l'indépendance», *Finacial Afrik*, 23 de abril 2020.

⁴⁸ «Algérie».

⁴⁹ «Une allocation de 10 000 DA aux familles impactées par la crise sanitaire», *Tout sur l'Algérie*, 13 de abril 2020.

⁵⁰ «L'Algérie multiplie les achats de blé sur les marchés internationaux», *El Iqtisadiya*, 3 de abril 2020.

de la economía argelina a la que el FMI pronosticó una caída del 5,2 % en 2020⁵¹ y un déficit fiscal del 20 % del PIB⁵². En un contexto de caída de los precios del petróleo y profunda crisis económica agravada por la pandemia de la COVID-19, el nuevo presidente prometía en mayo de 2020 mantener la independencia del país, rechazando la posibilidad de «acudir a los préstamos del FMI o el Banco Mundial»⁵³. Se trataba de evitar repetir la experiencia negativa que tuvo el país a principios de la década de 1990, cuando obtuvo préstamos del FMI.

Su propuesta con fuertes tintes nacionalistas ha sido la de acudir a los ahorros de los ciudadanos argelinos que operan en el sector informal fuera del sistema financiero tradicional y que representan entre 42 570 y 71 000 millones de euros, ya que «cuando pedimos préstamos a bancos extranjeros, no podemos hablar de Palestina o del Sáhara Occidental»⁵⁴, dos causas muy importantes para Argel.

No obstante, si las reservas se agotan –hipótesis plausible para 2023– y no se garantiza el mínimo de seguridad alimentaria y social, el gobierno argelino podría no tener más remedio que acudir al Fondo Monetario Internacional y al Banco Mundial si pretende evitar el estallido social⁵⁵, sobre todo si tenemos en cuenta que se trata de un país en el que cerca de 50 000 pequeños negocios están en riesgo de quiebra debido a las medidas de contención de la COVID-19⁵⁶ y donde más de 10 millones de trabajadores informales (el 45 % de los trabajadores), han visto cómo sus ingresos se redujeron significativamente durante el periodo de confinamiento parcial⁵⁷.

La revelación, a finales de marzo de 2020, de que el gobierno estaba en conversaciones con el FMI para asegurar una parte de un paquete de rescate global de 50 000 millones de dólares es

⁵¹ «Confronting the Covid-19 Pandemic in the Middle East and Central Asia», FMI, abril 2020.

⁵² Heba Saleh. Op.cit.

⁵³ «I would rather borrow from Algerians than from the IMF says President», *Corona Chronicles*: 4 May – 7 May, Jeune Afrique with AFP, 20 de mayo de 2020. <https://www.theafricareport.com/27332/i-would-rather-borrow-from-algerians-than-from-the-imf-says-president/>.

⁵⁴ Ibidem.

⁵⁵ BENOUARI, Ali: «Crise économique : rompre impérativement avec les méthodes de gestion du passé», *Le Soir d'Algérie*, 16 de abril de 2020.

⁵⁶ «Plus de 50 000 restaurants et cafés au bord de la faillite», *El Watan*, 7 de julio 2020.

⁵⁷ «L'emploi informel en Algérie : tendances et caractéristiques (2001-2010)», *Les cahiers du MECAS*, no. 12 de junio 2016.

indicativa de la escala de la crisis, habida cuenta la pésima reputación que tiene en Argelia el fondo con sede en Washington⁵⁸.

No obstante, el hecho de que el presupuesto estatal no esté agobiado por una deuda externa insostenible tranquiliza y muestra que el estado tiene un cierto margen de maniobra financiero. Ello no es óbice para que Argelia pueda verse rápidamente obligada a permitir que su moneda se deprecie y recurrir a la deuda externa⁵⁹.

En definitiva, «Argelia tiene amortiguadores suficientes para adaptarse a la crisis a corto plazo. Pero, cuanto más dure la crisis en el resto del mundo, mayores serán los riesgos para la economía argelina y para su capacidad de asumir la nueva realidad del entorno de precios más bajos del petróleo, difíciles condiciones de financiación externa y continua caída de sus reservas internacionales»⁶⁰.

La crisis del sector energético argelino

Desde el año 2014, el sector energético argelino se encuentra en crisis. La brusca caída de los precios del petróleo que se produjo en ese año hizo que las exportaciones de gas y petróleo se redujeran en un 9 % en cantidad y un 42 % en valor, en el periodo transcurrido entre los primeros semestres de 2014 y 2015 (es decir, pasaron de 33 210 millones a 19 280 millones de dólares).

Aunque en los años siguientes la situación mejoró ligeramente, la crisis del coronavirus ha impactado fuertemente en un sector sometido a una seria crisis estructural. Argelia fue uno de los países más afectados por la decisión de Arabia Saudí, a principios de marzo de 2020, de lanzar una guerra de precios, una medida que agravó el colapso de la demanda causado por la COVID-19 haciendo que los precios del petróleo Brent y Sahara Blend pasaran de 70 y 65 dólares por barril respectivamente en enero de 2020 a 19 y 15 dólares en abril de 2020.

Aunque en junio sus precios subieron, alcanzando 42 dólares, ambos siguen siendo muy volátiles y dependen de la extensión

⁵⁸ «Algeria's upstream rebirth is interrupted», <https://www.petroleum-economist.com/articles/upstream/exploration-production/2020/algeria-s-upstream-rebirth-is-interrupted>.

⁵⁹ «Pulling Lebanon out of the Pit | Crisis Group», <https://www.crisisgroup.org/middle-east-north-africa/eastern-mediterranean/lebanon/214-pulling-lebanon-out-pit>.

⁶⁰ «Algeria: Toward an economic collapse? | Middle East Institute».

de la reducción de oferta que ha decidido la Organización de Países Productores de Petróleo (OPEP +)⁶¹. Como afirma el ministro de Energía Abdelmadjid Attar «Argelia está sufriendo económicamente. El mercado internacional del petróleo se ha desplomado. La producción de hidrocarburos se ha desplomado. Las exportaciones de petróleo se han desplomado. Los ingresos petroleros de Argelia están en serios problemas»⁶².

Ahora bien, no se trata solo de la caída de los precios de los hidrocarburos sino que, en Argelia, al igual que en otros países africanos exportadores de crudo, el crecimiento de la población y la creciente urbanización están provocando una mayor demanda interna de energía que, desde 2007, ha aumentado en más del 50 %, al tiempo que la producción de petróleo ha disminuido en un 25 %⁶³.

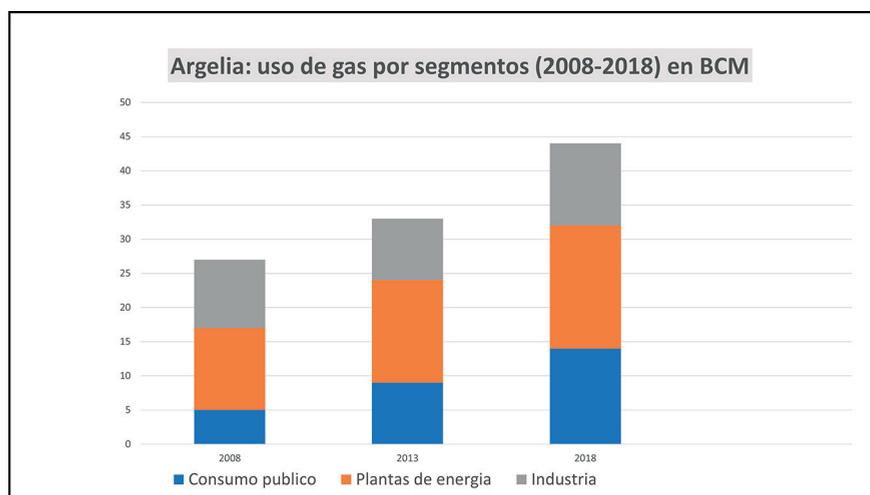


Figura 6. Uso de gas por sectores. Fuente: Fraser Institute 2019.

Tampoco ayuda a mejorar esta difícil situación la falta de voluntad de las autoridades argelinas de abordar el políticamente espinoso tema de los subsidios en un país en el que, solo en gas y

⁶¹ «L'OPEP+ poursuit sa stratégie de baisse de l'offre pétrolière », *Connaissance des énergies*, 8 de junio 2020.

⁶² REMOUCHE, Khaled : «Rente, situation économique, réserves et transition énergétique : Attar au personnel de Sonelgaz, le compteur à l'heure de crise !», *Reporters*, 16 de julio 2020. <https://www.reporters.dz/rente-situation-economique-reserves-et-transition-energetique-attar-au-personnel-de-sonelgaz-le-compteur-a-lheure-de-crise/>

⁶³ «Algeria, che cosa farà Sonatrach con ExxonMobil, Chevron, Eni e Lukoil - Startmag», <https://www.startmag.it/energia/perche-lalgeria-non-si-gasa-piu-con-il-suo-gas/>.

electricidad, suponen alrededor de 8000 millones de dólares o, lo que es lo mismo, algo más del 4 % del PIB nacional. Además, los bajos precios de la electricidad de los consumidores argelinos (aproximadamente el 30 % de su coste de producción) es uno de los principales factores que ayuda a entender el rápido aumento del consumo doméstico de electricidad y la peligrosa reducción de las exportaciones de hidrocarburos, cada vez más consumidos localmente⁶⁴. Todo ello ha contribuido a poner en peligro la capacidad de exportación con el consiguiente impacto negativo en la balanza exterior.

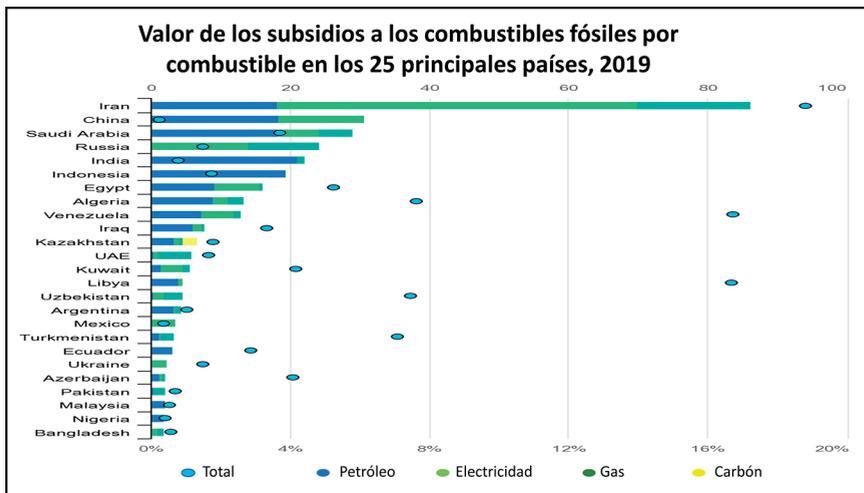


Figura 7. Subsidios a los combustibles fósiles. Fuente: IEA, <https://www.iea.org/topics/energy-subsidies>.

Esta situación, especialmente difícil, de las exportaciones de hidrocarburos argelinos se ha visto agravada por la pérdida de cuota en mercados tan importantes como el español, en el que Argelia ha dejado de ser en 2020 el primer suministrador de gas natural después de 30 años, siendo desplazada por Estados Unidos. En febrero de 2020, el gas natural estadounidense supuso el 27 % de las importaciones españolas, en tanto que los suministros argelinos tan solo alcanzaron en el citado periodo el 22,6 % del total de las importaciones de gas natural, con una caída muy

⁶⁴ «L'augmentation des prix de l'électricité est l'affaire de l'État»: Toute l'actualité sur [liberte-algerie.com](https://www.liberte-algerie.com)», accedido 10 de septiembre de 2020, <https://www.liberte-algerie.com/actualite/laugmentation-des-prix-de-lelectricite-est-laffaire-de-letat-306654>.

acusada de hasta el 38,4 % respecto al mismo periodo de 2019, cuando suponían el 48,5 %⁶⁵.

Todo ello ha acentuado el declive económico del país, provocando que los ingresos por exportaciones de petróleo y gas alcancen únicamente los 23 000 millones de dólares en 2020, una disminución de 10 000 millones de dólares en comparación con el año anterior⁶⁶ y de 18 000 millones si se compara con 2018⁶⁷. Incluso con el costo del petróleo muy competitivo en algunos yacimientos como los de Hassi Messaoud –donde puede llegar a menos de 3 dólares por barril–, Argelia necesita un precio mínimo de 100 dólares por barril para equilibrar su presupuesto⁶⁸.

Los problemas de las sociedades estatales de energía

Argelia cuenta con dos grandes compañías suministradoras y distribuidoras de energía, como son Sonelgaz y Sonatrach. La primera de ellas, la Société Nationale de l'Électricité et du Gaz, (Sonelgaz) es la empresa pública que se encarga de la distribución de electricidad y gas natural en Argelia. Creada en 1969, tiene el monopolio de la distribución y venta de gas natural dentro del país, así como de la producción, distribución, importación y exportación de electricidad⁶⁹. Con una plantilla hinchada a finales de 2019 de 94 335 empleados (+ 3 % respecto a 2018)⁷⁰, frente a los 10 000 trabajadores de la española ENDESA o los 70 000 del grupo francés EDF, segundo productor y distribuidor de energía del mundo, por detrás de China Energy Investment, Sonelgaz se encuentra en una difícil situación económica y arrastra una elevada deuda que, en palabras de su presidente y director ejecutivo del grupo, Chahar Boulakhras, alcanzó durante el

⁶⁵ «L'Algérie perd sa place de fournisseur principal en gaz de l'Espagne», <https://www.dzairdaily.com/algerie-premier-fournisseur-gaz-espagne-hydrocarbures/>.

⁶⁶ Agence Ecofin, «Algérie : les recettes d'exportation d'hydrocarbures chuteront à 23 milliards \$ en 2020 (gouvernement)», Agence Ecofin, <https://www.agenceecofin.com/hydrocarbures/2207-78817-algerie-les-recettes-d-exportation-d-hydrocarbures-chuteront-a-23-milliards-en-2020-gouvernement>.

⁶⁷ «tendancesmonetaires_2semestre2018.pdf», 2, https://www.bank-of-algeria.dz/pdf/tendancesmonetaires_2semestre2018.pdf.

⁶⁸ «Breakeven Oil Prices», Data IMF, 2019. <https://data.imf.org/regular.aspx?key=60214246>

⁶⁹ «SONELGAZ sur euro-énergie», <https://www.euro-energie.com/sonelgaz-e1-463>.

⁷⁰ «Sonelgaz : une entreprise citoyenne, une fierté nationale | ELDjazaircom», <https://www.eldjazaircom.dz/2020/09/29/sonelgaz-une-entreprise-citoyenne-une-fierte-nationale/>.

año 2019 los 408 millones de euros⁷¹. Ello hace difícil realizar las inversiones necesarias para el desarrollo de sus redes e infraestructura energética, con el fin de mejorar la calidad de sus servicios y satisfacer la demanda del mercado.

Aunque solo un recorte drástico del número de trabajadores y una modernización de la empresa le permitiría sobrevivir en el mercado, tanto nacional como regional y africano, una medida así sería, según el ministro de Energía Abdelmadjid Attar y antiguo empleado de Sonatrach, altamente impopular en un país en el que escasean las ofertas de trabajo. Por ello, la solución parece más bien ir por la reducción de los salarios, algo que podría ser socialmente mejor aceptado⁷². También podría verse obligado a un endeudamiento exterior, algo que, en palabras de su presidente, Chahar Boulakhras, «Se ha convertido en una necesidad»⁷³, ante la difícil situación que atraviesa la empresa para desarrollar sus redes e infraestructura energética, mejorar la calidad de sus servicios y satisfacer la demanda del mercado.

En cuanto al grupo Sonatrach, (Société Nationale pour la Recherche, la Production, le Transport, la Transformation, et la Commercialisation des Hydrocarbures) es una empresa monopolística constituida para explotar los hidrocarburos. Cuenta con 180 000 empleados y produce el 30 % del PNB de Argelia. Si bien no se encuentra en una situación financiera tan complicada como Sonelgaz, sus costos operativos y de inversión suponen entre el 20 y el 30 % de su facturación a un precio del petróleo de 65 dólares el barril⁷⁴. Se trata, por tanto, de una empresa «rentívor» que está lejos de competir en un mercado mundial del petróleo abierto, especialmente si se la compara con otros gigantes petrolíferos, como por ejemplo Halliburton, que emplea a 55 000 personas y tiene un volumen de negocios de 240 000 millones de dólares, frente a los 40 000 millones de dólares de la argelina⁷⁵.

⁷¹ «Sonelgaz : La dette du groupe atteint 62 mds DA en 2019 - *Algerie Eco*», <https://www.algerie-eco.com/2019/12/31/sonelgaz-dette-groupe-atteint-2019/>.

⁷² CANALES, Pedro: «Argelia estudia despidos masivos para modernizar su industria», *Atalayar*, 24 de julio 2020, <https://atalayar.com/content/argelia-estudia-despidos-masivos-para-modernizar-su-industria>.

⁷³ THOURAYA, Chellouf, «Sonelgaz envisage de recourir à l'endettement extérieur», <http://www.aps.dz/economie/92402-sonelgaz-envisage-de-recourir-a-l-endettement-exterieur>.

⁷⁴ CHEGROUCHE, Lagha: «Comment Khelil et Ould-Kaddour ont transformé Sonatrach en coquille vide - *Algérie Patriotique*», <https://www.algeriepatriotique.com/2020/07/09/sonatrach-management-sclerose-infrastructures-vieillissantes-culture-rentiere/>.

⁷⁵ Pedro Canales. Op cit.

El ministro y anterior CEO de Sonatrach, Abdelmadjid Attar, cuenta con que el gigante de los hidrocarburos se mantenga como pulmón y motor de la economía del país gracias a su monopolio en el sector, aunque para ello serán necesarias importantes reformas. La empresa deberá reducir los gastos de explotación y funcionamiento, muy por encima de la media mundial, especialmente en unos momentos en los que el hundimiento del precio del gas natural es aún mayor que el del petróleo. Como explica el presidente del Naturgy Francisco Reynés, «el precio del gas está cada vez menos correlacionado con el del crudo, con una diferencia que en 2019 fue del 38 % en la relación de los precios entre el gas y el petróleo»⁷⁶. Para ser rentable y competitiva, Sonatrach deberá reestructurar sus actividades, enfocándose en su misión principal de exploración, producción, transporte, procesamiento y comercialización de hidrocarburos, lo que significa abandonar sectores ajenos en los que opera como el del transporte aéreo con la empresa Tassili Airlines⁷⁷.

¿Un nuevo modelo energético para Argelia?

La fuerte reducción que se espera en los próximos años en las exportaciones totales de gas natural y gas natural licuado (GNL) que podría caer, en palabras del ministro Attar, a 26-30 000 millones de metros cúbicos por año en 2025-2030 frente a los 40 900 millones de metros cúbicos de gas y GNL que Argelia exportó a Europa en 2019⁷⁸, indica la urgencia del proceso de reforma de las compañías monopolísticas estatales, empezando por Sonatrach, lo que permitiría aumentar la producción y reducir los costes, al tiempo que potenciar la diversificación. Se trataría de introducir un nuevo modelo energético en Argelia que permi-

⁷⁶ La cotización media de los crudos Brent y WTI disminuyó un 21 % y un 17 %, respectivamente, respecto a los primeros tres meses de 2019. Al cierre del trimestre de 2020, el Brent cotizaba por debajo de 20 dólares por barril. En el caso del gas, los descensos fueron todavía más bruscos, con caídas que oscilaron entre el 36 %, en el caso del Henry Hub, y el 56 %, en el del Algonquín. Juan Cruz Peña: «España cierra el grifo del gas de Argelia ante los precios a derribo de los buques de EE. UU.», *El Confidencial*, 7 de mayo de 2020. https://www.elconfidencial.com/economia/2020-05-07/espana-cierra-grifo-gas-argelia-precios-buques-EE_UU_2583132/

⁷⁷ «Attar: des discussions pour résoudre le problème du flux de trésorerie de Sonatrach», <http://www.aps.dz/economie/108757-discussions-avec-le-ministere-des-finanances-pour-la-resolution-du-probleme-du-flux-de-tresorerie-de-sonatrach>.

⁷⁸ Torrini, SEBASTIANO: «Algeria: Sonatrach conferma gli sforzi per incrementare la produzione di gas», *Energía Oltre*, 17 de agosto 2020, <https://energiaoltre.it/algeria-sonatrach-conferma-gli-sforzi-per-incrementare-la-produzione-di-gas/>

tiera revitalizar este sector estratégico, motor de la economía y principal proveedor del presupuesto estatal.

Así parece haber sido entendido por el actual gobierno argelino, para quien la falta de desarrollo de nuevos yacimientos hace imperativo la revisión del régimen legal de los hidrocarburos debido a la disminución de volumen de producción y al creciente aumento del consumo nacional. Se trata de una situación calificada por el director general de Hidrocarburos del Ministerio de Energía, Mustapha Hanifi, «de déficit estructural entre oferta y demanda nacional a partir de 2025 (...) cuando se habrá consumido el 60 % de las reservas energéticas para todos los productos combinados»⁷⁹.

De ahí que la primera medida adoptada por el nuevo gobierno argelino salido de las elecciones de diciembre de 2019 fuera la revisión del régimen legal de los hidrocarburos, en particular en materia contractual y fiscal, con la aprobación, el 11 de diciembre de ese año, de una nueva ley de hidrocarburos cuyo objetivo es evitar poner a Argelia en una situación de déficit estructural entre oferta y demanda nacionales. Se trataría de renovar las reservas y mantener las capacidades de producción al menos durante un periodo de transición hasta 2030, para lo cual se deberán realizar inversiones muy importantes, y sobre todo recurrir a la asociación con otras empresas internacionales⁸⁰.

Así, la nueva ley prevé el mantenimiento de la «norma 51/49», que regula las sociedades de Sonatrach con empresas extranjeras, lo que consolida el monopolio de la empresa nacional como líder en el sector de la investigación y explotación de hidrocarburos, considerado un sector estratégico de gran sensibilidad social, pero también limita las posibilidades de inversión extranjera⁸¹.

No obstante, la nueva ley introduce tres modalidades de contratos que aseguran un mayor atractivo fiscal en el sector para potenciales socios internacionales, al tiempo que permitirá a Argelia compartir los riesgos –y los beneficios– vinculados a las

⁷⁹ MEDDI, Adlène: «Algérie : cette nouvelle loi sur les hydrocarbures qui ne passe pas - *Le Point*», https://www.lepoint.fr/afrique/algerie-cette-nouvelle-loi-sur-les-hydrocarbures-qui-ne-passe-pas-14-10-2019-2341125_3826.php.

⁸⁰ «Les exportations d'hydrocarbures pourraient baisser dès 2023»: Toute l'actualité sur liberte-algerie.com».

⁸¹ SAHBANI, Lazhar: «Revue des principales mesures de la nouvelle loi sur les hydrocarbures en Algérie», PricewaterhouseCoopers Algérie, enero de 2020, <https://pwc-algerie.pwc.fr/fr/files/pdf/2020/01/fr-algerie-pwc-loi-hydrocarbure-2020.pdf>.

operaciones de prospección que actualmente realiza Sonatrach en solitario. En cierto modo supone una vuelta al exitoso sistema que existía en la anterior Ley 86/14 de 1986 y que resultó en los grandes descubrimientos de hidrocarburos de la cuenca de Berkine en la década de 1990. Las ventajas fiscales son todavía mayores en el ámbito de los hidrocarburos no convencionales y *offshore*, cuyo potencial es prometedor en Argelia. Estas medidas podrían permitir a Argelia renovar sus reservas y relanzar las actividades productivas, lo que ayudaría a preservar su seguridad energética⁸².

Igualmente, el gobierno argelino habría buscado dar una cierta estabilidad a las exportaciones de gas con la firma, durante el año 2019, entre Sonatrach y sus socios de varios acuerdos para la renovación de contratos de gas a medio y largo plazo⁸³. Con la empresa italiana ENI, Sonatrach firmó un protocolo renovando el contrato de suministro a largo plazo de Italia con gas natural argelino. Con Edison (también de Italia) firmó un acuerdo sobre la renovación de un contrato de compraventa de gas natural argelino por un periodo de ocho años, lo que asegura un nivel de inversión de 13 000 Mcm/año de gas natural entregado al mercado italiano a través del «Gasoducto Transmediterráneo» hasta 2027, con posibilidad de ir hasta 2029. Estos dos acuerdos permitirán a Sonatrach consolidar su posición en el mercado italiano y seguir siendo uno de sus principales proveedores de gas natural a este país.

Con la portuguesa Galp Energia, Sonatrach firmó en 2019 acuerdos relacionados con el suministro de gas natural argelino al mercado portugués por un volumen de 2500 Mcm/año, prorrogando por 10 años más esta asociación bilateral. Sonatrach también firmó un acuerdo con las españolas Cepsa y Naturgy para vender las acciones de Cepsa en el oleoducto Medgaz, lo que aumentó la participación de Sonatrach en Medgaz del 43 % al 51 %. Finalmente, con la empresa francesa ENGIE, se firmaron en 2019 acuerdos a medio-largo plazo, relacionados con la compraventa de gas natural licuado y gas por gasoducto.

⁸² Estos son el contrato de participación, el contrato de producción compartida y el contrato de servicios de riesgo. «- Entrée en vigueur de la nouvelle loi... - Europétrole», <https://www.euro-petrole.com/entree-en-vigueur-de-la-nouvelle-loi-regissant-les-hydrocarbures-en-algerie-n-i-19983>.

⁸³ HAFIANE, Badra: «L'adoption d'une nouvelle loi des hydrocarbures marque le secteur de l'énergie en 2019», <http://www.aps.dz/economie/99397-l-adoption-d-une-nouvelle-loi-des-hydrocarbures-marque-le-secteur-de-l-energie-en-2019>.

Otra línea de actuación de las autoridades argelinas ha sido la decisión de invertir 78 000 millones de dólares en actividades *upstream* hasta 2021, la mayor parte dedicada a la prospección y la exploración. Los recientes esfuerzos de exploración han resultado fructíferos, con el descubrimiento de 17 campos de petróleo y gas en los primeros cinco meses de 2018, frente a 14 para el mismo periodo en 2017, en línea con la fuerte aceleración de descubrimientos desde 2010, cuando hubo 32 registrados en 2016 y otros 33 en 2017. Al mismo tiempo, se han invertido cantidades importantes en la modernización de los yacimientos maduros, como el de Hassi R'Mel, con 2790 millones hasta 2020. Esto ha ayudado a que el nivel de reservas restantes disponibles aumente de 4130 millones de tep en 2017 a 4190 millones de tep⁸⁴ en 2018⁸⁵.

Una nueva estrategia energética

La estrategia SH2030 «Liderar el cambio», lanzada en 2018 por Sonatrach, se fundamenta en un cambio sustancial de su visión económica: la anterior estrategia basada en volúmenes de exportación se ha quedado obsoleta y debe ser sustituida por nuevos mercados de mayor valor añadido⁸⁶. Con ello se refiere fundamentalmente a desviar el 50 % de las exportaciones a los mercados asiáticos en detrimento de Europa. Para ello, Argelia pretende utilizar el remanente de capacidad de exportación de gas licuado –que en 2018 ascendía al 44 % de la capacidad total– para acomodar potenciales mercados de exportación asiáticos.

Pero disponer de infraestructura carece de sentido si no se incrementa la disponibilidad de gas para la exportación a precios competitivos. En un mercado internacional saturado de gas y en el que han emergido nuevos competidores muy agresivos, como Catar, Nigeria, Estados Unidos, Australia o Mozambique, capaces de vender gas licuado a Europa por menos de 6 USD/MMBtu⁸⁷, resultará muy difícil para Argelia exportar algo más que cantida-

⁸⁴ Toneladas equivalentes de petróleo.

⁸⁵ «The Report Algeria 2018», 79.

⁸⁶ «Sonatrach, l'énergie du changement», <https://sonatrach.com/actualites/sonatrach-une-strategie-dexportation-prenant-davantage-en-compte-laspect-valeur-et-non-plus-seulement-celui-de-volume/>.

⁸⁷ 1 MMBtu es igual a 1 millón de BTU (unidad térmica británica). El gas natural se mide en MMBtu. 1 MMBtu = 28.263682 m³ de gas natural a temperatura y presión definidas.

des pequeñas con carácter puntual a los mercados asiáticos, por no decir conservar sus cuotas en los europeos⁸⁸.

De ahí que Sonatrach tenga como objetivo generar 20 000 millones de metros cúbicos de recursos no convencionales para 2030 y 70 000 millones para 2040, así como explorar un área *offshore* de 100 000 kilómetros cuadrados en las costas argelinas. Pero ello no podrá hacerse sin atraer a las empresas a las rondas de licitación de campos de energía, lo que dependerá del éxito de su política de tratar con empresas extranjeras de forma bilateral abandonando las licitaciones públicas⁸⁹.

	Proyecto	Puesta en servicio	Producción prevista	Consortio
South West Gas Fields	Reggane Nord	Diciembre 2017	4,5 Bcm/año	Repsol (29,25 %), Sonatrach (40 %), DEA Deutsche Erdoel AG (19,5 %) y Edison (11,25 %).
South West Gas Fields	Timimoun	Marzo 2018	1,8 Bcm/año	Sonatrach (51 %), Total (37,75 %) and Cepsa (11,25 %)
	Erg Issouane gas field	Octubre 2018	100 millones de barriles equivalentes de petróleo	Total, Repsol, Sonatrach,
Illizi (SE)	Campo de gas/licuado de Ain Tsila.	Marzo 2019	4 Bcm/año	Isarene (Sonatrach, Petroceltic y Enel), Petrofac
South West Gas Fields	Touat	Septiembre 2019	4,5 Bcm/año	Sonatrach, Neptune Energy

⁸⁸ «GNL: Sonatrach envisage d'augmenter ses exportations vers l'Asie - Algerie Eco», <https://www.algerie-eco.com/2018/11/23/gnl-sonatrach-envisage-daugmenter-ses-exportations-vers-lasie/>.

⁸⁹ «Sonatrach Unveils 2030 Strategy, But Can It Be Implemented?», Hart Energy, <https://www.hartenergy.com/exclusives/sonatrach-unveils-2030-strategy-can-it-be-implemented-30359>.

	Proyecto	Puesta en servicio	Producción prevista	Consortio
Arzew	Sonatrach-Total Entreprise Polymère	Noviembre 2018	Transformación de 550 000 t/año de propano en 640 000 de polipropileno	STEP (Sonatrach, Total Enterprise Polymeres)
Bir Rebaa Nord field	Planta solar fotovoltaica de 10 MW,	Octubre 2018	20 GWh	Sonatrach
Arzew	Complejo de fosfatos a operar en 2022.	Noviembre 18	5 millones de toneladas por año,	Sonatrach, CITIC (China)
Tiaret,	Refinería y una empresa conjunta petroquímica	Enero 2019		Total
Hassi Ba Hamou y Reg Mouaded; Hassi Tidjerane y Hassi Tidjerane Ouest; y Tinerkouk Ouest	Tres instalaciones centrales de procesamiento para tres grupos de campos	Febrero 2019,	4 Bcm/año	Sonatrach, Larsen & Turbo Hydrocarbon Engineering Limited
	3,7 USD/bn <i>greenfield</i> refinería	Enero 2020		

Tabla 1: resumen de inversión / producción
Fuente. Datos de Websites de las compañías y diversos artículos.

Pero incluso si los nuevos proyectos de gas en el suroeste y en la nueva región productora del sureste de Illizi son capaces de aportar los casi 19 Bcm por año previstos para mediados de la década de 2020, resultarán insuficientes para cubrir una demanda nacional de gas natural, que se espera que aumente en 21 Bcm para 2028, desde los 46 Bcm disponibles en 2018.

Además, no basta con que el gas argelino siga siendo competitivo en costes de exportación a Europa; sus términos y condiciones de exportación deben ser tan flexibles como los de sus competidores, de acuerdo con las nuevas realidades del mercado del gas en el que los precios se fijan en función de los costos en los centros de producción, los contratos tienen duraciones más breves

y cuentan con cláusulas para su renegociación en función de la evolución de las condiciones del mercado⁹⁰.

Tampoco da rienda al optimismo la memoria histórica de retrasos e incumplimientos en la ejecución de proyectos ya aprobados de Sonatrach. Así, por ejemplo, su mayor contrato de adjudicación reciente, un acuerdo de 3700 millones de dólares, firmado a principios de enero de 2020 para la construcción de una refinería totalmente nueva, se planteó por primera vez hace más de siete años. Una segunda refinería planificada desde hace mucho tiempo en Tiaret y una instalación petroquímica acordada con la principal francesa Total a principios de 2019 después de años de negociaciones intermitentes, se encuentra entre las inversiones que probablemente no verán la luz en varios años⁹¹.

Argelia está realizando esfuerzos importantes para desarrollar su red de gasoductos aumentando su capacidad de exportación⁹². Así, en febrero de 2018 se inauguró un nuevo gasoducto de 765 km que conecta Reggane North y la estación de compresión GR5 en Hassi R'Mel, operativa desde julio de 2017. Igualmente, se están llevando a cabo otras ampliaciones de gasoductos, como la construcción de un nuevo gasoducto de 200 km y 274 millones de dólares entre El Aricha y Beni Saf que finalizó en agosto de 2020 y cuyo desarrollo permitirá que el gas del gasoducto Magreb-Europa llegue a MEDGAZ. Como resultado de este proyecto, la capacidad de este último se incrementará de 8000 millones de metros cúbicos por año a 10 000 millones de metros cúbicos⁹³.

Otra opción es el desarrollo del gas de esquisto no convencional que puede llegar a convertirse en un pilar de la energía futura de Argelia⁹⁴. Pero los intentos de explotación han tenido una fuerte contestación en una población local que depende, para su subsistencia en un terreno desértico, de los suministros de bombeo de

⁹⁰ «Algerian Gas in Transition», Ouki y Oxford Institute for Energy Studies, 18.

⁹¹ «Algeria's upstream rebirth is interrupted», <https://www.petroleum-economist.com/articles/upstream/exploration-production/2020/algeria-s-upstream-rebirth-is-interrupted>.

⁹² Actualmente, todo el gas producido en Argelia se envía al centro nacional de distribución de gas de Hassi R'Mel, desde donde los suministros de gas agregados se envían desde a los gasoductos que van a España o Italia, o a las plantas de GNL en el norte.

⁹³ «The Report Algeria 2018», 79.

⁹⁴ En 2014, Sonatrach perforó dos pozos exploratorios de gas de esquisto cerca de la ciudad. Los resultados fueron descritos por el entonces ministro de Energía Youcef Yousfi como «muy prometedores» y evidencia de «recursos que eran vitales para explotar». <http://fracturahidraulicaenburgosno.com/los-suenos-de-gas-de-esquisto-de-argelia-son-una-pesadilla-para-los-lugarenos/>

un sistema acuífero profundo bajo el Sahara⁹⁵. Para tranquilizar a la población, el 23 de enero de 2020 el presidente argelino Abdelmajid Tebboune afirmaba que: «El gas de esquisto es necesario» y ponía como ejemplo a Estados Unidos, donde «los pozos de gas de esquisto se perforan en medio de los chalets donde viven los ciudadanos estadounidenses»⁹⁶. Pero será, no obstante, difícil convencer a la población local de sus ventajas.

Al mismo tiempo, Argelia ha convertido, desde 2011, el desarrollo de las energías renovables en una prioridad nacional con el Plan Nacional de Desarrollo de las Energías Renovables, un sector que se encuentra en gran parte sin explotar. Argelia tiene un alto nivel de insolación, más de 3000 horas de sol por año, y una insolación promedio extremadamente alta de 5 kWh/m² por día, que se incrementa hasta los 6,2 kWh/m² en la región sur, haciendo de Argelia el país con mayor potencial solar de la región MENA y uno de los mayores del mundo.

El plan consiste en instalar para 2030 una potencia de origen renovable del orden de 22 000 MW que representen un 27 % del *mix* energético nacional, con el mantenimiento de la opción de exportación, si las condiciones del mercado lo permiten⁹⁷. En este sentido, Sonatrach prevé invertir, en el periodo 2019-23, 1900 millones de dólares en energía renovable con el objetivo de lograr 1,3 GW de capacidad de generación instalada. El inmenso potencial solar de Argelia podría satisfacer la demanda interna, aliviando la presión sobre el consumo de gas al tiempo que se generan exportaciones crecientes a medida que los costos de producción sigan disminuyendo⁹⁸.

En cuanto a la energía eólica, su desarrollo resulta modesto debido a que es menos rentable que la solar, ya que varía según la velocidad del viento que, en Argelia, es relativamente moderada, con una media anual de 9,7 km por segundo; además, los costes de mantenimiento de las granjas eólicas en el Sahara son

⁹⁵ Argelia es una de los países con mayor escasez de agua del mundo con 300 litros de agua por habitante frente a los 7000 de media global, Un nivel que se espera se reduzca a la mitad en el año 2050. Ghanimah Al-Otaibi, «En cifras: hechos sobre la crisis del agua en el mundo árabe», World Bank, 19 de marzo 2015. <https://blogs.worldbank.org/arabvoices/numbers-facts-about-water-crisis-arab-world>

⁹⁶ «Los entresijos del gas de esquisto», <https://atalayar.com/blog/los-entresijos-del-gas-de-esquisto>.

⁹⁷ «Ministère de l'Énergie | Algérie», <https://www.energy.gov.dz/?rubrique=energies-nouvelles-renouvelables-et-maitrise-de-lrenergie>.

⁹⁸ «The Report Algeria 2018», 80-81.

mucho más elevados. Actualmente, Argelia cuenta con un primer y único parque eólico del país construido en 2014 en Kabertene en la wilaya de Adrar, con una capacidad de generación de 10 MW.

En definitiva, puede decirse que el desarrollo de energías renovables está siendo muy lento y que Argelia está lejos de conseguir que estas formen una parte significativa del *mix* energético nacional.

Energía en Libia. Guerra, poder y petróleo

Sin petróleo, Libia no existe

Sin hidrocarburos, Libia, potencialmente, no existe. Sin petróleo ni gas, no hay trabajo, ni sueldos, ni comida, es más, ni siquiera habría guerra. El petróleo paga las importaciones de alimentos de Libia, que suponen el 20 % del total⁹⁹ y los salarios de un sector público, que acoge más del 80 % de la fuerza laboral¹⁰⁰, pero también financia la lucha por el poder entre grupos rivales que viene teniendo lugar desde 2011¹⁰¹. Libia es un país en el que los ingresos de los hidrocarburos representan el 97 % del PIB, el 97 % de los ingresos por exportaciones y el 99 % de los ingresos del gobierno¹⁰², una proporción más alta que en cualquier otro país árabe exportador de petróleo. Como afirmara en noviembre de 2018 ante el consejo de seguridad de la ONU Ghasan Salame, enviado de la ONU a Libia, el conflicto libio es, en gran parte, «un conflicto por los recursos»¹⁰³. En este sentido, la estabilidad energética está condicionada a su resolución.

Esto es especialmente relevante al considerar las perspectivas de la producción de petróleo de Libia. Tres son las razones. La primera es que la economía real libia está más estrechamente vinculada a los precios internacionales del petróleo que la de otros exportadores de petróleo, lo que la hace especialmente vulnerable a choques económicos y a variaciones externas de los precios del petróleo. La segunda es que la situación de conflicto civil interno,

⁹⁹ «FAOSTAT», <http://www.fao.org/faostat/en/#country/124>.

¹⁰⁰ «MENA Quarterly Economic Brief», The World Bank, enero 2014, p.18.

¹⁰¹ Chris Stephen, «Partition of Libya looms as fight for oil sparks vicious new divide», *The Observer*, *Sunday* 16 de marzo 2014. <http://www.theguardian.com/world/2014/mar/16/libya-partition-looms-fight-oil-tanker>.

¹⁰² «2015 Index of Economic Freedom», The Heritage Foundation, enero 2015. <http://www.heritage.org/index/>.

¹⁰³ «APICORP_Energy_Research_V03_N14_2018.pdf», https://www.apicorp.org/Research/EnergyResearch/2018/APICORP_Energy_Research_V03_N14_2018.pdf.

agravada por la presencia de actores externos, hace que las perspectivas de un mayor crecimiento de la producción dependan de un acuerdo entre los contendientes en conflicto sobre la mejor manera de gestionar los recursos actuales y potenciales de Libia. La tercera implica que el logro de un acuerdo entre las partes libias y los socios internacionales supondría un enorme incentivo para el sector energético del país, que podría prosperar rápidamente generando mayores flujos de petróleo y mayores ingresos.

Libia cuenta con una extensa red de refinерías situadas a lo largo de toda la costa compuesta por¹⁰⁴:

- Refinería Az Zawiyah: ubicada en el noroeste de Libia, con una capacidad de procesamiento de crudo de 120 000 bbl/d¹⁰⁵.
- Refinería de Exportación Ras Lanuf: ubicada en el golfo de Sirte, con una capacidad de refinación de petróleo crudo de 220 000 bbl/d.
- Refinería de Tobruk: ubicada a lo largo de la costa este de Libia, con una capacidad de crudo de 20 000 bbl /d.
- Refinería Brega: ubicada en el noreste de Libia, con una capacidad de crudo de 10 000 bbl/d.
- Refinería Sarir: una planta de cobertura, con 10 000 bbl/d.

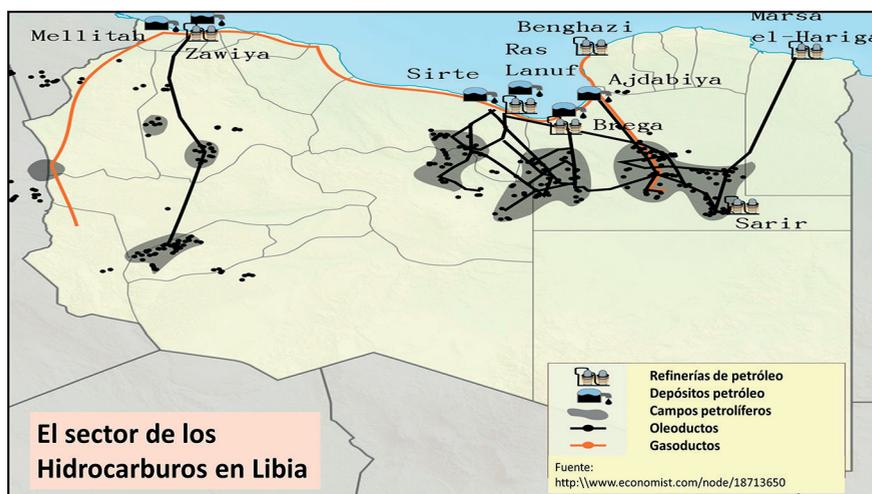


Figura 8. El sector de los hidrocarburos en Libia.
Fuente: <http://www.economist.com/node/18713650>.

¹⁰⁴ «Libyan Oil & Natural Gas», <https://www.temehu.com/oil-gas.htm>.

¹⁰⁵ Abreviatura de barril de petróleo por día, un volumen de 42 galones estadounidenses [0,16 m³].

En lo que respecta al gas, la producción y exportación comenzó en 2003, año en el que se inició el denominado Proyecto de Gas de Libia Occidental, que supuso la puesta en marcha en 2004 del gasoducto de 370 millas «Greenstream» operado por la compañía nacional italiana ENI junto con la Empresa Nacional Libia (NOC), y cuyo funcionamiento desde Mellitah en el oeste de Libia y Gela en Sicilia permite entender por qué Italia apoyó inmediatamente al gobierno de Trípoli después de la caída de Gadafi¹⁰⁶. El flujo gasístico quedó interrumpido durante la fase inicial de la guerra en 2011 durante un periodo de ocho meses, comenzando su recuperación en 2012, aunque sin llegar nunca a los niveles anteriores a las hostilidades.

Con el gas natural licuado (LNG) ocurre algo parecido; Libia fue pionera junto con Argelia y Estados Unidos (Alaska) en la exportación hacia mercados externos, principalmente España. No obstante, durante la revolución, la única planta construida de LNG en la localidad de Marsa-Al-Brega propiedad de NOC y operada por la Compañía de Petróleos de Sirte fue seriamente dañada a principios de 2011, por lo que las exportaciones quedaron interrumpidas. En cualquier caso, su producción nunca ha superado un tercio de su capacidad máxima, principalmente debido a limitaciones técnicas¹⁰⁷.

Puertos, campos, refinerías y operadores petroleros de Libia (2020)

Puertos de carga	Región	Campos principales	Refinería	Operador	Socios principales
Es Sider (Sidra)	central-east	Waha, Samah, Dahra, and Gialo		Waha Oil Company	ConocoPhillips, Marathon, Hess
		Mabruk (Mabrouk)		Mabruk	Total
Ras Lanuf	central-east	Nafoura		Agoco	ninguno
		As Sarah/ Jakhira b(C96), Nakhla (C97) ¹		Wintershall	Wintershall, Gazprom
		Amal, Naga, Farigh		Harouje	Suncor (PetroCanada)

¹⁰⁶ «Che cos'è il gasdotto Greenstream - InsideOver», 29 de diciembre 2018, <https://it.insideover.com/schede/politica/cosa-e-greenstream.html>.

¹⁰⁷ La planta no dispone de la tecnología para separar algunos gases líquidos de los licuados LNG, lo que limita el número de terminales receptoras capaces de procesar estos últimos.

Puertos de carga	Región	Campos principales	Refinería	Operador	Socios principales
Marsa al-Hariga (Tobruk)²	east	Sarir, Messla, Beda, Magrid, Hamada ³	Ras Lanuf; Tobruk; Sarir	Agoco	ninguno
Zueitina	central-east	Abu Attifel, NC-125		Mellitah	Eni
		Nakhla (C97) ¹		Wintershall	Wintershall, Gazprom
		Intisar Complex and NC74 ⁴		Zueitina Oil Company ⁵	Occidental, OMV
Marsa al-Brega	central-east	Brega (Nafoura/ Augila complex)	Marsa al-Brega	Agoco	ninguno
		Nasser (Zelten), Raguba, Lehib (Dor Marada) ⁶		Sirte Oil	ninguno
Mellitah	west	El Feel (Elephant), mixed with condensate from Wafa and Bahr Essalam gas fields		Mellitah	Eni
Zawiya or Zawia (Tripoli)	west	El Sharara (NC-115 and NC-186 fields)	Zawiya	Akakus	Repsol, Total, OMV
Bouri⁷	west	Bouri (offshore)		Mellitah	Eni
Farwah (Al-Jurf)⁷	west	Al-Jurf (offshore)		Mabruk	Total

1. El petróleo de Nakhla (C97) se mezcla con el aceite del campo Abu Attifel de Eni.
2. La mayor parte de la producción de los campos de Agoco se puede enviar a Ras Lanuf y Marsa al Hariga (Tobruk).
3. El petróleo del campo Hamada, que se encuentra en el oeste, se envía a Zawiya. Este petróleo se usa normalmente en el país.
4. El petróleo producido en NC74 se envía a Ras Lanuf.
5. El crudo de Zueitina también se puede enviar a la terminal de Ras Lanuf.
6. La producción de Lehib se mezcla con la salida de uno de los campos de Harouje y se envía a Ras Lanuf.
7. Bouri y Farwah (Al-Jurf) son plataformas de carga en alta mar de Mellitah.

Tabla 2: Puertos, campos, refinerías y operadores petroleros de Libia (2020)
Fuentes: U.S. Energy Information Administration based on data from Energy Intelligence, Middle East Economic Survey (MEES), company websites, *Oil & Gas Journal*, and Lloyd's List Intelligence (APEX tanker data).

Guerra civil y energía

Pero frente a las grandes ventajas que ofrece Libia por la calidad de su petróleo, la facilidad extracción y la proximidad con los mercados consumidoras en Europa, la producción y las exportaciones de hidrocarburos de Libia tienen el inconveniente de haberse visto fuertemente afectadas por la situación de conflicto de los últimos años, habiendo sufrido diversos altibajos en función de la evolución de la situación militar. Para su análisis, podemos dividir la evolución histórica de los hidrocarburos libios desde 2011 en cuatro grandes periodos.

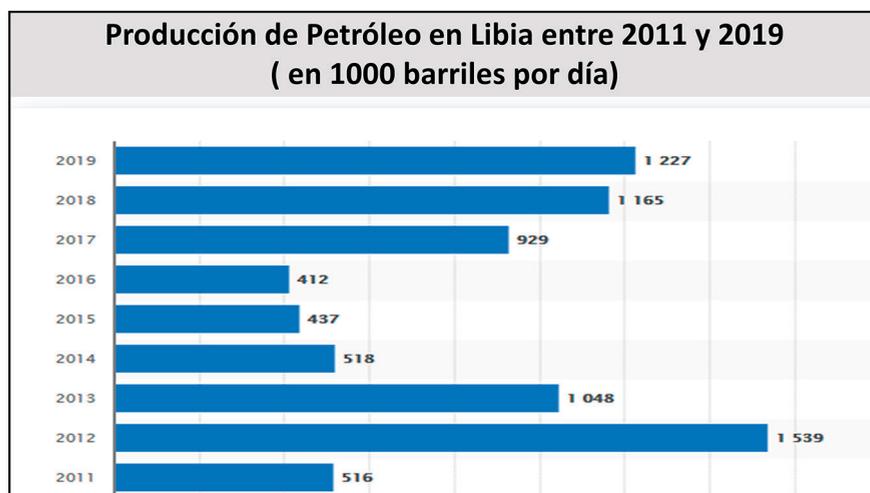


Figura 9. Producción de petróleo en Libia entre 2011 y 2019.
Fuente:<https://www.statista.com/statistics/265194/oil-production-in-libya-in-barrels-per-day/>.

1ª Fase: convulsión seguida de relativa estabilidad

Antes de la revolución en 2011, Libia tenía grandes planes para incrementar su producción: inicialmente hasta los 1,7 millones bbl/d, para posteriormente aumentar esta cantidad hasta los 2 millones bbl/d. Esta cantidad estaba, no obstante, muy por debajo de los niveles máximos de más de 3 millones de bbl/d alcanzados a finales de los años 1960, época en la que la producción petrolífera en Libia se vio afectada por la nacionalización parcial de la industria y por las sanciones impuestas por Estados Unidos y las Naciones Unidas, que impidieron la inversión necesaria para mantener la producción petrolífera en niveles más altos.

El levantamiento de las sanciones internacionales como consecuencia del atentado de Lockerbie en 1984 permitió, a partir de 2004, la vuelta de las compañías petrolíferas, lo que hizo aumentar la producción de 1,4 millones de bbl/d en 2000 a 1,74 millones de bbl/d en 2008, así como lanzar un programa de inversiones a partir de 2009, que contemplaba la apertura de 23 nuevos campos petrolíferos añadiendo 775 000 barriles de petróleo diarios¹⁰⁸.

Sin embargo, el deterioro de la situación de la seguridad con la revolución trastocó estos planes tan ambiciosos. En 2011, las exportaciones de hidrocarburos de Libia sufrieron una interrupción casi total durante la guerra civil, al tiempo que el producto nacional bruto anual caía un 62 %¹⁰⁹. La producción descendió desde los 1,8 millones de barriles anuales previos a la guerra hasta los pocos más de 500 000 barriles que se produjeron en 2011 y que se consumieron principalmente a nivel nacional¹¹⁰.

Este periodo de gran inestabilidad, que coincide con la caída de Gadafi, duró relativamente poco y la producción de petróleo perdida durante la guerra civil se recuperó rápidamente dado el limitado daño que había sufrido la infraestructura energética. La primera fase después de la caída de Gadafi, que transcurre entre mediados de 2011 y mediados de 2013, se caracteriza por ser un periodo de relativa estabilidad, que mostró la gran resiliencia del sector energético libio logrando el crecimiento de la producción de nuevo a más de 1,4 millones de bbl/d en poco más de seis meses. Fue una recuperación asombrosa, aunque no sería la última vez que el país sorprendería a los analistas externos¹¹¹.

Estos años incluyeron elecciones para formar un nuevo gobierno y esfuerzos para redactar una nueva constitución. Pero el gran problema, desde el primer momento, fue que el nuevo gobierno libio se mostró incapaz de desactivar las milicias que habían surgido al amparo de la lucha contra Gadafi. Cada una de ellas tenía su propia ideología y mantenía sus propias lealtades tribales, por lo que cada grupo armado utilizó su poder para intentar imponer sus demandas. Poco a poco se fueron haciendo con el control de la seguridad de las ciudades y de las fronteras, la gestión de los

¹⁰⁸ As-Shafir: «Libyan Militias Control the Oil Industry», *Al-Monitor*, 14 de febrero 2014. <http://www.al-monitor.com/pulse/security/2014/02/libya-oil-industry-control-militias.html>.

¹⁰⁹ «IMF Country Report No. 13/151, Libya», International Monetary Fund. Mayo 2013. <https://www.imf.org/external/pubs/ft/scr/2013/cr13151.pdf>.

¹¹⁰ «International - U.S. Energy Information Administration (EIA)», <https://www.eia.gov/international/analysis/country/LBY>.

¹¹¹ «APICORP_Energy_Research_V03_N14_2018.pdf».

centros de detención y el control de las instalaciones energéticas del país¹¹².

Incapaz de deshacerse de ellas, el gobierno libio utilizó a las milicias más importantes para combatir la lucha tribal y étnica que estaba desgarrando amplias zonas del país, agrupando a las milicias locales más poderosas en una estructura única a la que denominó «Fuerzas del Escudo libio», poniéndolas bajo su nómina y dividiéndolas en tres áreas geográficas (Oeste, Centro y Este). De esta manera, quedaron configuradas tres divisiones militares¹¹³:

- El Escudo Libio 1 en la Cirenaica, que pasaría a formar parte en el 2014 de la Sura Consejo de los Revolucionarios de Bengasi.
- El Escudo Occidental Libio, vinculado al líder de Al Qaeda Ibrahim Ali Abu Bakr¹¹⁴ y que tendría un papel relevante en la ocupación en abril de 2014 del «Camp 27» al oeste de Trípoli, la principal base creada por Estados Unidos para entrenar al nuevo ejército libio.
- El Escudo Central Libio, que se vería involucrado en Agosto de 2014 en la toma del aeropuerto de Trípoli y que también fue conocido como las Brigadas de Misrata¹¹⁵.

La falta de una verdadera estructura de seguridad hizo que, poco a poco, la situación fuera degradándose, sin que las nuevas autoridades pudieran imponerse. El 11 de septiembre de 2012 tenía lugar el ataque al consulado norteamericano en Bengasi, que produjo cuatro muertos incluido el embajador Chistopher Stevens, y unos meses después en abril de 2013, la embajada de Francia en Trípoli era atacada por un comando terrorista.

¹¹² MENESES, Rosa: «Libia, bajo la ley de las milicias armadas», *El Mundo*, 20 de octubre de 2013. <http://www.elmundo.es/elmundo/2013/10/17/internacional/1382027510.html>.

¹¹³ FUENTE COBO, Ignacio: «LIBIA, la guerra de todos contra todos», s. f., 19.

¹¹⁴ Tantoush fue involucrado en los atentados contra las embajadas norteamericanas en Kenia y Tanzania en agosto de 1988. Ver United Nations Web Services Section, «», Al Jazeera, 23 de agosto 2014, <http://www.un.org/sc/committees/1267/NSQI05702E.shtml>.

¹¹⁵ «Tripoli airport 'seized by Islamist militia», Al Jazeera, agosto 2014, <http://www.aljazeera.com/news/middleeast/2014/08/tripoli-airport-2014823183122249347.html>. También STEPHEN, Chris y PENKETH, Anne, «Libyan capital under Islamist control after Tripoli airport seized», *The Guardian*, 24 de agosto 2014, <http://www.theguardian.com/world/2014/aug/24/libya-capital-under-islamist-control-tripoli-airport-seized-operation-dawn>.

Si esto ocurría en la región de la Tripolitania, en el este del país la situación no evolucionaba mejor. En esta zona, se constataba una expansión continua de la influencia de los Hermanos Musulmanes que, expulsados de Egipto por el gobierno del general Al Sissi, habían encontrado un santuario excelente entre sus correligionarios libios¹¹⁶. Otro tanto podría decirse de los terroristas de Al Qaeda, especialmente fuertes en la zona más oriental que va de desde Bengasi hasta la ciudad de Derna, donde «ningún funcionario libio podía permanecer con vida»¹¹⁷.

2ª Fase: división y guerra civil

A mediados de septiembre de 2013 se había llegado a una situación potencialmente explosiva, con enfrentamientos intermitentes entre las fuerzas islamistas y sus oponentes más o menos laicos, pero también entre las distintas regiones e incluso poblaciones del país. Dio comienzo así a una segunda fase de división política del país y guerra civil que duraría hasta septiembre de 2016.

La importancia de los hidrocarburos como herramienta política fue rápidamente entendida por las diferentes milicias. A mediados de 2013, la Guardia de Instalaciones Petroleras (PFG), encargada de asegurar la infraestructura clave de exportación de petróleo, se transformó en una milicia de 16 000 combatientes, conocida como Ejército del Barqa dirigida por Ibrahim Al Jadran, un señor de la guerra furibundamente anti-islamista que se hizo con el control de las instalaciones petrolíferas, así como de los puertos desde donde se exporta el crudo de la Cirenaica. También pasó a controlar el estratégico Uad Rojo en el distrito central de Sirte, amenazando con la partición del país al cerrar las cuatro principales terminales exportadoras de petróleo de la media luna petrolera de la cuenca de Sirte, la zona petrolera más importante de Libia.

En el mes de agosto se produjo una casi completa paralización de los dos principales puertos de carga de Sidra y Ras Lanuf y Tobruk

¹¹⁶ GALLETOUT, Jean Francois : «Libye: trois ans après, faut-il y retourner?», *Le Figaro*, 19 de agosto 2014, <http://www.lefigaro.fr/vox/monde/2014/08/19/31002-20140819ARTFIG00302-libye-trois-ans-apres-faut-il-y-retourner.php?pagination=4>.

¹¹⁷ LAUREANT, Samuel: «La Libye, un «nid de guêpes où il est impossible d'intervenir», *France 24*, 18 de agosto 2014, http://www.france24.com/fr/20140817-libye-tripoli-chaos-violences-intervention-onu-misrata-milices-islamistes-zenten-khadafi/#./?&_su id=1410331592374031268213796649396.

(Harika Port) en las regiones central y oriental por donde salen al exterior el 60 % de las exportaciones libias. Por su parte, en la región occidental, la milicia de Zintán cortó durante los meses de agosto y septiembre los dos principales oleoductos que conectan los campos de El Sharara y El Feel (Elephant) a las terminales de exportación de Zawillah y Mellitah, respectivamente, lo que produjo la paralización de la producción¹¹⁸. Como resultado, la producción de petróleo cayó desde un millón de bbl/d en julio de 2013 a 600 000 bbl/d en agosto hasta un mínimo de 200 000 bbl/d a mediados de septiembre¹¹⁹. El cierre duró hasta septiembre de 2016¹²⁰, cuando todos los intentos del líder separatista Al-Jadran de vender petróleo por su cuenta resultaron infructuosos, al igual que la satisfacción de sus demandas políticas¹²¹.

En el centro y este del país, la rivalidad entre las diversas facciones sumergió a las ciudades orientales de Bengasi, Derna y Sirte en una ola de asesinatos y atentados calificada de «guerra terrorista llevada a cabo por libios y combatientes extranjeros»¹²². Las interrupciones de la producción de petróleo se hicieron más frecuentes, ya que las milicias armadas establecieron un patrón de cierre de campos e infraestructura para exigir salarios más altos y mejoras en las condiciones. La inseguridad en las dos terminales de exportación de Ras Lanuf y Sidra redujo el rendimiento, por lo que la producción de petróleo entre mediados de 2013 y septiembre de 2016 promedió 390 000 bbl/d, menos de una cuarta parte de la producción de 2010¹²³, al tiempo que las exportaciones de

¹¹⁸ «Libya Overview», EIA, US Information Administration. 10 de octubre 2013. <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=ly>.

¹¹⁹ La mayor parte del petróleo crudo de Libia es vendido a países europeos. En 2012, aproximadamente el 71 % de las exportaciones de Libia fue enviado a Europa; los recipientes principales fueron Italia, Alemania, China, Francia, y España. Los Estados Unidos comenzaron de nuevo las importaciones de petróleo de Libia en 2004, después de que las sanciones fueron levantadas importando 56,000 bbl/d de petróleo crudo de Libia en 2012, lo que suponía aproximadamente el 0.6 % de importaciones totales estadounidenses durante aquel año.

¹²⁰ Ibrahim al-Jadrán se hizo popular durante la revolución como líder guerrillero en la defensa de Bengasi.

¹²¹ PORTER, Geoff D.: «Stopping a Civil War in Libya», *Político Magazine*, 19 de marzo 2014, http://www.politico.com/magazine/story/2014/03/remember-libya-104782_Page2.html.

¹²² SUARES SIPMAN, Marcos: «Libia, inmersa en el caos, pide ayuda internacional para combatir el terrorismo», *EcoDiario.es*, <http://ecodiario.economista.es/internacional/noticias/5645878/03/14/Libia-inmersa-en-el-caos-pide-ayuda-internacional-para-combatir-el-terrorismo.html#Kku8m4Xo35Rhg7Ge>.

¹²³ «APICORP_Energy_Research_V03_N14_2018.pdf».

petróleo caían hasta los 830 000 bbl/d barriles diarios en julio y 445 000 bbl/d en agosto de ese 2013¹²⁴.

Conscientes de la debilidad de las autoridades centrales, las acciones de las milicias dieron un paso más pretendiendo vender directamente los hidrocarburos en los mercados internacionales. La captura del tanquero *Morning Glory* en marzo de 2014 en el puerto cirenaico de Es Sider por el Ejército del Barqa, si bien frustrada por la intervención de fuerzas especiales norteamericanas¹²⁵, señaló un importante precedente en este proceso de escalada en la pugna entre el gobierno central y las milicias regionales por el control de los recursos energéticos¹²⁶.

En general, puede decirse que el objeto de los ataques contra instalaciones petrolíferas durante esta primera época post-revolucionaria no era apoderarse de los ingresos de una instalación o dañarla, sino privar al gobierno de los mismos y, por lo tanto, obligarle a aceptar las demandas del grupo atacante. Los casos de grupos con reivindicaciones sociales o económicas, que aplican el bloqueo o la ocupación de las instalaciones de petróleo y gas, abundan a partir de 2012 hasta 2014, incluyendo las protestas en la Compañía Árabe de Petróleo del Golfo (Agoco) en Bengasi, en la Mellitah Oil & Gas, en la Zawiya Petróleo Refining Company, en el campo petrolífero de Sharara, y en el campo petrolífero de el-Feel (El Elefante).

En el terreno político, un Congreso Nacional General cada vez más islamizado aprobaba en diciembre de 2013 la imposición de la charía¹²⁷ y decidía unilateralmente extender su mandato más allá de los 18 meses a los que se había comprometido, y que debían acabar en el mes de enero de 2014. Estas decisiones no hicieron sino enervar más aún la animadversión de todos aquellos sectores de la sociedad libia, que se oponían a la deriva islamista que iba tomando el país. Las condiciones para el estallido de la «tormenta perfecta» estaban dadas y la guerra civil estaba a punto de estallar.

¹²⁴ Datos comerciales del Atlas Global Comercial y Datos de Petróleo de APICE.

¹²⁵ «USA TODAY», <https://eu.usatoday.com/story/news/world/2014/03/17/us-navy-seal-morning-glory-seizure/6513669/>.

¹²⁶ Ibrahim al-Jadrán se hizo popular durante la revolución como líder guerrillero en la defensa de Bengasi.

¹²⁷ BOSALUM FERAS, Patrick Markey: «Libyan assembly votes to follow Islamic law», Reuters, 4 de diciembre 2013, <http://www.reuters.com/article/2013/12/04/us-libya-law-idUSBRE9B30M220131204>.

Las elecciones de junio de 2014 supusieron un nuevo impulso en la politización del sector de los hidrocarburos libios. La formación de dos gobiernos distintos, uno el antiguo Congreso Nacional General (CNG) en Trípoli y otro la Cámara de Representantes (HoR) en Tobruk, salida de las elecciones a finales del 2014, creó una situación insostenible. Al depender ambos gobiernos para su supervivencia de las rentas de los hidrocarburos canalizadas indistintamente a través del Banco Central de Libia, se acentuó la lucha entre ambos con vistas a privar al otro de cualquier ingreso procedente de esta fuente exclusiva de financiación.

El atrincheramiento de ambos gobiernos en posiciones políticas antagonistas hizo que la confrontación militar por el control de las rentas del petróleo se volviera inevitable, si bien fue posible mitigar en parte este riesgo mediante el pago de salarios estatales a todos los combatientes de las milicias, con independencia de su afiliación religiosa o lealtad política. La neutralidad de la Compañía Nacional de Petróleo (NOC, por sus siglas en inglés) y del Banco Central de Libia, fue mantenida por ambos gobiernos, que evitaron politizar el sector energético.

Ante esta situación de anarquía, la presión de la comunidad internacional, liderada por las Naciones Unidas, hizo que el 17 de diciembre de 2015 se firmara un acuerdo de paz conocido como «Acuerdo Político Libio» (LPA, por sus siglas en inglés) en la ciudad marroquí de Sjirat, entre los representantes de los dos parlamentos que funcionaban simultánea y antagonistamente en el país, el Congreso Nacional General (CNG) y la Cámara de Representantes (HoR, por sus siglas en inglés). Este acuerdo preveía la formación de un gobierno de «unión nacional» compuesto por treinta y dos miembros, y dirigido por el político de línea secular y pro-occidental Fayez al Sarraj¹²⁸, que también pasaba a ser el presidente del Consejo Presidencial, como cabeza del estado. El acuerdo estipulaba, asimismo, el establecimiento de un Alto Consejo de Estado de carácter consultivo con sede en Trípoli, en el que se integrarían los representantes del CNG. Mientras tanto, la HoR quedaba reconocida como el único parlamento legítimo de Libia.

Aunque desde la instalación del gobierno de Fayez al-Sarraj en Trípoli, en marzo de 2016, todas las instituciones del estado deberían haberse integrado según lo acordado en Sjirat, la reali-

¹²⁸ «National unity government announced», *Libya Herald*, 19 de enero 2016, <https://www.libyaherald.com/2016/01/19/national-unity-government-announced>.

dad es que no fue así y su autoridad quedó cuestionada desde el primer momento en el ámbito interno. No obstante, al-Sarraj fue capaz de dar un paso importante en la consolidación de su base de poder al contar con la lealtad de las dos instituciones económicas más poderosas: el Banco Central y la Compañía Nacional del Petróleo, así como el apoyo de varios municipios en el oeste y sur del país.

El otro centro de poder dado por la Cámara de Representantes (HoR) o «parlamento de Tobruk» debería haber sustituido, como la única autoridad legislativa legítima, al anterior Congreso Nacional General (CNG), según los acuerdos de Sjjirat, algo que no ocurrió. Por el contrario, la HoR decidió nombrar jefe del Ejército Nacional Libio (LNA) al carismático general Jalifa Hafter quien, en febrero de ese año, había lanzado la denominada «Operación Dignidad» con el objetivo de «purgar» el país de los islamistas pertenecientes a la Hermandad Musulmana¹²⁹.

La HoR ha venido, desde entonces, prestando un apoyo incondicional al general Hafter, convertido en el verdadero hombre fuerte en el este de Libia¹³⁰ frente al gobierno de Trípoli. Aunque el general Hafter prometió erradicar el Islam político y tomar el poder como el nuevo gobernante militar de Libia, la realidad es que se alió con una facción rival de salafistas ultraconservadores al estilo saudí¹³¹.

Si la situación política ya era suficientemente grave como consecuencia de la guerra de baja intensidad entre los gobiernos de Tobruk y Trípoli, a comienzos de 2015 se extendió con gran violencia una nueva amenaza yihadista, complicando la situación en el sector energético. En febrero de este año, un grupo que proclamaba su lealtad al Daesh atacó el campo petrolífero de Mabruk operado por una *joint venture* entre la compañía nacional NOC y TOTAL¹³². Doce trabajadores murieron en el asalto y otros siete fueron hechos prisioneros, al tiempo que la instala-

¹²⁹ «Jalifa Hafter: The Libyan general with big ambitions - BBC News», <https://www.bbc.com/news/world-africa-27492354>.

¹³⁰ «Profile: Libya's Military Strongman Jalifa Hafter», BBC, 15 de septiembre 2016. <http://www.bbc.com/news/world-africa-27492354>.

¹³¹ «The White House Blessed a War in Libya, but Russia Won It - *The New York Times*», <https://www.nytimes.com/2020/04/14/world/middleeast/libya-russia-john-bolton.html>.

¹³² PORTER, Geoff D.: «Terrorist targeting of the Libyan oil and gas sector», Combatting Terrorism Center at West point, 27 de febrero 2015, <https://www.ctc.usma.edu/posts/terrorist-targeting-of-the-libyan-oil-and-gas-sector>.

ción fue deliberadamente dañada, algo que no había ocurrido hasta la fecha.

Diez días después, estas instalaciones fueron asaltadas de nuevo al tiempo que el yacimiento petrolífero de Bahi, operado por otra *joint venture* entre NOC y Oasis¹³³, y al día siguiente un oleoducto que conectaba el campo de Sarir operado por AGOCO con la terminal de Marsa Hariga fue bombardeado ocasionando una explosión que obligó a su cierre. Este ataque reproducía el modelo operativo utilizado el mes anterior de enero de 2015 por el grupo yihadista Ansar Bayt al-Maqdis, filial del Daesh, en la península del Sinaí, cuando atacó un gaseoducto egipcio en esta zona.

Todos estos incidentes muestran un cambio en la estrategia de los grupos yihadistas, respecto a la utilizada hasta ese momento por las diferentes milicias para las que la presión sobre el sector de los hidrocarburos constituía una forma de satisfacer reivindicaciones políticas. En Libia, ninguno de estos ataques yihadistas buscaba capturar o controlar las infraestructuras petrolíferas o gasísticas. Su objetivo era destruirlas¹³⁴.

Dentro de esta nueva estrategia, en marzo de 2015 el Daesh asaltó y dañó varios yacimientos de petróleo en la zona de Al-Ghani, lo que obligó al gobierno de Tobruk a parar la producción en once campos petrolíferos en la cuenca central de Sidra. Once guardias fueron asesinados, varios por decapitación.

No obstante, la amenaza yihadista quedó fuertemente debilitada con el desalojo por parte del gobierno de Trípoli de la organización del Daesh de la ciudad portuaria de Sirte¹³⁵. El 18 de septiembre de 2016, una coalición de milicias, procedentes principalmente de la ciudad costera de Misrata, lanzó la operación Al Bunyan al Marsous (Fundación Sólida)¹³⁶, dirigida a desalojar al Daesh de la costa del golfo de Sidra. Con importante apoyo occidental, principalmente aéreo norteamericano, las milicias de Misrata

¹³³ Oasis es un consorcio de las compañías norteamericanas Hess, Marathon, and ConocoPhillips.

¹³⁴ MARKEY, Patrick; ELUMAMI, Ahmed: «Islamic State risk for Libya's troubled oil sector», Reuters, 28 de octubre 2015, <http://www.reuters.com/article/2015/10/28/us-libya-energy-idUSKCN0SM0HW20151028#bjDeHIAhyGhqcl8t.97>.

¹³⁵ AMARA, Hani: «Libyan Forces Clear Last Islamic State Holdout in Sirte», Reuters, 06 de diciembre 2016. <http://www.reuters.com/article/us-libya-security-sirte-idUSKBN13V15R>.

¹³⁶ «Libyan Troops Clash With ISIS Militants Leaving 6 Dead and 17 Injured», *Libyan Gazette*, 17 de mayo 2016, <https://www.libyangazette.net/2016/05/17/libyan-troops-clash-with-isis-militants-leaving-6-dead-and-17-injured/>.

tomaron Sirte, última resistencia de la organización del Daesh, el 6 de diciembre de 2016, tras una ofensiva de varios meses. Se trataba, no obstante, de una victoria pírrica, ya que tuvo un coste humano muy alto (700 muertos entre los asaltantes y 2500 entre los yihadistas¹³⁷) y ambigua, al haber sido lograda gracias a la movilización de las milicias y no a la acción de un ejército nacional integrado.

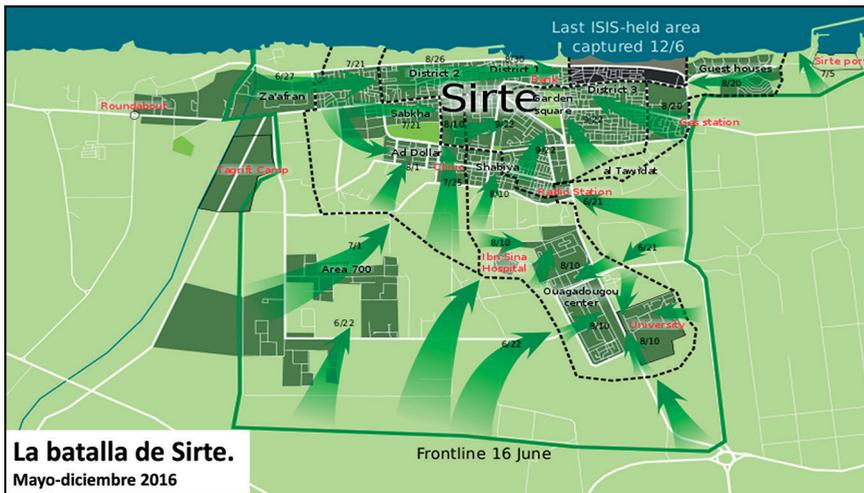


Figura 10. La batalla de Sirte.

Fuente: the Creative Commons Attribution-Share Alike 4.0 International.

El desgaste de las fuerzas militares del gobierno de Trípoli en la lucha contra los yihadistas del Daesh fue aprovechado por el general Hafter para atacar. A finales de 2016, el Ejército Nacional Libio se apoderó de gran parte del golfo de Sidra derrotando a las milicias de Al Jadram, con lo que pasó a controlar casi toda la región de la Cirenaica en el Este, incluyendo dos tercios de la producción de petróleo. La protección de las instalaciones críticas de Es Sider y Ras Lanuf quedaba en manos de la tribu de Magharba que, hasta entonces, había formado parte de las milicias de Jadran y que cambiaron sus lealtades¹³⁸.

¹³⁷ BOBIN, Frédéric: «Un an après l'accord de Skhirat, la dérive de la Libye paraît inexorable», *Le Monde*, 17 de diciembre de 2016, http://www.lemonde.fr/idees/article/2016/12/17/un-an-apres-l-accord-de-skhirat-la-derive-de-la-libye-paraît-inexorable_5050664_3232.html#3WF7pThxk19KpvE1.99.

¹³⁸ SALEH, Hebsa: «Libya suffers «catastrophic damage» to key oil port facility», *Financial Times*, 18 de junio de 2018. <https://www.ft.com/content/6e447aa8-72c8-11e8-aa31-31da4279a601>

Igualmente, en mayo de 2017 tomaron, con ayuda de la fuerza aérea egipcia, las bases de Hun y Wadran en la región central de Juffran, cerrando el paso a los accesos al suroeste del país. Este ciclo de éxitos militares se cerró a principios de julio de 2017, cuando las fuerzas del LNA acabaron con las últimas bolsas de resistencia de las milicias del Consejo de la Sura de Bengasi, dando por terminada una batalla que había durado tres años¹³⁹ y convirtiendo al general Hafter en árbitro de la situación¹⁴⁰.

Desde el punto de vista de la energía, durante esta segunda fase se creó una situación de equilibrio entre ambos centros de poder, garantizando que ninguno de los gobiernos tuviera el acceso a los procesos de comercialización del petróleo, o a las reservas de divisas, que se encontraban depositadas en el extranjero en el Libyan Foreign Bank¹⁴¹. Mientras tanto, el Banco Central de Libia, que mantenía cerca de 90 000 millones de dólares en reservas de divisas y recibía los ingresos de la Compañía Nacional de Petróleo (NOC), se mantuvo neutral, sin dejar por ello de pagar los sueldos y subsidios al consumo en el territorio controlado por ambos gobiernos rivales¹⁴².

Durante esta fase, también mejoró la capacidad de la NOC por lograr un precio más alto del crudo ya que, como consecuencia de los retrasos en las entregas debido a la interrupción de la producción y al mantenimiento no planificado, los precios del crudo libio se habían deprimido en relación con otros tipos de crudos similares. Sin embargo, estos problemas se vieron reducidos a medida que los clientes, incluidas las refinerías chinas, ganaron confianza en la capacidad de la NOC para cumplir con los contratos de suministro a pesar de la guerra.

¹³⁹ AL-WARFALLI, Ayman: «Libya's Eastern Commander Declares Victory in Battle for Benghazi». Reuters, 05 de junio de 2017, <https://www.reuters.com/article/us-libya-security-benghazi-idUSKBN19Q2SK>.

¹⁴⁰ ESTELLE, Emily y YOUNG PARK, Min: «Fighting Forces in Libya: July 2017», AEI's Critical Threats Project, 28 de julio de 2017, <https://www.criticalthreats.org/analysis/fighting-forces-in-libya-july-2017>.

¹⁴¹ «Libya's political rivals compete for oil revenues», *Jane's Intelligence Review*, 2 de diciembre de 2014.

¹⁴² KIRKPATRICKAPRIL, David D.: «One of Libya's Rival Governments Moves to Control Oil Revenue», *The New York Times*, 5 de abril de 2015, <http://www.nytimes.com/2015/04/06/world/middleeast/one-of-libyas-rival-governments-moves-to-control-oil-revenue.html>.

3ª Fase: nuevos actores para una guerra por delegación

La tercera fase, a partir de 2017, comienza con algunos acontecimientos positivos notables para el sector petrolero de Libia. A principios de año se reanudó parte de la actividad de las terminales petrolíferas del golfo de Sirte interrumpida por los enfrentamientos, mientras las compañías Wintershall y Gazprom reiniciaban la producción desde el campo As-Sarah, en la cuenca de Sirte. Igualmente, la actividad de perforación en el país aumentó con la puesta en marcha de nuevas plataformas, al tiempo que en alta mar la compañía italiana ENI ponía en funcionamiento nuevos pozos en su desarrollo de Bahr Essalam¹⁴³.

A principios de 2018, TOTAL anunciaba su plan para comprar la participación de Marathon en Waha que opera en la cuenca de Sirte, lo que suponía una demostración del compromiso de la firma francesa con el país. Por su parte, BP y ENI anunciaron planes para comenzar la exploración en la cuenca de Ghadames, en el oeste de Libia, como parte de una transacción que transfiere parte del interés de BP en la concesión a ENI. En esos momentos, la NOC irradiaba una fuerte confianza en la independencia política, y en la fiabilidad de Libia y de la propia empresa estatal.

La consecuencia fue una espectacular recuperación de la producción de junio a octubre de 2018, que casi se duplicó, coincidiendo con una coyuntura crítica para el mercado global en un contexto en el que el mercado alcanzaba los 85 dólares/barril (USD/b) en octubre de ese año¹⁴⁴. De esta manera, al tiempo que la producción alcanzaba, por primera vez desde 2013, el millón de barriles diarios en el primer semestre de 2018, los ingresos petroleros casi se triplicaban desde los 4,8 billones de dólares en 2017 y alcanzaban los 14 billones de dólares¹⁴⁵.

Ello era debido al efecto combinado de una mayor producción de petróleo y una recuperación de los precios internacionales, con lo que el país comenzó a tener superávit, reduciendo la crisis

¹⁴³ «APICORP_Energy_Research_V03_N14_2018.pdf».

¹⁴⁴ SHEPPARD, David: «Total chief executive says no shortage of supplies in oil market», *Financial Times*, 9 de octubre de 2018, <https://www.ft.com/content/25b5d742-cbeb-11e8-b276-b9069bde0956>

¹⁴⁵ COURTNEY, Fingar: «Libya enters fourth year of near investment blackout», *Financial Times*, 13 de junio de 2018, <https://www.ft.com/content/6c179166-06ff-461d-a539-e74cfccdb5c7?emailId=5f691e86c597cc0004aa2cf0&segmentId=7e94968a-a618-c46d-4d8b-6e2655e68320>

de liquidez. También se abordaron algunas reformas destinadas a mejorar las condiciones de vida y reducir las oportunidades para las milicias, como fueron la introducción de tarifas en las transacciones en moneda extranjera, lo que redujo la tasa del mercado negro en un 25 % y ayudó a cerrar la brecha entre el mercado negro y la tasa oficial.

Pero si la economía pasaba una época de bonanza, en el frente militar las cosas eran diferentes. En junio de 2018 las terminales de Es Sider y Ras Lanuf fueron temporalmente ocupadas por las milicias de Jadram y su recuperación, una semana más tarde, produjo lo que la NOC calificó de «daños catastróficos»¹⁴⁶ como consecuencia de los combates, que destruyeron al menos dos tanques de almacenamiento reduciendo la capacidad en 400 000 barriles, aproximadamente la mitad.

Al mismo tiempo, el presidente francés, Emmanuel Macron, invitaba en julio de 2018 a Haftar a París concediéndole una legitimidad política que ansiaba y de la que carecía, pese a ser el hombre fuerte del país. Esta decisión supuso un antes y un después en el conflicto en Libia al abrir las puertas a la «batalla final» por el control de Trípoli y supuso un duro revés para la política que seguían hasta entonces tanto Italia como el grueso de la Unión Europea, alineada con el gobierno de Al Sarraj propuesto por la ONU en 2016. Francia recuperaba así el protagonismo que había perdido en Libia en detrimento de Italia, que era la que venía dictando hasta entonces la política y que «no quería a Haftar ni en pintura»¹⁴⁷.

Con el apoyo político francés y las nuevas armas enviadas desde Rusia, Arabia Saudí y especialmente Emiratos Árabes Unidos, que rompieron el embargo impuesto por la ONU a Libia en 2011, Haftar logró el control del estratégico golfo de Sidra, núcleo de la industria petrolera libia, e intensificó las ofensivas en Bengasi, capital del este y segunda ciudad del país, y la vecina Derna, bastión del yihadismo en África del Norte¹⁴⁸.

¹⁴⁶ SALEH, Heba: «East Libyan forces retake key oil ports hit by militia attack», *Financial Times*, 21 de junio de 2018, <https://www.ft.com/content/bdff5e8-753a-11e8-b6ad-3823e4384287>

¹⁴⁷ «Noticias de Francia: El conflicto en Libia: una guerra silenciosa entre Macron y Salvini», https://www.elconfidencial.com/mundo/2019-04-08/el-conflicto-en-libia-la-guerra-silenciosa-entre-macron-y-salvini_1930010/.

¹⁴⁸ «Mucho en juego en la batalla de Derna - Elcano Blog», accedido 25 de octubre 2020, <https://blog.realinstitutoelcano.org/mucho-en-juego-en-la-batalla-de-derna/>.

Una vez logrados estos objetivos, inició la campaña del sur en una operación envolvente para llegar a la capital, su verdadero objetivo, evitando la línea de la costa, más corta, y logística-mente más razonable, pero que le obligaba a enfrentarse con la poderosa ciudad-estado de Misrata, que apoyaba al gobierno de Trípoli. Esta maniobra pretendía, al tiempo que la ocupación del sur del país, controlar los yacimientos petroleros de Al Sharara y Al Fil, esenciales para la supervivencia económica del gobierno de Trípoli¹⁴⁹, algo que Hafter consiguió en febrero de 2019.

Una vez logrados estos objetivos, en abril de 2019, Hafter lanzó una campaña para capturar Trípoli, respaldada por drones armados y sistemas de misiles suministrados por Emiratos Árabes Unidos. Seis meses después, sus fuerzas permanecían, no obstante, estancadas en las afueras de Trípoli, lo que incitó a Moscú, en un movimiento que sorprendió a Occidente, a intervenir inclinando la balanza a favor del general. Rusia envió hasta 2000 combatientes rusos, principalmente mercenarios del grupo privado Wagner, vinculado al Kremlin, para reiniciar el avance¹⁵⁰. El refuerzo de francotiradores expertos, artillería guiada y un apoyo aéreo mejor coordinado permitió al LNA, a principios de enero de 2020, avanzar en múltiples frentes alrededor de Trípoli y capturar la estratégica ciudad costera de Sirte.

Ante el curso de los acontecimientos militares y el temor de que Rusia pudiera establecer bases militares en Libia¹⁵¹, en septiembre de 2019 el gobierno alemán y Ghassan Salamé, representante especial del secretario general de la ONU, iniciaron un proceso de consulta que culminó el 19 de enero de 2020 con la Conferencia Internacional de Berlín sobre Libia. Esta conferencia reunió a los Gobiernos de Argelia, China, Egipto, Francia, Alemania, Italia, Rusia, Turquía, República del Congo, Emiratos Árabes Unidos, el Reino Unido y Estados Unidos de América, así como los altos representantes de las Naciones Unidas, incluido el secreta-

¹⁴⁹ «Hafter anuncia control del campo de crudo Al Fil, segundo más grande del sur», <https://www.lavanguardia.com/internacional/20190221/46616054463/hafter-anuncia-control-del-campo-de-crudo-al-fil-segundo-mas-grande-del-sur.html>.

¹⁵⁰ «AFRICOM: «2000 mercenarios Wagner están luchando por Haftar en Libia»», <https://www.trt.net.tr/espanol/mundo/2020/06/16/africom-2-000-mercenarios-wagner-estan-luchando-por-haftar-en-libia-1437197>.

¹⁵¹ WALSH, Declan: «Libyan Rivals Call for Peace Talks. It May Be Wishful Thinking», *The New York Times*, 22 de septiembre 2020, sec. World, <https://www.nytimes.com/2020/08/21/world/middleeast/libya-ceasefire.html>.

rio general de la ONU y su representante especial para Libia, la Unión Africana, la Unión Europea y la Liga de los Estados Árabes. Se trataba de forjar un consenso entre los Estados miembros interesados sobre la crisis de Libia y asegurar un paraguas internacional para proteger las discusiones dentro de Libia sobre el futuro del país¹⁵². Pero la conferencia resultó un fracaso.

Dispuesto a «darle la lección que se merece»¹⁵³ al General Hafter, Turquía desplegó en enero de 2020, en apoyo del gobierno de Trípoli (GNA), sus propios drones, así como entre 400 y 1200 mercenarios sirios¹⁵⁴. En junio, las tropas del GNA respaldadas por Turquía obligaron a los combatientes de Hafter y sus aliados rusos a levantar el cerco y retirarse cientos de kilómetros desde Trípoli hasta Sirte, en la costa mediterránea¹⁵⁵.

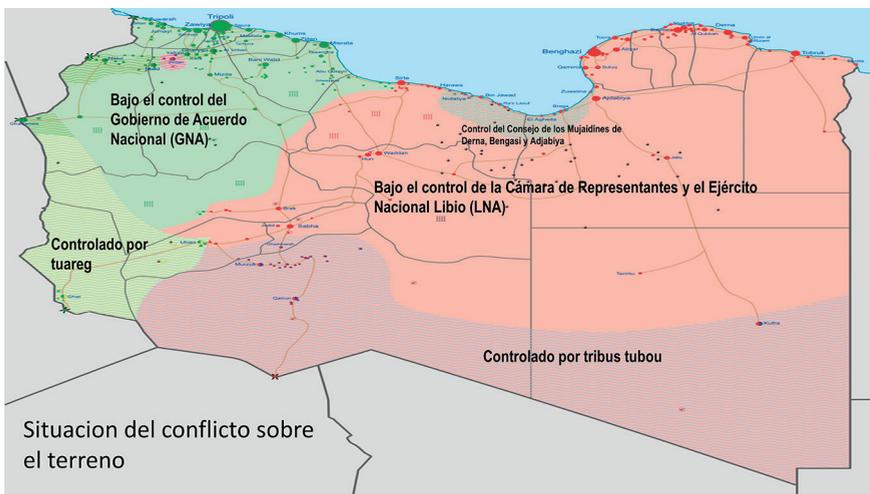


Figura 11. Situación del conflicto en diciembre 2020. Fuente: Elaboración propia a partir de Ali Zifan (vectorized map) - Libyan Civil War detailed map, <https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=47087538>.

¹⁵² UNSMIL, «Berlin International Conference on Libya», 19 de enero de 2020. <https://unsmil.unmissions.org/berlin-international-conference-libya-19-january-2020>

¹⁵³ «Erdogan acusa a Hafter de limpieza étnica y amenaza con «darle una lección»», <https://www.lavanguardia.com/internacional/20200114/472897346708/erdogan-acusa-a-hafter-de-limpieza-etnica-y-amenaza-con-darle-una-leccion.html>.

¹⁵⁴ «As Libya Descends Into Chaos, Foreign Powers Look for a Way Out - *The New York Times*», <https://www.nytimes.com/2020/01/18/world/middleeast/libya-war-hifter-russia.html>.

¹⁵⁵ WALSH, Declan: «Waves of Russian and Emirati Flights Fuel Libyan War, U.N. Finds», *The New York Times*, 3 de septiembre de 2020, sec. World, <https://www.nytimes.com/2020/09/03/world/middleeast/libya-russia-emirates-mercenaries.html>.

En septiembre de 2020, después de meses de estancamiento en Sirte, la diplomacia alemana y norteamericana presionaron a ambas partes para que aceptasen una propuesta de las Naciones Unidas a fin de establecer una zona desmilitarizada alrededor de la ciudad, como un primer paso para entablar conversaciones de paz más amplias. Esta iniciativa fue respaldada por Egipto y Turquía, por lo demás rivales regionales directamente enfrentados.

Para Turquía, el apoyo condicional a la desmilitarización de Sirte forma parte de una estrategia más amplia de control de los recursos, en la que el despliegue de tropas está supeditado al acuerdo marítimo firmado en diciembre de 2019 con el gobierno de Trípoli reconocido por la ONU, que fija la frontera entre sus zonas económicas exclusivas en una linde a cien kilómetros del sur de la isla griega de Creta, algo que tiene implicaciones para la búsqueda y el control de hidrocarburos en el Mediterráneo occidental. El propósito del acuerdo es el de bloquear cualquier oleoducto que atraviese el Mediterráneo¹⁵⁶.

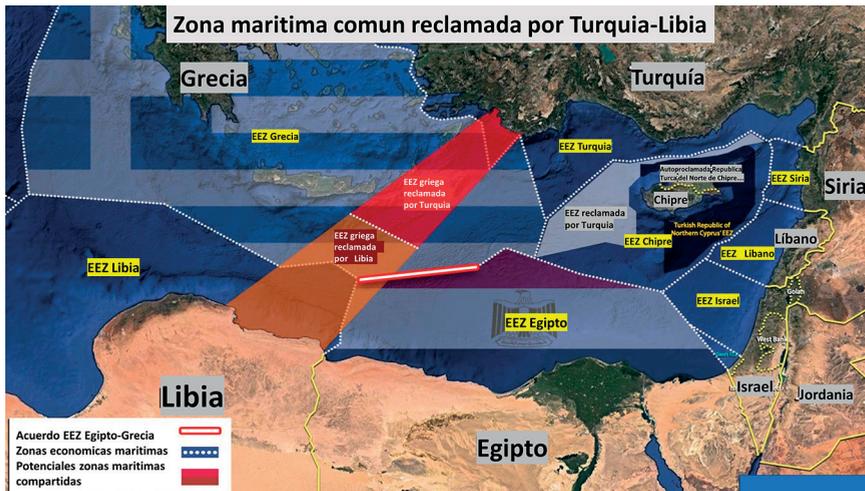


Figura 12. Zonas marítimas reclamadas por Turquía y Libia. Fuente: Elaboración propia a partir de diversas fuentes.

Este memorando de entendimiento fue rechazado por los gobiernos de Grecia, Chipre y Egipto, además de por la Unión Euro-

¹⁵⁶ «Turkey fuels regional power game over Mediterranean gas reserves | *Financial Times*», <https://www.ft.com/content/69a222d4-b37c-4e7e-86dc-4f96b226416d>.

pea¹⁵⁷, al entender que infringe los derechos soberanos de estados terceros, no cumple con la ley del Mar y no produce consecuencias legales para terceros estados¹⁵⁸. Turquía también cuestiona el derecho de Chipre a explorar los mares alrededor de la isla porque sostiene que la administración de Nicosia no representa a los turcochipriotas.

Pero la apuesta turca es algo más que una lucha por los recursos. Se trata de un arriesgado juego geopolítico que intentaría recuperar la influencia del Imperio otomano, a pesar de las serias consecuencias para el equilibrio regional¹⁵⁹. Erdogan y algunos de sus aliados entenderían que Turquía está recuperando su importancia a los ojos de sus aliados occidentales, de forma que, cuanto más asertivo sea el papel que desempeñe en la región, más valioso e imposible de ignorar será para los occidentales¹⁶⁰.

El resultado es un enfrentamiento entre Turquía, Libia (CNG), y el norte de Chipre e Italia por una parte y Chipre, Grecia, Egipto e Israel, así como Emiratos Árabes Unidos y Francia por otra, más que de una verdadera necesidad económica de acceso a los recursos energéticos debido a que las áreas cuestionadas al norte de Libia y sur de Turquía son demasiado profundas para cualquier explotación minera significativa; incluso cuando el petróleo estaba a 90 USD/bbl, no era rentable perforar a profundidades mayores de 2400 metros.

En lo que respecta a Egipto, el presidente Abdel Fattah al Sissi, hasta entonces firme apoyo del general Hafter, parece haber cambiado su apuesta desde el fracaso de la ofensiva de Trípoli al impulsar abiertamente al Aguila Saleh Issa que encabeza el

¹⁵⁷ «Líderes UE ven ilegal pacto marítimo turco-libio que afecta a Grecia y Chipre», <https://www.lavanguardia.com/politica/20191213/472197684810/lideres-ue-ven-ilegal-pacto-maritimo-turco-libio-que-afecta-a-grecia-y-chipre.html>.

¹⁵⁸ El artículo 57 de la Convención de Naciones Unidas sobre el Derecho del Mar sitúa la máxima anchura de una EEZ en 200 millas náuticas (370 kilómetros) a partir de la costa que sirve para calcular las aguas territoriales. Solo si se acepta la pretensión de Turquía de que las islas e islotes griegos, muchos de ellos situados cerca de las costas turcas, no pueden usarse para definir una EEZ, sería posible de una manera práctica conformar la EEZ turca.

¹⁵⁹ «Cómo Turquía intenta recuperar la influencia del Imperio otomano y qué consecuencias tiene para el equilibrio internacional - BBC News Mundo», <https://www.bbc.com/mundo/noticias-internacional-54418272>.

¹⁶⁰ «Turkey fuels regional power game over Mediterranean gas reserves | *Financial Times*».

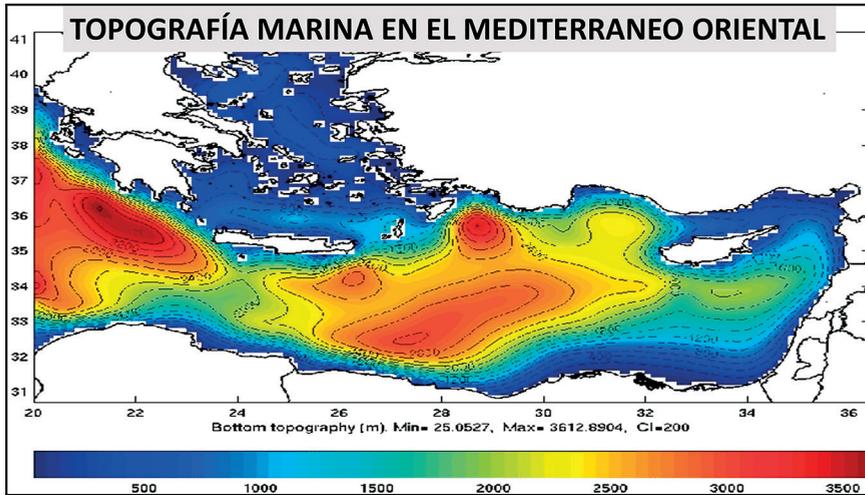


Figura 13. Topografía marítima en el Mediterráneo Oriental. Fuente: Triantafyllou, George & Gerasimos, Korres & Hoteit, Ibrahim & Petihakis, G. & Banks, Andrew. (2007). Assimilation of ocean colour data into a Biogeochemical Flux Model of the Eastern Mediterranean Sea. *Ocean Science*. 3. 410. 10.5194/os-3-397-2007.

Parlamento con sede en Tobruk en el este de Libia¹⁶¹. Al mismo tiempo, Al Sissi ha amenazado con intervenir militarmente en la vecina Libia si las fuerzas respaldadas por Turquía capturan Sirte, un puerto estratégico y puerta de entrada a importantes terminales petroleras, o la base aérea interior de Juffra, considerando ambos como una «línea roja»¹⁶².

Mientras tanto, la producción y exportación de petróleo libio durante 2020 han seguido las vicisitudes de la guerra. En enero, la mayor parte de la producción de petróleo de Libia estuvo suspendida por un bloqueo a las exportaciones en el golfo de Sirte llevado a cabo por fuerzas del general Hafter. La producción de Libia disminuyó en más de 1 millón de bbl/d, o aproximadamente el 1 % de la demanda mundial, para situarse en menos de 200 000 bbl/d, al tiempo que la Compañía Nacional del Petróleo del país se vio obligada a cerrar la producción debido a la falta de capacidad de almacenamiento¹⁶³.

¹⁶¹ «Waves of Russian and Emirati Flights Fuel Libyan War, U.N. Finds - *The New York Times*», <https://www.nytimes.com/2020/09/03/world/middleeast/libya-russia-emirates-mercenaries.html>.

¹⁶² «Egypt threatens military action in Libya if Turkish-backed forces seize Sirte | *Financial Times*», <https://www.ft.com/content/e6aa87b0-5e0b-477f-9b89-693f31c63919>.

¹⁶³ «Opec eyes further oil supply cuts to counter coronavirus rout | *Financial Times*», <https://www.ft.com/content/cc0de784-40fb-11ea-bdb5-169ba7be433d>.

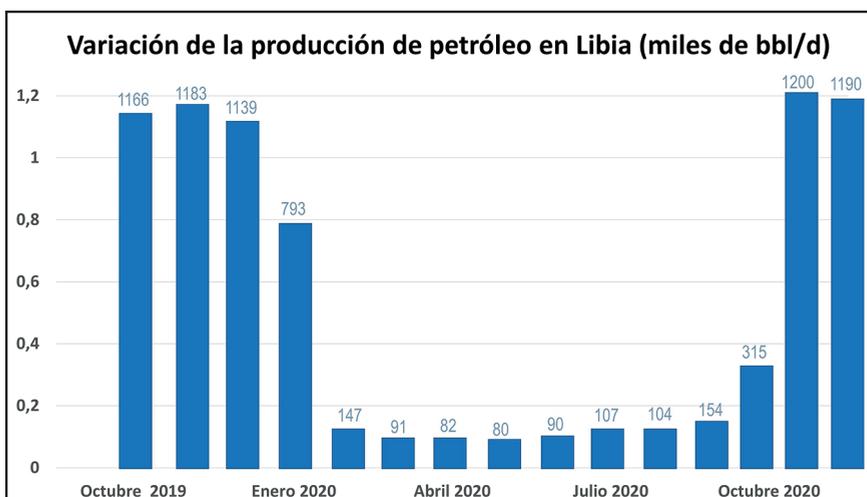


Figura 14. Variación de la producción de petróleo en Libia en 2019-2020. Fuente: [tradingeconomics.com/organization of the petroleum exporting countries](https://tradingeconomics.com/organization-of-the-petroleum-exporting-countries).

Las consecuencias económicas de la paralización de la producción y exportación de petróleo fueron dramáticas. Tan solo en los dieciocho primeros días de enero, la economía del país perdió más de 5000 millones de dólares debido a la interrupción del suministro de petróleo de los campos orientales de la medialuna petrolera, lo que se añadía a los más de 100 000 millones de dólares perdidos desde 2016. Con la reserva del Banco Central reducido al nivel más bajo de su historia, el país se encontró con serios problemas para cumplir con los requisitos de pago de salarios a los empleados del gobierno y gastos básicos en alimentación, salud y educación¹⁶⁴.

No obstante, en Libia cualquier interrupción no puede prolongarse indefinidamente en el tiempo, dado que ambas partes dependen de las rentas petrolíferas para subsistir, por lo que no es de extrañar que, unos meses después, el 18 septiembre de 2020 el general Hafter anunciara el fin del bloqueo. Unos días más tarde, el 23 de octubre, El gobierno y La Cámara de Representantes, protagonistas del enfrentamiento, sellaron un acuerdo de cese del fuego «nacional y permanente» con efecto inmediato, gracias a la mediación de la ONU¹⁶⁵.

¹⁶⁴ «Libya oil production comes to halt, affects economy», <https://www.aa.com.tr/en/middle-east/libya-oil-production-comes-to-halt-affects-economy-/1860775>.

¹⁶⁵ «Declaración del Alto Representante en nombre de la UE sobre el anuncio de un acuerdo de alto el fuego en Libia - Consilium», <https://www.consilium.europa.eu/>

Las consecuencias de la mejora de la situación ya se han hecho notar. La producción se ha recuperado rápidamente hasta alcanzar alrededor de 1 200 000 bbl/d en diciembre de 2020¹⁶⁶, en coincidencia con el reinicio de otro campo petrolero en el país. Ello ha supuesto un nuevo problema de sobreoferta para los miembros de la OPEP que estaban tratando de reequilibrar el mercado, en unas circunstancias de gran debilidad debido al impacto de la COVID-19 sobre la economía mundial.

El campo petrolero Sarir, de 200 000 bbl/d, ha reanudado sus operaciones, al igual que lo ha hecho las terminales petroleras de Libia en Hariga, Brega y Zueitina, así como el campo petrolero de Sharara de 300 000 bbl/d, el más grande de Libia, abierto en octubre de 2020 por un «acuerdo de caballeros» entre la NOC y la milicia conocida como Guardia de Instalaciones Petrolíferas, al igual que el cercano campo petrolífero El Feel, con una capacidad de 70 000 bbl/d y la terminal petrolera de Zawiya, que normalmente exporta crudo desde Sharara¹⁶⁷. Según la Compañía Nacional del Petróleo de Libia (NOC), los campos petrolíferos necesitarán importantes reparaciones para reanudar el bombeo de petróleo a plena capacidad, por lo que el regreso de un suministro completo de un millón de barriles por día desde Libia no es inminente y probablemente llevará tiempo, algo que se ve con alivio por parte de la OPEP¹⁶⁸.

De cara al futuro se estima que, de mantenerse la tregua, la producción de petróleo crudo en Libia podría mantenerse en torno a los 1 300 000 bbl/d a lo largo de los próximos 12 meses. A largo plazo, se proyecta que la producción de petróleo crudo de Libia tendrá una tendencia de alrededor de 1 200 000 bbl/d en 2021 y 1 150 000 bbl/d en 2022, de acuerdo con diversos modelos econométricos¹⁶⁹. Pero ello dependerá, en última instancia, de que se respeten los términos del alto el fuego, incluyendo la salida de todos los combatientes y mercenarios extranjeros de Libia, y el

es/press/press-releases/2020/10/25/declaration-by-the-high-representative-on-behalf-of-the-eu-on-the-announcement-of-a-ceasefire-agreement-in-libya/#.

¹⁶⁶ «Libya's oil production recovers past 1M barrel a day», AP, <https://apnews.com/article/turkey-africa-libya-middle-east-tripoli-a21bb93b6e866af684588ef5e9786a63>

¹⁶⁷ «Libya's Oil Crescent Gets Back to Work as Sarir Field Opens - Bloomberg», <https://www.bloomberg.com/news/articles/2020-09-30/libya-s-oil-crescent-gets-back-to-business-as-sarir-field-opens>.

¹⁶⁸ «Libya Oil Production Hits 300,000 Bpd As Another Oilfield Comes.», <https://oglinks.news/opep/news/libya-oil-production-hits-300-000-bpd-another-oilfield-comes>.

¹⁶⁹ <https://tradingeconomics.com/libya/crude-oil-production>

respeto total e incondicional del embargo de armas del Consejo de Seguridad, vigente desde que el conflicto estalló.

Conclusiones

Respecto a Argelia, la primera conclusión que se extrae es la de que seguirá siendo un productor de gas natural y de petróleo durante los próximos 20 años, en un entorno internacional que sugiere que para 2040, el petróleo y el gas representarán al menos el 40 % de la energía mundial. Igualmente, parece claro que Europa, especialmente el sur, seguirá siendo el principal mercado de exportación de gas natural de Argelia, al menos hasta 2030, lo que se ve confirmado por la serie de renovaciones de contratos recientes por un periodo de 5 a 10 años, si bien la mayoría de ellos cubren volúmenes de exportación inferiores a los incluidos en los contratos iniciales.

No obstante, es muy probable que, a partir del 2030, el papel de Argelia como exportador de gas se reduzca significativamente y será difícil que Argelia pueda volver a su confortable posición anterior de exportación de gas de unos 60 Bcm por año, dado el importante deterioro que han experimentado durante las dos últimas décadas sus exportaciones. Además, las exportaciones de gas de Argelia deberán competir con nuevos o ya existentes exportadores, como Catar, Nigeria, Estados Unidos, Australia, e incluso Mozambique.

Incluso en un escenario internacional favorable, resulta difícil asumir que el balance de gas natural de Argelia pueda experimentar mejoras significativas en la oferta y la demanda antes de 2030 y que las exportaciones potenciales de gas natural tengan un incremento sustancial. Los yacimientos petrolíferos existentes están madurando y, sin nuevas inversiones, la producción empezará pronto a disminuir a un ritmo importante. La situación económica también está alentando a muchos trabajadores argelinos cualificados a salir del país. Por ello Argelia tendrá, seguramente, que conformarse con un volumen potencial de exportación mucho menor hasta el año 2030.

Igualmente, será difícil que Argelia se decida por la explotación del gas no convencional en unos momentos de bajos precios, sobreabundancia de oferta y fuerte oposición en amplios sectores de la población. Resulta poco realista pensar que los recursos potenciales de gas no convencional de Argelia, si se comprueban

y desarrollan, puedan tener un impacto significativo en la situación del suministro de gas natural del país antes del final de la próxima década. Se podría, no obstante, liberar más gas para la exportación si Argelia invierte en energía solar para satisfacer su creciente demanda de electricidad, pero el gas deberá competir en el abarrotado mercado europeo.

Si bien el aumento de la capacidad exportadora por gasoducto podría mejorar las oportunidades de exportación de gas, sobre todo si las relaciones entre Rusia y Europa se deterioran, Argelia se verá obligada a hacer frente a la competencia creciente de las nuevas potencias exportadoras LNG, que ofrecen contratos más flexibles en cuanto a la fijación de los precios.

En este sentido, los contratos de exportación de gas renovados en los últimos tiempos deben considerarse un signo positivo para Argelia, ya que le permitirá seguir desempeñando un papel importante de exportación de gas en el sur de Europa. Al mismo tiempo, la disminución de los volúmenes de exportación de gas contratados permitirá adaptar la limitada disponibilidad de suministro de gas de Argelia.

Tampoco hay que dejar de lado los problemas de seguridad en un país que comparte 1376 km de fronteras desérticas con Mali, 956 km con Níger y 982 km con Libia, donde la presencia de la guerra y la amenaza del terrorismo son problemas que siguen sin resolverse.

Parece claro que Argelia necesita liberalizar la economía y promover un clima empresarial real, derogando las leyes y reglas que desalientan el espíritu de iniciativa. Hasta la fecha, todo intento de reformas se ha quedado estancado en el vacío porque, ni el papel de la administración, ni el sistema bancario ni la tributación han sido verdaderamente cuestionados en un entorno político de lucha por el poder que enfrenta a los partidarios del liberalismo con los nostálgicos del socialismo¹⁷⁰.

Pero antes de adoptar cualquier medida económica, el presidente Abdelmadjid Tebboune deberá resolver un espinoso problema que puede quebrar la paz social a corto plazo, como es el de reorganizar el aparato productivo heredado de una economía de renta parasitaria y precios del petróleo superiores a los 80 dólares el

¹⁷⁰ «Le libéralisme sauvage a crucifié les valeurs humaines | *El Watan*», <https://www.elwatan.com/edition/contributions/le-liberalisme-sauvage-a-crucifie-les-valeurs-humaines-27-11-2018>.

barril. Aunque el actual clima político que prevalece en Argelia no las favorece en el corto plazo, las reformas son inevitables y deberán implementarse más pronto que tarde para evitar que el país experimente restricciones financieras cada vez más severas y convulsiones sociales.

La formulación y aplicación de medidas de reformas amplias y adecuadas en el sector energético dependerá, en gran medida, de cómo evolucione la transición política del país en los próximos años, y cómo se aborden la lucha contra la corrupción endémica que está detrás de las protestas en favor de una mayor democracia por gran parte de la sociedad argelina. Ello podría suponer aceptar despidos de decenas de miles de empleados en una administración pública sobrecargada y, fundamentalmente, en las dos principales empresas estatales del país: Sonatrach y Sonelgaz. Se trataría, como afirma el nuevo presidente, Abdelmadjid Tebboune, de «separar el dinero de la política», para concentrarse en la mejora de la situación económica y de las condiciones de vida de la población.

Si fracasan las reformas –concretadas en la necesidad de detener la caída de la producción de petróleo y gas, atraer nuevas inversiones extranjeras y desarrollar nuevos mercados, en particular para el gas natural–, o estas no llegan a implementarse, Argelia podría entrar en una espiral de declive, con una caída de los ingresos, un éxodo acelerado de talentos y mayores riesgos de seguridad que podrían desembocar en disturbios civiles, con serias consecuencias para la región y para Europa.

En el caso de España, tanto Sonatrach como el gobierno argelino deberían revisar los contratos y la forma de negociar con estos, con el objetivo de recuperar las cuotas de mercado españolas perdidas, evitando la catástrofe potencial de perder todo el mercado europeo, lo que afectaría fuertemente a las previsiones de ingresos financieros del país. Cabe señalar que los países competidores están iniciando estrategias comerciales agresivas para capturar la mayor parte de los mercados extranjeros, empezando por España.

La lógica estratégica indica que el interés de Argelia pasa por potenciar la ruta más corta y de menor coste que lleva el gas a través de España, lo que se ve actualmente limitado por la falta de infraestructuras que lo hagan llegar al corazón del continente europeo, irrumpiendo en un mercado que hasta ahora sigue siendo resistente a la competencia abierta debido a la fuerza de los monopolios estatales.

Esta línea de acción estratégica converge con la española y con la propia de la Unión Europea, que aboga por una interconexión energética a nivel continental desde el Este, el Norte y el Sur que permita conformar una hipotética y, todavía, lejana Unión Energética en la que estén diversificadas las fuentes de abastecimiento.

Para ello, sería necesario terminar el gasoducto Midcat, que conectaría Cataluña con Francia y permitiría la extensión del Medgaz, lo que a buen seguro supondría un acicate para el incremento de la producción y demanda del gas argelino. Si se completara este gasoducto, a través de los Pirineos, España reduciría su vulnerabilidad ante eventuales interrupciones de suministro del Norte de África, al tiempo que podría suministrar gas argelino a la UE, con numerosos beneficios como país de tránsito¹⁷¹. Argelia, por su parte, mejoraría su posicionamiento en el mercado mundial del gas. Para ello, habría que superar las reticencias del gobierno francés, que ha venido impidiendo la materialización de este proyecto y cuyo presidente Macron declaró en la cumbre de Lisboa de julio de 2018 que «no vamos a construir gasoductos a menos que el consumo sea importante»¹⁷².

Una agenda de reformas para Argelia merece el apoyo activo de la Unión Europea, dado el potencial que tiene Argelia de proporcionar a Europa energía a bajo costo, pero también, y quizá más importante, dada la necesidad que tiene Europa de ayudar a estabilizar un país que puede fácilmente convertirse en la fuente de un gran número de migrantes económicos y de importantes problemas de seguridad. Como afirmara el presidente del Consejo de la UE, Charles Michel, Europa debe centrar más la atención en África y mirar al continente, también a Argelia, con «ojos nuevos». Pero una ojeada rápida no es suficiente. Es necesario un cambio sustancial en la política energética europea que, en lugar de mirar en otras direcciones, debería reconocer la importancia del sur, para aprovechar mejor las oportunidades energéticas y disminuir los riesgos para su seguridad.

En el caso de Libia, el acuerdo de 23 de octubre de 2020 entre el gobierno y la Cámara de Representantes prevé la salida de fuer-

¹⁷¹ «Seguridad Energética: concepto, escenarios e implicaciones para España y la UE (DT) - Elcano», 11, http://www.realinstitutoelcano.org/wps/portal/rielcano_es/contenido?WCM_GLOBAL_CONTEXT=/elcano/elcano_es/zonas_es/dt33-2006.

¹⁷² «Macron paraliza (de momento) el gasoducto STEP y prefiere centrarse en la interconexión eléctrica - *El Periódico de la Energía* | El Periódico de la Energía con información diaria sobre energía eléctrica, eólica, renovable, petróleo y gas, mercados y legislación energética.».

zas extranjeras, lo que ha sido percibido por las partes y la mayoría de las potencias externas como un inicio de regreso a la paz. Sin embargo, resulta difícil pensar que los actores extranjeros vayan a abandonar sus intereses en el país africano con mayores reservas petroleras, y que la salida de toda fuerza extranjera en el país y de los mercenarios extranjeros vaya a ejecutarse, en unas circunstancias en las que Turquía ha afianzado su presencia y Rusia ejerce gran influencia con sus mercenarios.

De hecho el acuerdo de 23 de octubre de 2020 entre el gobierno y La Cámara de Representantes no ha sido bien aceptado, sin embargo, por Turquía, a cuyo presidente el Erdogan «no (le) parece fiable»¹⁷³ porque considera que debería haberse acordado entre el jefe del Gobierno Nacional, sostenido por la comunidad internacional (especialmente por Turquía y Catar), y las autoridades del este, cuyo rostro más visible es el mariscal Jalifa Haftar, que reciben apoyo de Rusia, Egipto y Emiratos Árabes Unidos.

Existen, no obstante, signos de esperanza. Así, la Comisión libia 5+5 (cinco representantes por cada parte) ha logrado importantes avances, como es la reapertura de las rutas terrestres y aéreas en el país, cerradas desde abril de 2019. También la decisión de aumentar y compartir la producción de petróleo siempre que, como ha afirmado la representante del secretario general de Naciones Unidas, Stephanie Williams, sus comandantes «trabajen con el representante de la NOC para lograr una reestructuración de la guardia de las instalaciones petroleras»¹⁷⁴ cuya tendencia a cambiar de bando en función de las circunstancias de la guerra ha sido una de las principales causas de la paralización de las exportaciones los últimos años.

Los aumentos de la producción dependerán, en todo caso, de la reapertura de la prolífica cuenca de Sirte y de los campos que abastecen a las cruciales terminales de exportación de Ras Lanuf y Es Sider, en el creciente petrolero de Libia. La reapertura de la cuenca de Sirte podría llevar a incrementar la producción

¹⁷³ «Erdogan dice que «no parece fiable» el alto el fuego libio firmado en Ginebra», accedido 11 de diciembre de 2020, <https://www.lavanguardia.com/politica/20201023/484236625140/erdogan-dice-que-no-parece-fiable-el-alto-el-fuego-libio-firmado-en-ginebra.html>.

¹⁷⁴ «Las partes en conflicto en Libia firmaron un alto el fuego «permanente» lleno de desafíos», <https://www.france24.com/es/%C3%A1frica/20201023-libia-acuerdo-alto-fuego-gobierno-parlamento-ginebra>.

de petróleo libio en 900 000 bbl/d más¹⁷⁵. Esta zona sigue, sin embargo, siendo el epicentro del conflicto civil en Libia y, en estos momentos, sus instalaciones energéticas están controladas por el ejército de Haftar y Wagner, el grupo mercenario ruso. Será difícil que la situación petrolera se normalice, especialmente en las instalaciones de la media luna petrolera, sin que se hayan ido las más de 20 000 fuerzas extranjeras y mercenarios en Libia que ayudan a las facciones en guerra, tanto al gobierno de Unidad Nacional respaldado por la ONU en Trípoli como al hombre fuerte Khalifa Haftar en el este del país.

Más preocupante es el hecho de que, incluso si Libia logra gestionar adecuadamente sus diferencias políticas y acabar con la guerra civil, el daño a las infraestructuras ya está hecho y será difícil revertirlo en el corto plazo. Las estimaciones de gastos de reconstrucción de las mismas están en el abanico de los 200-480 000 millones de dólares para un periodo de 10 años¹⁷⁶. Se trata de una cantidad enorme con la que Libia difícilmente podrá contar, a menos que se produzca una gigantesca operación de asistencia financiera exterior. Pero aun en el caso de que esta se pudiera acordar, habrá que acabar antes con la espiral de violencia, algo difícil de conseguir en el corto plazo.

En definitiva, diez años después de la revolución que tantas esperanzas trajo para su población y para la comunidad internacional, la evolución de la producción y exportación de hidrocarburos en Libia continúa condicionada por los vaivenes de una política que sigue siendo muy fluida y por los graves problemas estructurales sin resolver, que acosan al país. Conseguir un acuerdo político legítimo y de buena fe que ponga fin al conflicto sigue siendo el desafío en el corto plazo, y la única forma de conseguir flujos sostenibles de hidrocarburos para la exportación¹⁷⁷. De no lograrlo, el país continuará deslizándose por la guerra civil de baja intensidad, una situación que puede durar años, incluso décadas, y que terminaría por consolidar a Libia como un ejemplo paradigmático de estado fallido.

¹⁷⁵ «What Libya's oil deal means for the global market – Investors News Blog», <http://investorsnewsblog.com/2020/09/22/what-libyas-oil-deal-means-for-the-global-market/>.

¹⁷⁶ «Libya: crude implosion | European Union Institute for Security Studies», <https://www.iss.europa.eu/content/libya-crude-implosion>.

¹⁷⁷ «What Libya's oil deal means for the global market – Investors News Blog», <http://investorsnewsblog.com/2020/09/22/what-libyas-oil-deal-means-for-the-global-market/>.

Capítulo quinto

Las tierras raras, una pieza clave en el puzle de la energía

Ricardo Prego Reboredo

«Una nación en la cual las ciencias y las artes aplicadas languidezcan será adelantada por las naciones rivales y perderá poco a poco su capacidad de competición; su comercio, su riqueza, pasarán a manos de los extranjeros...».

Antoine Lavoisier (1743-1794)

Resumen

La alta tecnología actual descansa en los elementos de las tierras raras, retrocederíamos a 1960 si no existiesen. Son elementos estratégicos militarmente y críticos industrialmente; básicos para la energía en su gestión, consumo (iluminación, imanes, vehículos), almacenado (baterías, almacenado hidrógeno) y producción (turbinas eólicas, paneles fotovoltaicos, reactores nucleares). La contaminación minera genera dudas sobre tecnologías verdes y transición energética: considerar el ciclo completo extracción-uso. Publicaciones científicas y filiación de autores están dominadas por chinos. Los gobiernos deben trabajar cerca de sus instituciones científicas e industria tecnológica.

China hundió los precios y logró una posición de monopolio (97 % de la producción mundial, 2010; la cultura minera occidental languidece) explotando su mina de Baiyun-ebo, la mayor en producción/reservas del planeta. Espera ser (en 2025) líder mundial de la transición energética y digital, y coparticipar minas

extranjeras. La crisis de 2009-2013 afectó al suministro y los precios. La respuesta fue diversificar fuentes y apoyar empresas: se inició la explotación de nuevas minas, se reabrieron otras, y se emprendió la búsqueda de reservas por todo el planeta (minería submarina) y se potenció el reciclado. Hay once países (2019) en un mercado minero en expansión (producción china: 62 % mundial).

Palabras clave

Energía, tierras raras, tecnologías limpias, elementos críticos, China.

Abstract

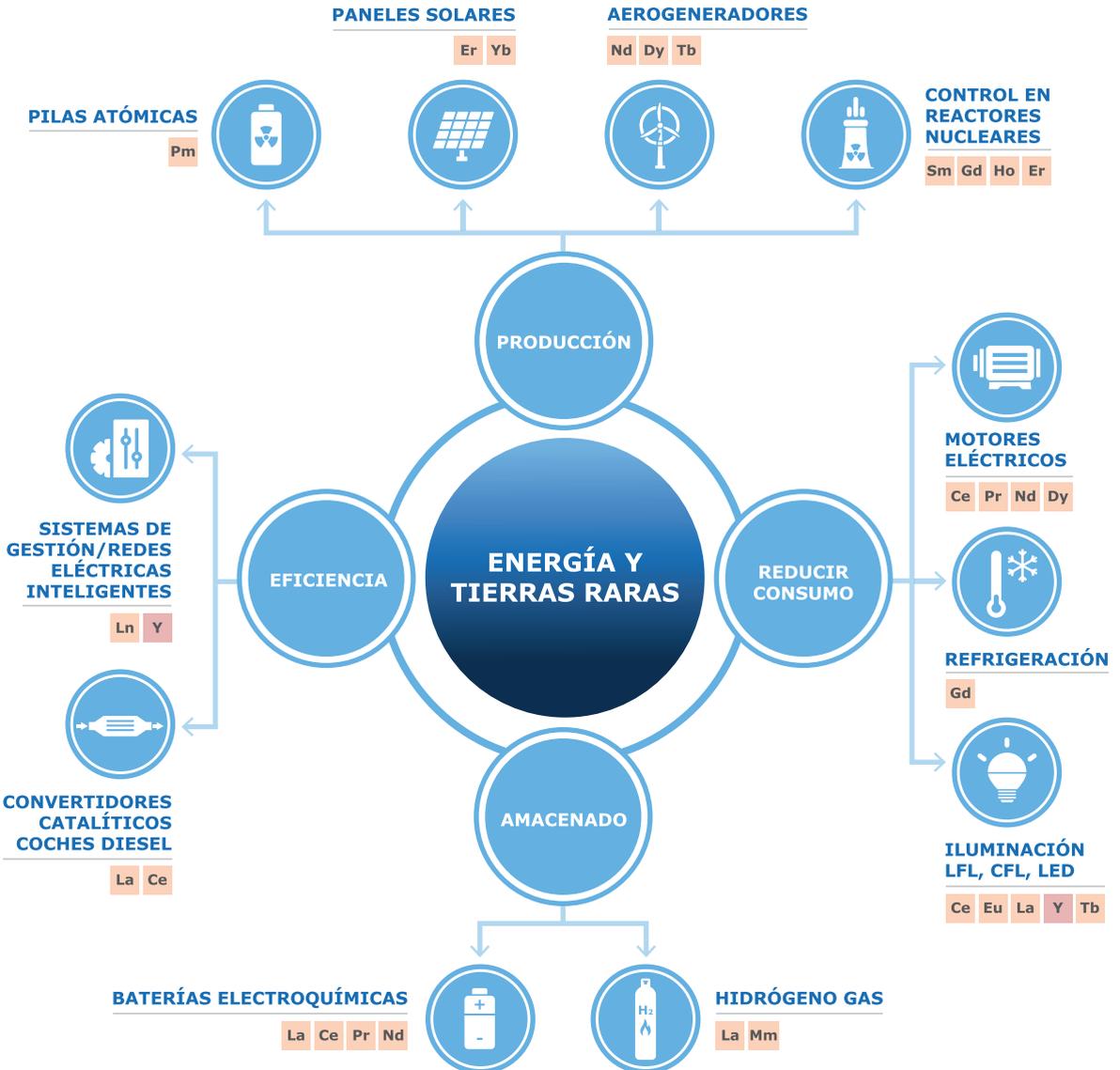
Today's high technology relies on rare earth elements and we would go back to 1960 if they did not exist. These elements are strategically important to the military, critical to industry and key to the management of energy, by way of: consumption (lighting, magnets, and vehicles), storage (batteries, hydrogen storage) and production (wind turbines, photovoltaic panels, nuclear reactors). Doubts arise about using these elements for green technologies and the energy transition, due to the contamination that results from their mining. Hence, the complete extraction-use cycle must be considered. Scientific publications and author's affiliation are dominated by Chinese experts. Governments must work closely with their scientific institutions and the technology industry.

China depressed prices and achieved a virtual monopoly (97% of world production in 2010, while Western mining culture languished) by exploiting its Baiyun-ebo mine, the largest in production / reserves on the planet. China wants to become the world leader in the energy and digital transition and to have by 2025 a shareholding in foreign mines. The 2009-2013 crisis affected supply and prices. The answer was to diversify sources and support companies. The exploitation of new mines began, others were reopened and the search for reserves across the planet was promoted, including underwater mining. Recycling of these rare earth elements was also actively encouraged. In 2019, there were eleven countries in an expanding mining market where Chinese production accounts for 62% of the total worldwide production.

Keywords

Energy, rare earths, clean technologies, critical elements, China.

ENERGÍA Y TIERRAS RARAS



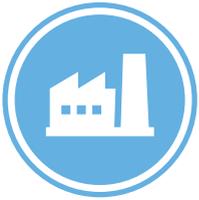
ELEMENTOS DE LAS TIERRAS RARAS:

Lantano (La), Cerio (Ce), Praseodimio (Pr), Neodimio (Nd), Prometio (Pm), Samario (Sm), Europio (Eu), Gadolinio (Gd), Terbio (Tb), Disprosio (Dy), Holmio (Ho), Erblio (Er), Tulio TM, Iterbio (Yb), Lutecio (Lu), Itrio (Y).
 Mischmetal (Mm): Cerio (45-50%), Lantano (25%), Neodimio (15-20%) y Praseodimio (5%). Lantánidos (Ln: del La al Lu).

ELEMENTOS CRÍTICOS Y TIERRAS RARAS

ELEMENTOS CRÍTICOS

AQUELLOS CUYA ESCASEZ DAÑARÍA LA ECONOMÍA DE UN PAÍS
AL RESULTAR ESENCIALES PARA SU INDUSTRIA



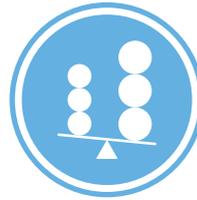
TIPO DE
INDUSTRIA



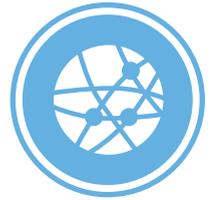
PRECIO



TIEMPO



BALANCE
PRODUCCIÓN/CONSUMO



GEOPOLÍTICA

TIERRAS RARAS

Sc

Escandio

Y

Itrio

La

Lantano

Ce

Cerio

Pr

Praseodimio

Nd

Neodimio

Pm

Prometio

Sm

Samario

Eu

Europio

Gd

Gadolinio

Tb

Terbio

Dy

Disproso

Ho

Holmio

Er

Herbio

Tm

Tulio

Yb

Iterbio

Lu

Lutecio

ELEMENTOS DE LAS TIERRAS RARAS:

CRITICIDAD: SUSTITUIBLE EN DISPOSITIVOS



100%



50%



25%



0%

La Edad de las Tierras Raras

Durante la gran revolución de la química que pusieron en marcha Lavoisier, Mendeleiev y Mosley, principalmente, para ordenar los elementos químicos, se inicia la pequeña historia del descubrimiento de los elementos de las tierras raras en 1787. Se denominaron inicialmente tierras porque no podían separarse de sus óxidos usando las capacidades tecnológicas del siglo XVIII. Solo se podía interpretar que esas «tierras» eran óxidos de metales desconocidos, que se aceptaba su identificación sin llegar a separarlos de sus óxidos. Las tierras raras no solo no son tierras, nombre arcaico que ha quedado obsoleto para la química, aunque suela presentarse¹, sino que tampoco son raras, esto es, escasas. En la corteza terrestre (Figura 1) son más abundantes que el mercurio, el oro o la plata, por ejemplo.

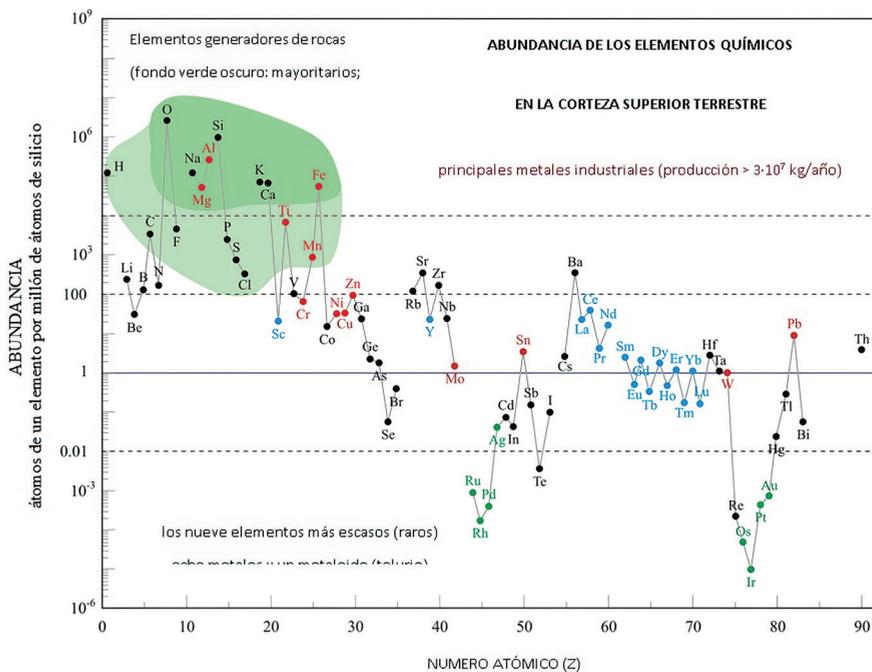


Figura 1. Abundancia relativa de los elementos químicos en la corteza continental superior de la Tierra en función del número atómico. Los elementos de tierras raras están etiquetados en azul (adaptado de E. Generalic, https://www.periodni.com/rare_earth_elements.html).

¹ Ello lleva a sinsentidos como, por ejemplo, el uso corriente del acrónimo REO (*Rare Earth Oxides*) para referirse a los óxidos de elementos de las tierras raras cuando *earth* y *oxide* son sinónimos.

Se denominaron así en un principio por ser muy poco frecuentes los minerales que las contenían y, además, había que buscarlos en Suecia. El descubrimiento² partió de dos minerales: la itterbita o gadolinita, en la mina de Ytterby, y la cerita en la de Bastnäs. Ambos minerales son el punto de partida para el descubrimiento de los demás elementos de las tierras raras, agrupados en dos familias³, la cérica y la ítrica (Tabla 1).

El estudio de las tierras raras estuvo inicialmente restringido, ya que los científicos solo disponían de pequeñas cantidades de muestras para su investigación. Esta limitación terminó en 1879 con el hallazgo de yacimientos de samarskita en Estados Unidos; este óxido acabó con la carestía en los laboratorios químicos. Las tierras raras mantuvieron su nombre, pero a partir de entonces dejaron de ser raras. El descubrimiento y aislamiento de estos elementos prosperó entre 1794 (itrio) y 1907 (lutecio), con la excepción del prometio (1945), surgido con la fabricación de la primera bomba atómica. Fue una gran aventura para la química experimental de unos científicos que poseyeron un toque de «románticos» al buscar los nuevos elementos químicos en la naturaleza dedicando muchas horas de trabajo en sus laboratorios; lo ha descrito George de Hevesy (1885-1966), premio Nobel de Química en 1943, fue «uno de los logros más brillantes que la química experimental haya realizado jamás»⁴.

² Para detalles consultar: PREGO, R.: «Las tierras raras», Editorial Catarata, Madrid, pp. 13-38, 2019.

³ Los elementos de las tierras raras se suelen agrupar en ligeros (LREEs: *Light Rare Earth Elements*) y pesados (HREEs: *Heavy Rare Earth Elements*). Aunque la IUPAC incluye a siete entre los ligeros: desde el lantano hasta el gadolinio (el prometio no se considera), que coinciden con los céricos, y otros siete entre los pesados: del terbio al lutecio, serían los ítricos, hay otras distribuciones diferentes, e incluso se hace una división más en medios (MREEs: *Middle Rare Earth Elements*) o se incluye al itrio entre los pesados. Ello genera confusión y es muy conveniente que se expliciten en el texto los elementos.

⁴ HEVESY, G.: «The discovery and properties of Hafnium», *Chemical Reviews*, 2: 1-41, 1925.

Año	Metal (símbolo)	Autor (país)
Mineral gadolinita (o iterbita)		
1794	itrio (Y)	J. Gadolin (Suecia)
1843	erbio (Er)	C. Mosander (Suecia)
1843	terbio (Tb)	C. Mosander (Suecia)
1878	iterbio (Yb)	J.C. de Marignac (Suiza)
1879	tulio (Tm)	P.T. Cleve (Suecia)
1879	escandio (Sc)	L. Nilson (Suecia)
1879	holmio (Ho)	P.T. Cleve (Suecia)
1886	disproso (Dy)	P.E. Lecoq de Boisbaudran (Francia)
1907	lutecio (Lu)	G. Urbain (Francia) & C. Auer von Welsbach (Austria)
Mineral cerita		
1803	cerio (Ce)	J.J. Berzelius & W. Hisinger (Suecia); M. Klaproth (Alemania)
1839	lantano (La)	C. Mosander (Suecia)
1879	samario (Sm)	P.E. Lecoq de Boisbaudran (Francia)
1885	praseodimio (Pr)	C. Auer von Welsbach (Austria)
1885	neodimio (Nd)	C. Auer von Welsbach (Austria)
1886	gadolinio (Ga)	J.C. de Marignac (Suiza) & P.E. Lecoq de Boisbaudran (Francia)
1898	europio (Eu)	E. Demarçay (Francia)
Desintegración del uranio		
1945	prometio (Pm)	J. Marinsky, L. Glendenin & C. Coryell (USA)

Tabla 1. Descubrimiento de los elementos de las tierras raras.
 Basado en Krebs, R.E., 2006. *The history and use of our Earth's chemical elements* (2ª Ed.). Greenwood Press.

Así, paso a paso, de una manera temporalmente discontinua, se identificaron los 16 elementos que aparecen en la Tabla 1. Ellos, junto con el prometio (61Pr), que se obtuvo por otros caminos, constituyen los 17 componentes que conforman los elementos de las tierras raras: escandio (21Sc), itrio (39Y), lantano (57La), cerio (58Ce), praseodimio (59Pr), neodimio (60Nd), prometio (61Pm), samario (62Sm), europio (63Eu), gadolinio (64Gd), terbio (65Tb), disproso (66Dy), holmio (67Ho), erbio (68Er), tulio (69Tm), iterbio (70Yb) y lutecio (71Lu). El número que precede al símbolo químico de cada elemento es el número atómico

(sigla Z), esto es, el número de protones que tiene su núcleo. Al ser el átomo eléctricamente neutro, esas cargas positivas se compensan con un número igual de electrones situados en diferentes orbitales rodeando al núcleo. Desde el lantano hasta el lutecio aumenta un protón y un electrón de un elemento al siguiente, formando el grupo de los denominados lantánidos. En la naturaleza no existen en estado nativo, sino como iones normalmente con tres cargas positivas. Los radios iónicos de los lantánidos son muy parecidos. A ese conjunto se incorporan itrio y escandio, también cationes trivalentes, ya que suelen aparecer mezclados con los lantánidos en los mismos yacimientos. Estas similitudes entre los lantánidos, por sus orbitales electrónicos «f», su trivalencia y radio iónico, hace que se comporten químicamente de manera muy parecida, por lo que se presentan en unos mismos minerales, aunque en diferentes proporciones, lo que condiciona su separación y, consiguientemente, su descubrimiento.

Entre el centenar de científicos que participaron en esta labor realizada en Europa (Tabla 1), se encuentra Carl Auer von Welsbach⁵, quién no solo era un buen químico, descubrió al praseodimio y neodimio, sino también un brillante hombre de negocios. Auer inició un exitoso camino comercial con la primera aplicación industrial de las tierras raras. Cuando, a finales del siglo XIX, se pensaba que la electricidad sustituiría al gas en la iluminación de las ciudades, patentó la «Auerlicht», que incrementaba la luz del gas por efecto de incandescencia proporcionada con una frágil camisa suspendida de hilos metálicos hechos con cerio y torio, rodeando la llama de gas. Bombay, París, Berlín, Viena... En 1913 se fabricaron 300 millones de lámparas Auer. A su creador, el emperador Francisco José de Austria le concedió el título de barón «von Welsbach». Hoy en día su invento proporciona una intensa luz en las lámparas de campin-gas. Otra consecuencia de su inventiva, que perduró hasta nuestros días, fue la piedra de mechero, una aleación de cerio y hierro que desbancó a las cerillas que, desde hacía medio siglo, encendían fuegos. Esta visión práctica de Auer hace ver que disponer fácilmente de energía, que un humilde mechero de chispa nos inicia, es importante, pero también el saber gastarla, sacando el mayor rendimiento posible sin aumentar su consumo. Estos dos puntos son básicos para la sociedad actual en el manejo de la energía.

⁵ BAUMGARTNER, E.: «Carl Auer von Welsbach a Pioneer in the industrial application of rare earths», en: «Episodes from the history of the rare earth elements» (C.H. Evans, Ed.), Kluwer Academic Publishers, Londres, pp. 113-130.

El recurso de los elementos de las tierras raras ha transformado nuestra sociedad a partir de la década de 1960. Sus elementos son abordables técnicamente al disponer de energía, procedimientos e instalaciones para el aislamiento de esos metales. Tras la labor de Auer hace un siglo, las invenciones sucesivas de los microprocesadores (1971), imanes (1966-1983), Internet (1981) teléfonos móviles (1991) y teléfonos inteligentes (2005) aumentaron la demanda de tierras raras; ellas nos han impulsado hacia una sociedad de alta tecnología. Los elementos de las tierras raras están en nuestros bolsillos, por ejemplo en los billetes de euro y los teléfonos móviles, en nuestras gafas, si las usamos, en algunas circonitas de joyería; en nuestra vida cotidiana, ordenadores, pantallas, cocinas y máquinas de fotos, vehículos (coches, patinetes...), neveras y congeladores, raquetas de tenis y palos de golf, bicicletas (eléctricas o no), luces...; nos ofrecen calidad de vida en hospitales y clínicas dentales, fibras ópticas y wifi, transporte...; la tecnología que disfrutamos hoy en día se basa en buena parte en las tierras raras, hasta el punto de que retrocederíamos hasta los años sesenta del siglo pasado si no existiesen. Se puede afirmar que después de las Edades del Cobre, Bronce y Hierro podremos decir, por sus aplicaciones, que estamos en la Edad de las Tierras Raras⁶.

El objeto de este artículo es mostrar con una visión de conjunto por qué los elementos de las tierras raras son vitales para nuestra sociedad y cómo interactúan con la energía.

Una inmensa variedad de utilidades

Usualmente se considera que la historia de las tierras raras ha seguido tres etapas: una inicial con su descubrimiento (hasta 1947) que fue seguida por su estudio (hasta 1969) para terminar con el desarrollo de aplicaciones (hasta hoy en día) y su introducción en la vida cotidiana. No obstante, los hechos asociables a cada etapa se superponen. Son ejemplo las patentes de Auer o la investigación en marcha de nuevas propiedades fisicoquímicas sobre láseres y magnetismo. El gran impulso lo recibieron las tierras raras con la invención de los televisores de color en la década de 1960. Ese éxito comercial estuvo ligado a una mayor

⁶ ONDREICKA, B.; SAMMAN, N.: «Rare Earth», Sternberg Press, Berlín, 272 pp.: 2020. https://www.tba21.org/#item--rare_earth--525. Fecha de la consulta 25.01.2021.

explotación minera junto con nuevos métodos para la obtención de sus elementos en estado de gran pureza, lo que facilitó la investigación de nuevas propiedades y aplicaciones. A partir de entonces la búsqueda científica surgida a finales del siglo XVIII para entender mejor el mundo que nos rodea con la recompensa de gloria académica u honores científicos se ha convertido en el negocio tecnológico de las aplicaciones, que condicionan mucho la investigación científica centrándola en resultados económicos. El gigante que es actualmente nuestra sociedad de alta tecnología, no deja de tener sus pies en una ciencia altruista de hace dos siglos.

El papel que tienen los 17 elementos de las tierras raras en las aplicaciones se condensa en la tabla 2 para cada elemento, aunque en un mismo aparato pueden intervenir varios de ellos.

Escandio	Agente de rastreo en refinerías de petróleo, aditivo en lámparas de halogenuros, aumentar la dureza del aluminio (bicicletas, raquetas, palos de golf...), aleaciones de metales en la industria aeroespacial.
Itrio	Bombillas de bajo consumo, cerámica, aleaciones metálicas, láseres cortadura, mejora eficiencia de combustibles, comunicación por microondas, pantallas LCD, sensores de temperatura.
Lantano	Electrodos para baterías recargables, catalizadores para el refinado de petróleo, baterías vehículos eléctricos, lentes de cámaras digitales de alta tecnología, cámaras de vídeo, baterías de portátiles, películas de rayos X, láseres.
Cerio	Catalizador en refinerías de petróleo, piedras de mechero, electrodos para baterías recargables, colorante cerámico, aditivo diésel para catalizar descomposición de humos, filtros UV, aleaciones metálicas, abrillantadores de lentes (vidrio, placas frontales de televisión, espejos, vidrio óptico, microprocesadores de silicio y unidades de disco).
Praseodimio	Láseres, motores eléctricos (v.g., aerogeneradores, vehículos, drones), aditivo en los cristales de las gafas de soldadura, aumentar la resistencia a la corrosión del imán, pigmento en vidrios y esmaltes, reflectores, lentes de señales de aeropuerto, filtros fotográficos.

Neodimio	Motores eléctricos (v.g., aerogeneradores, vehículos, drones, por ejemplo), aditivo en los cristales (gafas de soldadura, faros coches, por ejemplo), condensadores de cerámica, electrodos para baterías recargables, aparatos de resonancia magnética para hospitales, imanes de alta potencia para portátiles, láseres, catalizadores de <i>fracking</i> de fluidos.
Prometio	Pinturas fosforescentes, baterías nucleares, fuente de radiación beta, fuente radioactiva para instrumentos de medición de espesores.
Samario	Láseres, imanes de alta temperatura, varillas de control de reactores nucleares.
Europio	Láseres, autenticar billetes, pantallas de cristal líquido (LCD), iluminación fluorescente, aditivo para vidrio.
Gadolinio	Memorias de ordenadores, láseres para cortar acero, tubos de rayos X, agente de contraste para resonancias magnéticas en hospitales, aditivo para vidrio.
Terbio	Láseres, lámparas fluorescentes, aditivo en imanes de neodimio, iluminación y pantallas, sistemas de guía y control.
Disprosio	Discos duros en informática, aditivo en imanes de neodimio, láseres.
Holmio	Láseres, los más poderosos imanes fabricados, aparatos de resonancia magnética para hospitales.
Erbio	Láseres, paneles solares, mantenimiento de la señal en fibras ópticas, colorante en vidrios.
Tulio	Láseres, aparatos radiografía de rayos X (v.g., clínicas dentales), imanes de alta potencia.
Iterbio	Tecnología de fibra óptica, paneles solares, aleaciones (acero inoxidable), fuente de radiación para equipos portátiles de rayos X, láseres (cortar metales y plásticos duros), bengalas.
Lutecio	Bombillas led, vidrios con altos índices de refracción, pantallas de rayos X, catalizador en refinерías de petróleo para producir gasolina y diésel.

Tabla 2. Principales aplicaciones de los elementos de las tierras raras.

Las propiedades químicas de las tierras raras son muy parecidas, pero no las físicas, lo que explica la especificidad de sus propiedades ópticas y magnéticas. En el mercado de consumo no existe una clasificación uniforme para las aplicaciones de tierras raras y se suelen agrupar siguiendo nueve sectores: baterías, aditivo para vidrios, catalizadores (refinado del petróleo, vehículos), cerámica, imanes, metalurgia (aleaciones...), pigmentos y luminiscentes (láser, iluminación, pantallas LCD...), pulido y otros. La estimación realizada para 2020⁷ se expone en la Figura 2. No difiere de otras anteriores, por ejemplo la de 2015⁸. La mitad de la producción se consume para imanes y catálisis. En términos de valor económico, los imanes y luminiscentes generan las mayores ganancias. El consumo de elementos de las tierras raras está dominado⁹ por el neodimio (49 %) y praseodimio (20 %), que forman parte principal de los imanes, seguido por el lantano (6 %), cerio (4 %) y terbio (4 %); los demás están por debajo del 2 %.

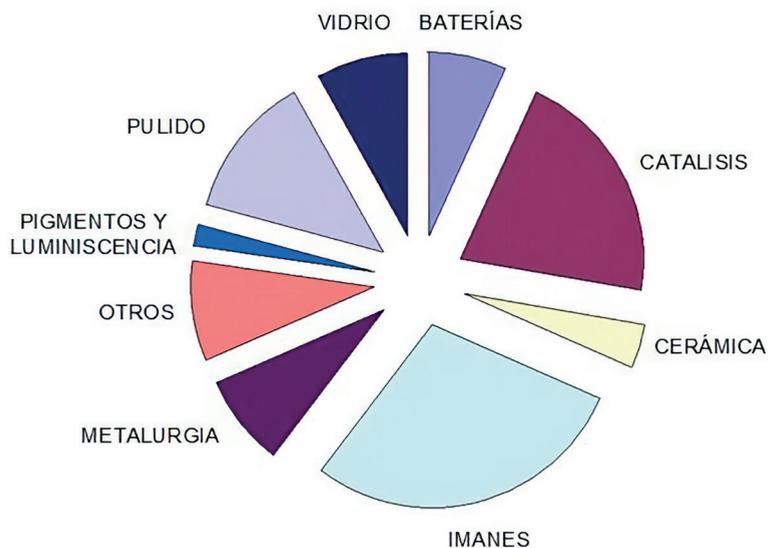


Figura 2. Distribución del consumo de los elementos de las tierras raras según sus aplicaciones en 2020.

⁷ ROSKILL: «Rare Earths». <https://roskill.com/market-report/rare-earths/> Fecha de la consulta 25.01.2021.

⁸ ZHOU, B., LI, Z., CHEN, C.: «Global potential of rare earth resources and rare earth demand from clean technologies», *Minerals*, 7: 203, 2017.

⁹ <https://www.statista.com/topics/1744/rare-earth-elements/> Fecha de la consulta 25.01.2021.

Sin embargo, el coste de los diferentes óxidos de estos elementos va ligado a su escasez en los minerales y en la dificultad de separación. El iterbio y el lutecio son un aparte por su precio elevado y reducida producción. Entre los demás destacan¹⁰ los óxidos de escandio (955 USD/kg con un 99,99 % de pureza; noviembre de 2020 en EXM¹¹ China) y terbio (805 USD/kg; ídem). Hay que tener en cuenta que los precios varían mensualmente, según el mercado (chino, hindú...), el grado de pureza del óxido o, incluso, el volumen de la compra. Los usos militares merecen un comentario separado por su importancia en los juegos geopolíticos, aunque engloben algunas de las aplicaciones citadas.

Aplicaciones militares y optrónicas

La historia de las tierras raras y el uranio se entrecruzan al aparecer ambos juntos en algunos minerales y que, en ocasiones, los expertos nucleares también intervinieron en el aprovechamiento de las menas de las tierras raras. El proyecto Manhattan para la fabricación de las dos primeras bombas, una de hidrógeno y otra de plutonio, abrió la puerta a una mejor separación de las tierras raras. En ese entorno secreto tres científicos norteamericanos, Jacob Marinsky, Lawrence Glendenin y Charles Coryell, fueron contratados por su experiencia en tierras raras y la similitud de ellas con el uranio y el plutonio, para que investigaran cómo separar isótopos radiactivos. Según Marinsky¹², los dos proyectos más emocionantes desarrollados en los laboratorios Clinton durante 1944-45 fueron el descubrimiento del elemento 61 (prometio) y la obtención de la fuente radiactiva que necesitaba Robert Oppenheimer para hacer estallar una bomba atómica. Todo lo relacionado con ello era considerado secreto militar por el ejército norteamericano, por lo cual el anuncio del descubrimiento se retrasó hasta 1947. El prometio es el único elemento de las tierras raras que merece la calificación de raro. En toda la corteza terrestre es tan escaso que no llega a sumar un kilogramo; es radiactivo y se desintegra completamente en unos pocos años. Corrientemente no se le tiene en cuenta dentro

¹⁰ <https://en.institut-seltene-erden.de/unser-service-2/metall-preise/seltene-erden-preise/> Fecha de la consulta 25.01.2021.

¹¹ El importador ha de asumir los costes logísticos de la mercancía desde el almacén del proveedor hasta el del importador.

¹² MARINSKY, J. A.: «The search for element 61», en: «Episodes from the history of the rare earth elements» (C.H. Evans, Ed.), Kluwer Academic Publishers, Londres, pp. 91-108, 1996.

de las tierras raras. El necesario para unas pocas aplicaciones se obtiene artificialmente en reactores nucleares, ya que es uno de los elementos resultantes de la fisión del uranio.

La guerra fría condujo a la búsqueda y desarrollo de sistemas de vigilancia de otros países y a la carrera espacial, lo que impulsó aún más la investigación de las aplicaciones y la demanda de los elementos de las tierras raras. El poder basado en los ejércitos se apoya completamente en el espectro de tecnologías militares que dichos elementos proporcionan. Sin ellos, los países no podrían producir gran parte del equipo necesario para su defensa. Las naciones son reacias a proporcionar información. Algo más transparente es EE. UU.; aunque no proporciona detalles¹³, los destinos de las tierras raras quedan recogidos bajo epígrafes amplios como sistemas de objetivos y armas, sistemas de guía y control, y motores eléctricos o dispositivos de comunicación, y pantallas para visualizar datos analógicos y digitales. Pese a todo es posible obtener alguna información sobre las aplicaciones militares imprescindibles¹⁴. Sirven en los sistemas de guía y control que dirigen misiles y bombas hacia sus objetivos (terbio, disprosio, samario, praseodimio y neodimio). El misil Patriot utiliza neodimio y samario en los motores eléctricos y sus sistemas de guía por radiofrecuencia precisan de gadolinio, itrio y samario para controlar magnéticamente el flujo de señales electrónicas en radar y sonar para mantener la navegación. El misil SideWinder, que actúa por búsqueda de calor, tiene imanes de tierras raras en sus aletas para controlar la trayectoria de vuelo. Las bombas inteligentes, municiones guiadas de precisión, tipo crucero Tomahawk, antibuque (ASM) y tierra-aire (SAM), así como destructores de búnker requieren disprosio, neodimio, praseodimio, samario y terbio. Otros ejemplos son aviones y buques de guerra. Un caza F-22 contiene itrio, terbio y erbio en sus sistemas de ópticos, de detección y fibra óptica (en un F-35 hay 400 kilogramos de metales de tierras raras). Un submarino nuclear necesita 4 toneladas, entre ellas europio y lutecio para sus sónares activos y pasivos. Un destructor clase Aegis-2 lleva 2,5 toneladas y láseres para la detección de minas y contramedidas. Los motores eléctricos del futuro destructor militar guiado Zumwalt de la Armada Norteamericana requiere potentes imanes permanentes (terbio, disprosio, samario, praseodimio y neodimio). Hay láseres montados en

¹³ EPA 600/R-12/572, «Rare Earth elements: a review of production, processing, recycling, and associated environmental issues», 2012.

¹⁴ <https://www.defensemecianetwork.com/> Fecha de la consulta 25.01.2021.

vehículos, como tanques y vehículos blindados, que posibilitan identificar objetivos enemigos hasta 35 kilómetros de distancia y aumentar la probabilidad de obtener impactos directos como en el tanque Abrams (europio, neodimio, terbio e itrio). El itrio se emplea en mejorar el blindaje de vehículos militares. Los radares precisan, al menos, de europio y lutecio. Finalmente, un ejército que depende de productos de alta tecnología para la comunicación entre los soldados y sus equipos; son de uso corriente móviles, ordenadores y pantallas táctiles. Los componentes actuales y futuros para la guerra electrónica y los radares dependen estrictamente de las tierras raras. La potencia de un ejército actual se apoya fundamentalmente en su tecnología, siendo motivo de continua investigación y desarrollo.

En los países avanzados se mezcla la investigación científica civil y militar, y se intercambian algunos frutos de las aplicaciones. Es el caso de los sistemas optrónicos. Son equipos formados por radar, láser, y calculadores electrónicos aplicados a la localización y seguimiento automático de blancos que pueden detectar objetos bajo cualquier condición de luz, evaluar sus características y efectuar su seguimiento por imágenes. El mejor ejemplo militar son los drones tipo Predator que disponen de destinos civiles para la vigilancia de instalaciones críticas y de alto riesgo como puertos, aeropuertos, industrias, centrales térmicas y nucleares...

Aplicaciones relacionadas con la energía

La variedad de posibilidades tecnológicas que las propiedades de los elementos de las tierras raras ofrecen se han expuesto anteriormente, ahora merece la pena profundizar algo más en las que atañen a la energía. Se pueden agrupar según su conexión con ella siguiendo tres escalones: el primero corresponde directamente a la producción de energía; el segundo, a obtener una mayor eficiencia en el consumo de energía; y la tercera atendiendo a los medios que facilitan el manejo de la misma. Los tres se entremezclan en las emergentes tecnologías limpias, como turbinas eólicas, vehículos eléctricos, baterías recargables e iluminación de bajo consumo. Los elementos de las tierras raras clave para las tecnologías limpias son lantano, cerio, neodimio, europio, terbio, disprosio e itrio y la mayoría de las aplicaciones requieren solo uno o dos de ellos. Las cantidades y equipos donde se emplean se indica en la Tabla 3, donde destacan los 120 kilogramos de neodimio y 12 de disprosio, por término

medio, necesarios actualmente por cada megavatio de potencia del generador eólico. En el modelo más común, ambos metales se localizan en el de eje horizontal, donde un rotor formado por tres palas engarzadas al buje hace girar un eje conectado a una multiplicadora que eleva la velocidad de giro a 1500 revoluciones por minuto para producir energía alterna que se transmite a la red eléctrica. El generador funciona de manera semejante a una dinamo cuyo potente imán está construido con una aleación de neodimio (hasta un 30 %), hierro y boro. El inconveniente es que pierde sus propiedades magnéticas a una temperatura inferior a otros imanes, por ello se incluye disprosio, y en ocasiones también terbio, para mejorarlo. En un parque eólico intervienen, asimismo, elementos de las tierras raras en los equipos informáticos para control, gestión y comunicación.

Otra aplicación llamativa en la producción de energía, por lo raro del elemento y lo singular de la misma, es la utilidad del prometio como fuente de alimentación en pilas atómicas. El isótopo de número másico (número de protones más neutrones) 147 del prometio se obtiene artificialmente y al transmutarse a samario emite partículas beta, esto es, electrones, con baja energía, lo que evita un pesado blindaje. Forma parte de un pequeño grupo de isótopos radiactivos empleados en baterías betavoltaicas. Son capaces de general voltajes de corriente muy bajos que se usan en vehículos espaciales. En el caso del prometio-147, la pila dura unos cinco años y podría estarse aplicando militarmente en los sistemas guía de misiles para evitar una intromisión en sus sistemas informáticos.

Un ejemplo del segundo escalón en la mejora de eficiencia energética es la iluminación. Los elementos de las tierras raras permiten un menor gasto de electricidad por su uso, bien en tubos fluorescentes (*linear fluorescent lamp*: LFL), en bombillas fluorescentes (*compact fluorescent lamp*: CFL), y, recientemente, en luces led (*light-emitting diode*: LED). Desde que el invento de Auer intensificara la luz de gas actuando a través del óxido de torio (hoy en día itrio) que acumulaba energía calorífica de la combustión del gas y la emitía como radiación infrarroja, la cual, a su vez, era convertida por el óxido de cerio en una brillante luz visible. La iluminación por incandescencia de Auer tiene su versión actual en lámparas fluorescentes de mercurio. Este metal actúa como fuente de energía, y el recubrimiento del vidrio interior con poco menos de un gramo de elementos de las tierras raras (Tabla 3), basta para producir una luz semejante a la diurna. Dicha fuente

de energía también puede ser una fría luz led que, incorporando trazas de europio e itrio (tabla 3), proporcionan una iluminación variada, tan corriente hoy en día en casas, coches, señales, decoración... Los ledes están sustituyendo a los fluorescentes, ya que proporcionan ahorro de energía, mantenimiento, control y ofrecen variedad de colores. La previsión para dentro de diez años¹⁵ es una fuerte caída en la demanda de fluorescentes (LFL y CFL), duplicándose, por el contrario, la de ledes. No obstante, se está experimentando con luces led basadas en la nanotecnología de puntos cuánticos (*quantum dots*: QD)¹⁶ que pueden remover el mercado futuro y llegar a desconectarlo de las tierras raras.

Aplicación	por	Disproso (kg)	Neodimio (kg)	Cerio (g)	Europio (g)	Lantano (g)	Itrio (g)	Terbio (g)
Turbinas eólicas	MW	12	120					
Vehículos eléctricos	motor	0,075	0,45					
Ídem bicicletas o patinetes	motor	0,031	0,038					
Baterías NiMH	batería		0,255	860		610		
Tubos fluorescentes	lámpara			0,18	0,041	0,077	0,56	0,045
Lámpara fluorescente	lámpara			0,14	0,095	0,462	1,3	0,105
Diodos LED	lámpara				0,0004		0,005	
Catalizadores	coche			20				

Tabla 3. Consumo de elementos de las tierras raras en cada una de sus principales aplicaciones en energías limpias.

Basado en: Zhou, B., Li, Z., Chen, C. 2017. Global potential of rare earth resources and rare earth demand from clean technologies. *Minerals*, 7: 203.

El motor eléctrico precisa neodimio y disprosio en sus imanes. El campo magnético giratorio del estator arrastra al fijo del rotor, haciéndolo girar y propiciando que unos engranajes hagan, a su vez, moverse las ruedas del coche. Las cantidades de tierras raras utilizadas no llegan a medio kilogramo, aunque un coche híbrido puede contener hasta once kilogramos en otros equipamientos. El alto rendimiento y su reducido tamaño le hace apropiado para coches híbridos y eléctricos, patinetes, bicicletas e incluso drones.

¹⁵ ZHOU & CHEN, nota 8.

¹⁶ <https://electricaltrends.com/2019/06/03/impacts-on-lighting-if-china-weaponizes-rare-earth-metals/> Fecha de la consulta 25.01.2021.

La industria del automóvil está buscando alternativas tecnológicas a los motores eléctricos de imanes permanentes compuestos por tierras raras. En la actualidad existen dos posibilidades¹⁷: una, los motores eléctricos con un sistema externo de excitación que sustituye a los imanes; otra, imanes formados por materiales magnéticos que realicen la misma función y reduzcan al máximo la necesidad de las tierras raras. Pese a todo, ningún otro imán puede igualar su rendimiento, «realmente no se pueden reemplazar los imanes de tierras raras», en palabras de Da Vukovich, presidente de Alliance LLC¹⁸.

El neodimio es un metal importante para los actuales planes de explotación a gran escala de la energía eólica, principalmente la marina. El continuo aumento en la fabricación de turbinas eólicas, unido al de vehículos híbridos y eléctricos, hace que la demanda de neodimio haya crecido de manera continua. La empresa Toyota prevé que la demanda de neodimio excederá la oferta a partir de 2025 y está desarrollando motores eléctricos con la mitad de metales de tierras raras. La Agenda Verde, objetivo de muchos gobiernos nacionales y organismos internacionales para reducir emisiones de carbono, conllevará un crecimiento en la demanda de las tierras raras necesarias en la generación de energía renovable y el transporte con cero emisiones. Para 2030 se ha estimado¹⁹ un aumento del 35 % en los MW de energía eólica, se doblarán las baterías NiMH y el número de vehículos eléctricos será 14 veces superior. El informe *Perspectivas del mercado de tierras raras de Roskill*²⁰ para ese año proporciona un desglose detallado de la demanda, evaluando las tendencias tecnológicas y de la industria, y su impacto en el consumo de cada elemento por mercado de uso final; pronostica que las aplicaciones de imanes de tierras raras representarán un 40 % de la demanda total de esos metales.

En este segundo escalón se encuadra el almacenado de la energía: baterías electroquímicas para dispositivos portátiles y almacenamiento de hidrógeno²¹. Las baterías recargables de níquel e hidruro de metal (Ni-MH) se usan corrientemente como fuentes

¹⁷ <https://www.hibridosyelectricos.com/articulo/tecnologia/motores-electricos-tierras-raras-son-possibles-son-alternativas/20200124185136032768.html> Fecha de la consulta 25.01.2021.

¹⁸ *Ibidem*.

¹⁹ ZHOU & CHEN, nota 8.

²⁰ ROSKILL, nota 7.

²¹ JIANG, Z., WANG, J., CAO, D.: «Research Progress of Rare Earth-Based Hydrogen Storage Alloys», *Key Engineering Materials*, 861: 354-362, 2020.

de energía. Forman parte de la electrónica de consumo: ordenadores personales, teléfonos, equipos de audio, televisores, calculadoras, sistemas GPS, cámaras digitales, reproductores y grabadores de vídeos... Son las más extendidas en los vehículos eléctricos e híbridos. El cátodo de la batería está elaborado con una aleación (*Mischmetall*) de elementos de tierras raras que contiene proporciones variables de cerio (45-50 %), lantano (25 %), neodimio (15-20 %) y praseodimio (5 %). Las baterías Ni-MH reemplazan las de níquel-cadmio, pues aportan el doble de energía, no son contaminantes y se pueden recuperar los metales para fabricar nuevas baterías. A su vez está siendo amenazada por las que usan litio, que ofrecen una parecida capacidad en la mitad de tamaño, aunque a mayor coste. No se prevé que disminuya la demanda de baterías Ni-HM, sino que se duplique su número en 2030²².

En el tercer escalón se encuadran todas las aplicaciones de apoyos a los sistemas que controlan las fuentes y distribución de la energía: sistemas de comunicación, equipos informáticos, controles de seguridad... La necesidad de disponer de reservorios de energía hace que se esté experimentando con diferentes aleaciones²³ para almacenar hidrógeno. Son muy atractivas las de lantano-níquel (LaNi₅) o Mm-níquel-aluminio-cobalto-manganeso (*Mischmetall* se simboliza por Mm). Los depósitos de hidruros de tierras raras forman redes cristalinas con intersticios en los que pueden quedar adsorbidas moléculas de hidrógeno gas; después lo liberan mediante una ligera calefacción y condiciones catalíticas apropiadas, haciendo posible su utilización como combustible.

En el aspecto de control de la energía de origen nuclear participan varios isótopos de las tierras raras: samario, gadolinio, disprosio, holmio y erbio. El samario-149 presenta el fenómeno curioso de ser «relativamente» estable, ya que se desintegra tan lentamente que aún no se han observado fisiones, esto es necesita más tiempo que la edad del universo! Por otra parte, resulta un veneno nuclear, es decir, un material absorbente de neutrones, útil para reducir la alta reactividad inicial del combustible nuclear, el uranio en el núcleo del reactor, haciendo que las desintegraciones se ralenticen. En este proceso es el más eficiente después del isótopo 135 del xenón. Debido a que el samario no se desintegra, pre-

²² ZHOU & CHEN, nota 8.

²³ UCHIDA, H., HARADA, M.R.: «Application of hydrogen storage alloys», en: «Science and Engineering of Hydrogen-Based Energy Technologies» (P.E. de Miranda, Ed.), Academic Press, Londres, pp. 290-302, 2018.

senta el inconveniente de que solo puede estar operativo durante unos 20 días²⁴. Algo parecido sucede con el gadolinio-157²⁵. Es un veneno combustible (se desintegra) que se carga en el núcleo del reactor como aditivo para controlar la reactividad del exceso y prevenir los picos de potencia en algunas regiones del reactor sin tener que aplicar las barras de control. En reactores de agua en ebullición se utiliza habitualmente el trióxido de gadolinio. Los venenos solubles también se aplican en los sistemas de parada de emergencia inyectando disoluciones nitrato de gadolinio directamente en el refrigerante del reactor. Asimismo, el disprosio natural absorbe neutrones fácilmente y es aleado con acero; su óxido combinado de níquel se añade a un cemento especial usado para enfriar las barras de los reactores nucleares. El holmio también se aplica, en ocasiones, como veneno consumible para mantener una reacción nuclear en cadena bajo control. En Rusia, los estudios sobre el desarrollo de un combustible de uranio-erbio para sus reactores del tipo RBMK comenzaron después del accidente de Chernóbil a fin de mejorar su rendimiento y seguridad. Para los isótopos 166 y 167 del erbio se ha validado su destino como absorbentes del combustible nuclear en las centrales de Leningrado, Kursk y Smolensko²⁶, y se ha adoptado²⁷ este combustible primero para reactores RBMK-1500 y luego en RBMK-1000.

Finalmente, hay que incluir al lantano y cerio al ser un apoyo de las tecnologías limpias como convertidores catalíticos en los automóviles²⁸. En la década de 1990 se desarrollaron catalizadores con platino, paladio, rodio y óxido de cerio depositado sobre aluminio y óxido de lantano. Su acción es disminuir la contaminación producida por los gases de post-combustión emitidos por los tubos de escape de los vehículos. Los hidrocarburos no quemados, el monóxido de carbono y los óxidos nitrosos producidos por los motores de explosión diésel son procesados a dióxido de carbono, gas nitrógeno y vapor de agua hacia la atmósfera. Posteriormente se incluyeron nuevos catalizadores conteniendo cerio en los filtros antipartículas; ello facilita la combustión de hollines en el filtro, reduciéndose su expulsión al 1 %. Incluso puede suministrarse el óxido de cerio como catali-

²⁴ O'BRIEN, J.: «Fundamentals handbook nuclear physics and reactor theory». U.S. Department of Energy, 2015.

²⁵ *Ibidem*.

²⁶ BYSTRIKOV, A.A. *et al.*: «Experience in using uranium-erbium fuel in power-generating units with RBMK-1000 reactors», *Atomic Energy*, 100: 165-170, 2006.

²⁷ FEDOSOV, A.M.: «RBMK Uranium-Erbium Fuel», *Atomic energy*, 124: 221-226, 2018.

²⁸ PREGO, nota 2, pp. 88-89.

zador líquido en el combustible. Este aditivo, de reconocida eficacia, acompaña a los gases del escape y reduce la temperatura de combustión del hollín, lo que ayuda a limpiar el turbo y los filtros de partículas.

La bibliografía habla: comunicando lo investigado

Las tierras raras entraron en el conocimiento de la humanidad en la Suecia de 1787 y, en 1947, se comunicó en EE. UU. el descubrimiento de la última de ellas. Durante ese intervalo de años, los científicos informaron a sus colegas de los avances mediante encuentros personales y la publicación de sus estudios en revistas científicas nacionales alemanas, inglesas y francesas, principalmente. Lo aparecido en otros idiomas quedó en el anonimato. Cuando, en 1897, Konstantin von Chrustchoff anunció en una revista rusa que había separado dos nuevos elementos, que bautizó como glaucodinio y rusio, la novedad permaneció desconocida fuera de su país. El intercambio de ideas y experiencias ayudó en los avances de la investigación, que fue un duro trabajo de científicos europeos (Suecia, Francia, Austria, Suiza y Alemania; Tabla 1), donde los problemas para la separación e identificación de los elementos de las tierras raras en el siglo XIX los resumió Urbain con una breve sentencia: «era un mar de errores, y la verdad se ahogaba en él»²⁹. Durante el siguiente siglo, el dinamismo editorial fue mucho mayor y las aplicaciones, tanto puramente científicas (geología, astronomía...) como aplicadas (ciencia de los materiales, ingeniería...), vieron la luz en publicaciones de difusión internacional. Resulta muy revelador hacer un seguimiento de los trabajos difundidos por una amplia base de datos bibliográfica.

La plataforma tecnológica «Scopus» ha sido desarrollada por Elsevier, pero es gestionada independientemente por un comité editorial internacional desde 2009; resulta accesible para la red de bibliotecas del CSIC. Los contenidos, 24 500 títulos de publicaciones seriadas de más de 5000 editores en 140 países, se consultaron a través de la web de Scopus³⁰ y son la fuente de información seguida. De entrada, se han seleccionado las publicaciones que atienden a revistas científicas, capítulos de libros y revisiones

²⁹ TRÍFONOV, D. N., TRÍFONOV, V. D.: «Cómo fueron descubiertos los elementos químicos». Editorial MIR, Moscú, p. 141, 1984.

³⁰ <https://www.scopus.com/search/form.uri?display=basic> Fecha de la consulta 25.01.2021.

temáticas en cuyo título o palabras clave aparece «rare earths»; la búsqueda se hizo a nivel internacional y también en España. Se encontraron 86 916 documentos, de los cuales 943 corresponden a España (1,1 %), entre ellos 59 están escritos en nuestro idioma, en buena parte, por autores iberoamericanos. En ambos casos predominan los artículos científicos, 96,8 % y 96,9 %, respectivamente. En la Figura 3 se representan el número de documentos publicados frente al año de aparición hasta la fecha de 2020. El primer documento, un artículo, que aparece recogido, data de 1881 y las publicaciones fueron pocas hasta después de la Segunda Guerra Mundial, cuando ya superan anualmente la decena (Figura 3). Por entonces se encontraron nuevos métodos de separación para las tierras raras y hubo una progresiva mejora en su purificación, lo cual permitió estudiar nuevas propiedades, como el efecto láser y las aplicaciones en magnetismo y óptica. En 1962 las publicaciones sobrepasaron la centena, fue el inicio de la época dorada (Figura 3). Los elementos de las tierras raras se incorporan de lleno a la vida cotidiana (sin olvidar las contribuciones de Auer) con la comercialización de televisores en color que utilizan al europio.

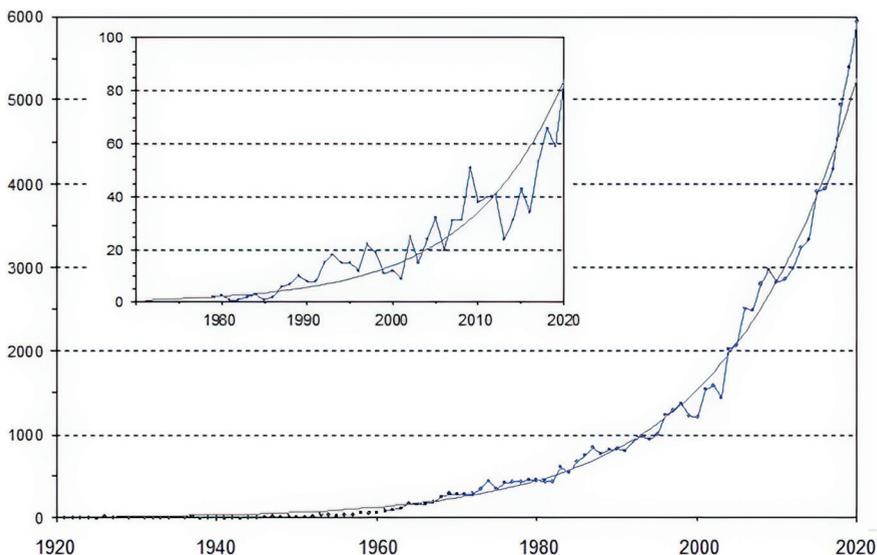


Figura 3. Número de publicaciones científicas aparecidas anualmente a nivel mundial sobre tierras raras en la base bibliográfica Scopus, la cual recoge 86.916 desde el año 1882. Los datos crecen exponencialmente desde 1961 con un ajuste de R^2 igual a 0,983. En la esquina superior izquierda se representa lo mismo para la producción española. Hay 943 publicaciones que se iniciaron en el año 1979 que muestran una tendencia semejante con una R^2 igual a 0,831.

En España (Figura 3) la base de datos inicia su registro en 1979, para sobrepasar anualmente la decena de documentos en 1992; luego sigue una tendencia creciente, si bien con irregularidades, a manera de la caída acontecida entre los años de 2013-2016. En general esa progresión es semejante a la internacional, que mantiene un periodo de expansión marcado por una proliferación exponencial de publicaciones científicas. A ese respecto, David Abraham³¹, estratega en el campo de los recursos naturales del norteamericano Technology, Rare and Electronic Materials Center³², opina que «la investigación es crucial para descubrir los secretos de la ciencia de los materiales... Los gobiernos deberían trabajar más cerca de las instituciones de investigación y la industria tecnológica para comprender mejor las demandas futuras de metales raros». La frase pierde su optimismo para la cultura occidental cuando se revisan los documentos científicos con mayor profundidad reparando en los países, las fuentes de financiación y la filiación de los autores. En este último punto dominan los autores chinos. El mayor número de escritores en temas de las tierras raras pertenece a la Academia China de Ciencias seguido, la mitad en número, por la Academia Rusa de Ciencias. Entrambos países están ocho de las diez afiliaciones más frecuentes: seis son chinas y dos rusas. Solo aparecen un par con diferente origen: el CNRS francés (en tercer lugar) y la universidad japonesa de Tohoku (décimo lugar). En cuanto a las fuentes de financiación para los artículos el dominio sigue siendo chino, seguido por EE. UU. (un tercio del anterior) y Rusia (la novena parte); en menor medida aparecen otros países, Japón y Alemania, con intereses industriales, y Brasil, por su minería. Atendiendo a dónde se hizo la investigación, el ámbito no difiere de los anteriores. Entre los diez mejores destaca China, con diferencia el preponderante (34 %), seguida a distancia por EE. UU. (14 %), Japón (8 %), Alemania (7 %), Rusia, Francia y la India (cada una con un 6 %), Inglaterra (4 %) y rematan Polonia y Canadá (3 % cada una).

España ocupa un modesto lugar, como se puede observar de la Figura 3; la investigación, de acuerdo con los documentos publicados, está realizada principalmente por científicos afiliados a los diferentes institutos del CSIC, seguidos por las universidades, encabezadas por las madrileñas Autónoma y Complutense. Todos ellos

³¹ ABRAHAM, D.S.: «The elements of power». Yale University Press, p. 226, 2015.

³² <http://www.tremcenter.org/trem/about-us/mission/> Fecha de la consulta 25.01.2021.

reciben una financiación estatal a través del ministerio relacionado con la investigación y, en menor medida, de la Unión Europea.

Queda muy claro el papel dominante chino, cuyas posibles razones e intereses se comentarán posteriormente. Dicho rol se traduce asimismo en la dirección, por parte de The Chinese Society of Rare Earths, de la única revista científica en inglés que publica trabajos sobre aspectos de la teoría básica y la ciencia aplicada en el campo de las tierras raras: el *Journal of Rare Earths*³³, dependiente de Elsevier. Es la primera del «top-5» de revistas que dan luz a la mayor parte de los artículos científicos sobre las tierras raras seguida de cerca por la revista interdisciplinar europea *Journal of Alloys and Compounds*, no centrada específicamente en las tierras raras. Las dos siguientes siguen su línea, pues están enfocadas hacia las aplicaciones, incluidas las de las tierras raras: el *Journal of Magnetism and Magnetic Materials* y el *Journal of Luminiscence*, para terminar con otra revista china: *Journal of the Chinese Rare Earth Society*.

Lo más especializado en el campo de las tierras raras se reúne en la serie de libros del *Handbook on the Physics and Chemistry of Rare Earths*³⁴ (Elsevier). Iniciada en 1978 por Karl A. Gschneidner Jr. (1930-2016)³⁵, apodado Mr. Rare Earth, quien trabajó más de 50 años en el *Ames Laboratory* y dirigió 41 volúmenes (hasta su jubilación en 2011), marcando una época de dominio norteamericano sobre ese campo. En 2020 ha aparecido el volumen 58, con lo que ya suman 314 capítulos monotemáticos que cubren variados aspectos de las ciencias de las tierras raras, incluida la química, las ciencias de la vida, la ciencia de los materiales y la física. Toda esta actividad literaria científica es un claro ejemplo, junto con la curva exponencial creciente de publicaciones (Figura 3), de la gran atención que reciben los elementos de las tierras raras; no mermará durante los próximos años. La investigación científica, pura y aplicada, sobre esos elementos ha pasado de Europa a Norteamérica, seguramente como una de las consecuencias negativas de las guerras «civiles» europeas del siglo XX y, aunque la situación de postguerra en China no fue mejor que en Europa, es ahora China quien se hace con su ámbito.

³³ <https://www.sciencedirect.com/journal/journal-of-rare-earths/about/editorial-board> Fecha de la consulta 25.01.2021.

³⁴ <https://www.elsevier.com/books/book-series/handbook-on-the-physics-and-chemistry-of-rare-earths> Fecha de la consulta 25.01.2021.

³⁵ PECHARSKY, V.: «Karl A. Gschneidner Jr (1930–2016)», *Nature Mater* 15, 1059, 2016.

Visto el interés global en los elementos de las tierras raras bajo la faceta científica, resulta relevante averiguar en qué cuestiones se centran los escritos. Los temas se han agrupado siguiendo siete tipos de materias (Figura 4). Los porcentajes, tanto a nivel global como español, son semejantes; para España muestran un ligero

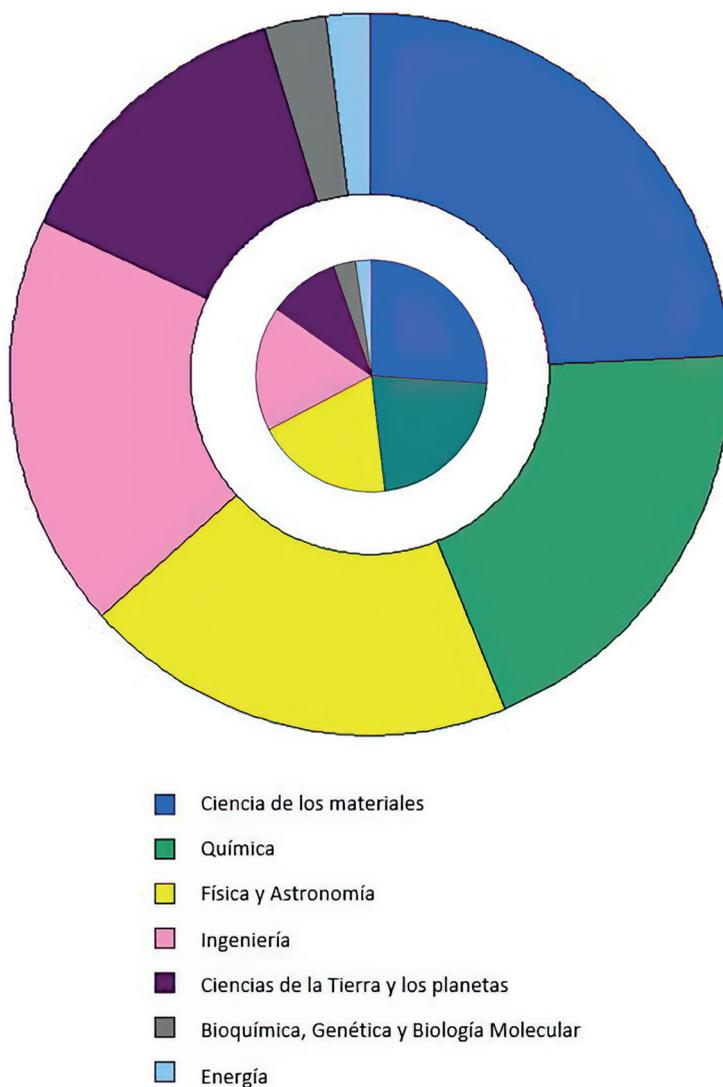


Figura 4. Participación de los diferentes temas de investigación sobre las tierras raras en las publicaciones científicas. El círculo interior atiende solo a España y el anillo exterior a nivel global. La Ingeniería incluye a la Ingeniería Química y las Ciencias de la Tierra a Medioambiente.

aumento del 2 % en ciencias de los materiales y química y una disminución (3 %) en las ciencias de la tierra y los planetas. En esta clasificación porcentual, el apartado correspondiente a ciencias de los materiales recibe la mayor atención científica mundial, seguida por la química. La energía es la séptima en interés con un 2,0 % (2,2 % en España) y su pauta global es exponencialmente creciente con un ajuste de 0,92 para R^2 . Si bien tardó hasta 1987 para superar la veintena de publicaciones anuales, el aumento es vivo desde 2009, cuando sobrepasó el centenar de publicaciones por año; en 2020 ha llegado a 326. En el tema de la energía destaca igualmente China con 902 publicaciones de un total de 3174 documentos. España ocupa el puesto 12 por países.

Fuentes de tierras raras: el pasado condiciona al presente

La disponibilidad actual de 16 elementos de las tierras raras, esto es 14 lantánidos (el prometio no se considera), escandio e itrio, en la corteza superior terrestre (Figura 1) viene condicionada por su origen estelar, la formación de nuestro planeta y las propiedades químicas en el proceso de cristalización de los minerales en la litosfera. Únicamente el escandio se pudo originar por fusión nuclear en el interior de las estrellas (nucleosíntesis estelar³⁶), como es el caso de los elementos químicos hasta el hierro. Los demás surgieron durante la explosión como supernovas de estrellas masivas. Este evento proporciona energía suficiente para que la repulsión eléctrica entre protones sea superada y entre a actuar la fuerza nuclear fuerte que los mantiene unidos en un núcleo atómico. Por adición de neutrones³⁷ se formaron los elementos químicos hasta el uranio, entre ellos, el itrio y los lantánidos. Este diferente proceso hace que sean menos abundantes en nuestro sistema solar, unos siete órdenes de magnitud, esto es, diez millones de veces más exiguos que el hierro (Figura 1). Por el mismo motivo el escandio es unas cien veces más frecuente que los lantánidos (Figura 1). A su vez, la abundancia de los elementos disminuye al crecer su número de protones (Z), de modo que el orden de abundancia esperable sería decreciente desde el escandio ($Z=21$) hasta el lutecio (71). De esta manera, entre los lantánidos, los más profusos son el cerio (58) y el neodimio (60), y el que menos es el lutecio (71).

³⁶ LANGMUIR, C.H., BROECKER, W.: «How to build a habitable planet». Princeton University Press, Princeton, pp. 51-82, 2012.

³⁷ *Ibidem*.

El lantano (57) debería ser más abundante que el cerio (58), pero no acaece así. Igualmente debería suceder con los demás lantánidos, sin embargo su ocurrencia acontece en dientes de sierra, ya que los de número atómico (protones) par son más cuantiosos que sus vecinos de número impar (Figura 1). Un efecto nuclear proporciona una mayor estabilidad a aquellos núcleos atómicos con números pares de protones o neutrones (regla de Oddo-Harkins)³⁸. En ese sentido, se entiende que los impares escandio (21) e itrio (39) sean menos comunes en el universo que sus vecinos pares (Figura 1): cinco órdenes de magnitud que el calcio (20) o un orden de magnitud que el estroncio (38). Esta diferencia hace más escasos a algunas de las tierras raras en la naturaleza, sobre todo a lantánidos como el tulio o lutecio, afectando los procesos de extracción de los minerales y su coste comercial.

Una misma nube de materia configuró el Sol, la Tierra y los demás planetas que adquirieron diferentes composiciones durante la formación y evolución del sistema solar. En la formación de la Tierra los elementos se distribuyeron, según la clasificación cosmoquímica ideada por Goldschmidt³⁹, en litófilos, siderófilos calcófilos y atmósfilos. Los elementos de las tierras raras son todos litófilos, esto es, afines a los silicatos. La semejanza química entre ellos proviene de su estructura electrónica. Por ese motivo, en sus minerales siempre se presentan juntos, en mayor o menor proporción. En la naturaleza sus átomos no aparecen como metales sin carga eléctrica, sino como iones positivos que han perdido tres electrones. El progresivo aumento de protones hace que la fuerza de atracción eléctrica aumente desde el lantano (57 protones) hasta el lutecio (71 protones) y el tamaño del catión trivalente (considerado como una esfera) disminuye de 1,02 diez mil millonésimas de metro (Å) a 0,86 Å. Este hecho marca una pequeña, pero fundamental, diferencia que determina cuáles de ellos se incorporarán antes en los cristales que se forman al enfriarse un líquido, sea agua o magma. En los magmas, los elementos⁴⁰ del lantano al samario tienen una fuerte tendencia a permanecer en la fase fundida donde se van acumulando; por el contrario, en soluciones hidrotermales ocurre del gadolinio

³⁸ ODDO, G.: «Die Molekularstruktur der Radioaktiven Atome», Zeitschrift für Anorganische und Allgemeine Chemie, 87: 253-268, 1914.

³⁹ GOLDSCHMIDT, V.M.: «Geochemistry», Oxford University Press, Londres, 742 pp., 1954.

⁴⁰ Este es otro agrupamiento que suele aparecer para las tierras raras ligeras y pesadas.

al lutecio, y además el itrio, pues su radio iónico (0,90 Å) es semejante al holmio. Cuando uno de los procesos es dominante se suele tener un depósito explotable. La mayor parte de la corteza terrestre se formó a partir del manto (situado a una media de 33 kilómetros por debajo de los continentes) hace unos 2500-2000 millones de años. En aquel momento, las rocas fundidas acumularon tierras raras ligeras que las llevaron consigo en la diferenciación de la corteza terrestre, empobreciendo al manto en ellas⁴¹. Si los magmas al ascender transportan dióxido de carbono, los carbonatos se asocian fuertemente con las tierras raras ligeras, dando lugar a depósitos rentables para su explotación. Son sus principales yacimientos. Por otra parte, los yacimientos secundarios tienen un origen hidrotermal formando mineralizaciones en filón. En la corteza superior terrestre la meteorización es otro poderoso mecanismo para concentrar las tierras raras. Así se formaron las arcillas lateríticas, tras una intensa meteorización química de granitos, configurando importantes depósitos de tierras raras pesadas con escaso coste de explotación en las zonas subtropicales de China, Madagascar y Laos. Resultado de todos los procesos mencionados se han descubierto⁴² más de 270 minerales, a los que se suele añadir alguno nuevo cada año, que contienen algún elemento de las tierras raras como componente esencial de su fórmula química. Empero, solo once minerales son, en mayor o menor medida, explotables⁴³: fluorocarbonatos (bastnasita, parisita, sinchisita), fosfatos (monacita, xenotima, churchita), silicatos (allanita, eudialita, laterita) y óxidos (loparita, fergusonita). Los yacimientos comunes son de monacita, basnasita y loparita para las tierras raras ligeras (un 95 % del total extraído⁴⁴) y xenotima y arcillas lateríticas para las pesadas.

Las reservas de tierras raras en nuestro planeta se han considerado suficientes para unos 900 años, en el caso de que su demanda se mantenga a los niveles de 2017⁴⁵. La tendencia es de un incremento anual del 10 %, por lo que dichas reservas podrían agotarse a mediados del siglo XXI. Otros autores

⁴¹ CHAKHMOURADIAN, A.R., WALL, F.: «Rare Earth Elements: minerals, mines, magnets (and more)», *Elements*, 8: 333-340, 2012.

⁴² *Ibidem*.

⁴³ *Ibidem*.

⁴⁴ GSCHNEIDNER, K.A.Jr., PECHARSKY, V.K.: «Rare-earth element», *Enciclopedia Britannica*, 2019.

⁴⁵ *Ibidem*.

hacen previsiones más optimistas⁴⁶. No consideran que vaya a producirse una carestía en el presente siglo, aunque sobrevendría un aumento de los precios por los costes de extracción. Los recientes yacimientos descubiertos contradicen esa previsión.

La minería espacial ha iniciado su caminar apoyada en el conocimiento cosmoquímico alcanzado sobre los elementos químicos y sus minerales, tal es el caso de las tierras raras. La minería de asteroides queda cubierta dentro de tratados internacionales sobre leyes espaciales⁴⁷: el Outer Space Treaty (1967), suscrito por 110 países en 2020. A mayores existen actos legislativos específicos: en Norteamérica se promulgó en 2015 una ley para la competitividad de los lanzamientos espaciales comerciales (The Space Act, firmada por Barack Obama) que otorga a sus ciudadanos derechos de propiedad sobre los recursos espaciales; al año siguiente fue seguida por la iniciativa de la UE para la minería de asteroides. Sondas espaciales de EE. UU. y Japón (misiones Hayabusa) han viajado, o siguen haciéndolo (OSIRIS-Rex de la NASA), para recoger muestras de los asteroides, considerados ya como una fuente de recursos estratégicos. La carrera espacial minera incorpora iniciativas privadas. La compañía (año 2012) Planetary Resources pretende desarrollar una industria robótica para la minería de asteroides; la británica Asteroid Mining Corporation (2016) prepara satélites para la exploración de asteroides. Captan millones de dólares en inversiones privadas, a pesar de estar lejos de su objetivo, para situarse en primera línea de un potencial negocio espacial.

El deseo de los grupos, públicos y privados, deviene a la Luna en el «octavo continente» de la Tierra⁴⁸. Durante su formación, la menor gravedad dejó un mar de magma atrapado entre manto y corteza; al solidificarse lentamente, algunos elementos migraron hacia la corteza formando depósitos con grandes contenidos en potasio (K), elementos de las tierras raras (REE) y fósforo (P). Son abundantes (llamados KREEP) en el mayor de los mares lunares, el Oceanus Procellarum. Es una oscura y llana extensión

⁴⁶ HENCKENS, M.L.C.M. *et al.*: «Mineral resources: Geological scarcity, market price trends, and future generations». *Resources Policy*, 49: 102-111, 2016.

⁴⁷ ROSENDAHL, M.: «Galactic Preservation and Beyond: A Framework for Protecting Cultural, Natural, and Scientific Heritage in Space», *William & Mary Environmental Law and Policy Review*, 43 (3): article 5, 2019.

⁴⁸ KLINGER, J.M.: «Rare Earth Frontiers: From Terrestrial Subsoils to Lunar Landscapes». Cornell University Press, Ithaca, p. 230, 2018.

de 1 692 000 kilómetros cuadrados, en la cara visible de la Luna, donde aterrizaron varias naves y sondas de las misiones norteamericanas Surveyor y Apollo, soviéticas Luna y el rover-robot chino Cháng'é Yutu en 2013. Con motivo de este éxito, Ouyang Ziyuan, miembro de la Academia China de Ciencia, declaró⁴⁹: «[La Luna] está llena de recursos, principalmente minerales raros, titanio y uranio, que son muy escasos en la Tierra, y estos recursos podrían ser usados sin limitaciones». La exploración lunar china camina a través de las misiones Chang'é. Las dos primeras para recolectar información en órbita, las dos siguientes para realizar operaciones sobre la superficie del satélite y las dos próximas para traer muestras. La quinta ha retornado a la Tierra el 16 de diciembre de 2020 con unos dos kilogramos de muestras de suelo y rocas lunares. La Agencia Espacial Europea ha firmado un acuerdo tecnológico de colaboración mutua con la Administración Nacional China del Espacio. Por el contrario, el 112º Congreso de los Estados Unidos prohibió a la NASA participar en acuerdos bilaterales y de coordinación con China⁵⁰. En la amplia y prolija revisión que hace la geógrafa Julie Klinger, profesora adjunta de Relaciones Internacionales en la Universidad de Boston, sobre ese tema en el capítulo *Extraglobal extraction* de su libro, pone un poco de sentido común al concluir⁵¹ que «seguramente podemos hacerlo mejor: tanto en la búsqueda de razones para explorar el cosmos como en nuestra producción y consumo diario de elementos de tierras raras» ya que «la carrera por extraer tierras raras en la Luna tiene menos que ver con la escasez real de recursos y mucho más con la forma en que la minería de tierras raras en estos lugares [Amazonas brasileño, Afganistán o Groenlandia] podría servir a pujas frustradas por territorio, poder y control».

⁴⁹ RINCON, P.: «¿Qué busca China en el lado oculto de la Luna?» BBC News, 2018. <https://www.bbc.com/mundo/noticias-46490139> Fecha de la consulta 25.01.2021.

⁵⁰ Sec. 1340. (a) *None of the funds made available by this division may be used for the National Aeronautics and Space Administration or the Office of Science and Technology Policy to develop, design, plan, promulgate, implement, or execute a bilateral policy, program, order, or contract of any kind to participate, collaborate, or coordinate bilaterally in any way with China or any Chinese-owned company unless such activities are specifically authorized by a law enacted after the date of enactment of this division.* Department of Defense and Full-year Continuing Appropriations Act, 2011. United States Congress. <https://www.congress.gov/112/plaws/publ10/PLAW-112publ10.htm>

⁵¹ KLINGER, nota 48, pp. 199-228.

Épocas en la explotación de tierras raras

De regreso en la Tierra, previamente a 1890 no había un mercado comercial para las tierras raras. La mina sueca de Bästnas lo suministraba a los laboratorios científicos. Los inventos de Auer que iluminaron al mundo iniciaron la industria y ampliaron la explotación minera de las tierras raras a Brasil e India. Luego, durante el proyecto Manhattan el estudio de la química de los elementos de las tierras raras, especialmente los lantánidos por su similitud con los actínidos (uranio, neptunio, plutonio...), disfrutó de un gran avance. No obstante, hasta finales de los años cincuenta del pasado siglo, la demanda comercial de tierras raras era poca, no superaba dos mil toneladas anuales, y se atendía desde minas en los dos citados países. El conocimiento de las propiedades, especialmente las ópticas y magnéticas, de los elementos de las tierras raras abrió el camino a las aplicaciones industriales, que en la década siguiente disparó la búsqueda y explotación de nuevos depósitos en Sudáfrica, la URSS y EE. UU. Ulteriormente, recibió un nuevo impulso en los ochenta con la aplicación en imanes de tierras raras, que ahora, por ejemplo, su consumo alcanza las 60 000 toneladas anuales.

Dominio norteamericano: mina de Mountain Pass

El aprovechamiento industrial de las tierras raras considera la mina norteamericana de Mountain Pass (California) para señalar una época relevante, que abarca desde 1965 hasta 1984. Durante esos veinte años se mantuvo como la fuente más importante de tierras raras en todo el mundo. Fue descubierta en 1949 durante una prospección que detectó una veta radiactiva y se comenzó a explotar uranio en 1952. El depósito era rico en carbonato de bario, que contenía un 8-15 % de bastnasita asociada con minerales que incluían torio. El torio es un elemento litófilo que se presenta en la naturaleza como catión tetravalente, con un radio iónico similar al de los lantánidos, por lo que suele ser un acompañante indeseable en los minerales de tierras raras. La compañía Molycorp Inc. operó esta mina a cielo abierto para cubrir la demanda de europio surgida por la comercialización de la televisión en color. La historia de Mountain Pass ejemplariza el devenir de la minería de las tierras raras y el colapso de la minería norteamericana. Entre 1984 y 1998 hubo una serie de derrames en la canalización de aguas residuales que vertieron desechos radiactivos. Al parecer, el presidente norteamericano

Nixon se acercó a los ejecutivos mineros con una propuesta para subcontratar algunos de los procesos a China, con el fin de reducir la responsabilidad ambiental en California y ahorrar costes⁵². Se clausuró la planta de refinado y solo produjo concentrado de bastnasita que se exportaba para su tratamiento. Las estrictas normativas ambientales y los precios en el mercado, que no hacían rentable la explotación, llevaron a su cierre en 2002. En 2007 hubo un intento de refluotado con el apoyo de Wall Street y el Pentágono; la exportación de concentrados regresó. En 2011, Molycorp compró la compañía estonia Silmet⁵³ para procesar metales raros y firmó un acuerdo para el suministro de tierras raras con las empresas japonesas Sumitomo y Mitsubishi, y con el fabricante de catalizadores W. R. Grace & Co. La caída de precios quebró el proyecto en 2014, una vez que gran parte de los activos más rentables pasaron a Neo Materials, vinculada a China⁵⁴. ¡La dependencia norteamericana de tierras raras quedaba bajo control chino! Mountain Pass dirigió su concentrado de tierras raras a China para su procesado. En este contexto, el presidente de Green & Co., compañía de éxito reconocido en 2020 en la Hill's Top Lobbyist list que ayuda a las empresas a navegar por las complejidades del gobierno de EE. UU., afirma que «el departamento de Defensa ha tomado nota, habiendo solicitado recientemente a la industria opciones sobre la capacidad de separación de tierras raras, lo que podría resultar en una inversión directa. Estas correcciones, ejecutadas correctamente, representan la mejor oportunidad que tiene Estados Unidos de revitalizar una industria paralizada, esencial para nuestra seguridad nacional»⁵⁵. En 2019 EE. UU. produjo 26 000 toneladas de tierras raras (segundo productor mundial; Tabla 5) procedentes únicamente de Mountain Pass, adquirida por MP Mine Operation (10 % capital chino), la cual había reanudado los trabajos mineros y el refinado el año anterior. Ahora se está abriendo una nueva mina rica en tierras raras pesadas, localizada en Round

⁵² KLINGER, nota 48, p. 112.

⁵³ Hasta 1989 suministró materiales nucleares a la URSS; desde 1970 procesó loparita de la península de Kola, extrayendo las tierras raras. Actualmente *NPM Silmet AS* refina elementos de las tierras raras para producir aleaciones de neodimio hierro-boro, lingotes de neodimio y *mischmetal*.

⁵⁴ GREEN, J.A.: «The collapse of American rare earth mining – and lessons learned», Reagan Defense Forum, 2019. <https://www.defensenews.com/opinion/commentary/2019/11/12/the-collapse-of-american-rare-earth-mining-and-lessons-learned/> Fecha de la consulta 25.01.2021.

⁵⁵ *Ibidem*.

Top Mountain (Texas), junto con una planta piloto en Wheat Ridge (Colorado) para el procesado completo de los elementos de tierras raras; verificado su éxito, se trasladará a Texas para un procesado comercial. En Norteamérica, el proyecto es considerado de importancia estratégica para la seguridad nacional en sectores clave, incluidos defensa y energía, a fin de fabricar tecnología avanzada⁵⁶. A ese respecto, el 30 de septiembre de 2020, la administración Trump firmó una orden ejecutiva que declaró una emergencia nacional en la industria minera; una medida diseñada para impulsar la producción de minerales de tierras raras⁵⁷.

La República Popular China se incorpora al mundo de las tierras raras

Después de unos años de interregno (1984-1991), durante el cual coexistieron diversas fuentes mineras de tierras raras, comenzó el periodo de dominio chino. Los prolegómenos afloraron cuando el líder chino Deng Xiaoping (1904-1997) cortó con el modelo agrícola de Mao (1893-1976) y declaró que «la fuerza de la producción radicaré en las ciencias» (Tabla 4).

⁵⁶ NS Energy, 2020. <https://www.nsenergybusiness.com/projects/round-top-rare-earth-critical-minerals/> Fecha de la consulta 25.01.2021.

⁵⁷ International Banker, «Rare-earth elements: will China constitute its market dominante?», 2020. <https://internationalbanker.com/brokerage/rare-earth-elements-will-china-continue-its-market-dominance/#:~:text=%E2%80%9CThe%20Middle%20East%20has%20its,China%2C%20remarked%20back%20in%201992>. Fecha de la consulta 25.01.2021.

1976	<p>El líder chino Deng Xiaoping (1904-1997) corta con el modelo agrícola de Mao (1893-1976) y declara que «la fuerza de la producción radicaré en las ciencias».</p> <p>Hay un gran deseo de alcanzar una independencia tecnológica del extranjero.</p>
1978-89	<p>Aumenta un 40 % la producción anual de tierras raras.</p> <p>Se inician programas innovadores en ciencia y tecnología.</p>
1986	<p>Deng Xiaoping afirma que «Oriente Medio tiene petróleo, China tiene tierras raras» Aprueba el Programa 863 (mezcla de proyectos militares y civiles) centrado en biotecnología, tecnología espacial, tecnología de la información, tecnología láser, automatización, tecnología energética y nuevos materiales.</p>
1990s	<p>Inicio de las exportaciones de óxidos y metales ya extraídos de los minerales de tierras raras, causando una caída mundial de los precios.</p> <p>El presidente Jiang Zemin (ingeniero eléctrico) anunció que había que «mejorar el desarrollo y aplicación de las tierras raras, y cambiar la ventaja de recursos hacia una superioridad económica».</p> <p>Al final de la década elaboró productos de mayor valor: imanes, luminiscentes y compuestos para pulir cristales.</p>
2000s	<p>El presidente Hu Jintao (ingeniero hidráulico) declaró que la «ciencia y tecnología eran la columna vertebral de la estrategia del desarrollo chino».</p> <p>Crece a expensas del dinamismo industrial occidental y capta empresas con su riqueza.</p> <p>Restricción (tasas altas) sistemática a la exportaciones de tierras raras.</p>
2010s	<p>El XII Plan Quinquenal (2011-15) apuesta por el auge científico y la creatividad.</p> <p>Absorbe empleos occidentales.</p> <p>Elabora productos terminados, como motores eléctricos, computadoras, baterías, pantallas, teléfonos y dispositivos de música portátiles.</p> <p>Los metales de las tierras raras requieren una licencia de exportación y su salida se reduce a la mitad, pero la cantidad que se puede vender al extranjero no sufre cuota.</p>

2013	El presidente Xi Jinping (ingeniero químico) considera una concepción científica para el desarrollo del socialismo chino y una política de seguridad para los abastecimientos de minerales (por ejemplo, desde África).
2016-20	<p>Plan Quinquenal basado en la innovación y el progreso tecnológico.</p> <p>Admite la absorción de las patentes de empresas conjuntas en suelo chino.</p> <p>«Rare Earth Industry Development Plan» (2016) con el inicio de una protección ambiental, la consolidación de esa industria y el desarrollo de nuevos materiales.</p>
2025	<p>En 2013 Gan Yong, presidente de la «Sociedad China de Tierras Raras», puso en palabras la política china a largo plazo: «El valor real de las tierras raras se consigue en el producto final». Plan chino para convertirse en líder mundial, con la creación de 40 centros de innovación industrial para ser proveedor de conocimientos mediante el descubriendo de nuevas propiedades de los elementos de las tierras raras, registrando patentes y explotando aplicaciones futuras.</p> <p>Llegar a ser la vencedora de la transición energética y digital. Ídem militar.</p>

Tabla 4. Pasos seguidos por China en relación con las tierras raras.

Este gran deseo de lograr la independencia tecnológica del extranjero se cruza con la figura del químico Xu Guangxian (1920-2015)⁵⁸, el padre científico del desarrollo chino en tierras raras; su labor fue clave para el progreso de la industria de las tierras raras en China y la formación de expertos científicos en esos metales. De nuevo en la historia de las tierras raras aparece una conexión con Norteamérica y con la fisión (y armamento) nuclear. Xu viajó a USA (1948) donde obtuvo el doctorado en Química Física por la Universidad de Columbia. En 1951 regresó a la recién nacida República Popular China para incorporarse a la Universidad de Pekín. Cinco años después dirigió el departamento de Química de la Radiación, que participaba en el programa chino de armas nucleares, atendiendo a la separación y

⁵⁸ GAO, S.: «Rare earth chemistry - in memory of Professor Xu Guangxian on the centenary of his birth», *Inorganic Chemistry Frontiers*, DOI: 10.1039/d0qi90084b, 2020.

extracción de uranio para combustibles nucleares. Durante la Revolución Cultural fue acusado de espionaje y condenado a un campo de trabajo (1969-1972). Tras el fallecimiento de Mao y el advenimiento de Xiaoping, Xu recuperó su puesto en la universidad, la cual le pidió que se centrara en las tierras raras. Entonces realizó investigaciones teóricas, experimentales e industriales sobre la separación de estos metales, culminando un proceso de extracción a contracorriente, que redujo sustancialmente el tiempo necesario para extraerlos y su coste. En 1986 Xu fundó el Research Center of Rare Earth Chemistry y, tres años después, fue el personaje clave en la creación del State Key Laboratory of Rare Earth Materials Chemistry and Applications. Hasta su fallecimiento, Xu fue un científico internacionalmente reconocido en el área de las tierras raras.

Dominio chino: mina de Baiyun-ebo

La historia de la explotación en el distrito minero de *Baiyun-ebo* ejemplifica, como antes hacía Mountain Pass, el devenir de la minería de las tierras raras desde entonces. Esta mina a cielo abierto se extiende a lo largo de 48 kilómetros cuadrados en la región autónoma china de Mongolia Interior, a unos 150 kilómetros al norte de la ciudad de Baotou, cuya economía se basa en la industria del hierro y acero. A Baotou se transporta el mineral de tierras raras para su procesado. El depósito de hierro fue descubierto en 1927 y las tierras raras en 1935. Se extraen minerales desde 1957. Entre ellos el suministro para la planta de producción de combustible nuclear 202 en Baotou, clave en la fabricación de la primera bomba atómica china detonada en 1964. Baiyun-ebo cuenta con unas reservas de 1500 millones de toneladas de hierro (carbonatos y óxidos) y 1 millón de niobio (óxidos); también contiene 48 millones de toneladas de tierras raras (monacita y bastnasita), esto es, predominan las ligeras, en una serie de vetas y diques originados por reemplazamiento hidrotermal de dolomita. Es la mayor mina de tierras raras del planeta, tanto por producción como por reservas, lo que permite al China Northern Rare Earth Group High-Tech Co Ltd, propietario y operador de las instalaciones de procesamiento en Baotou, ser el mayor suministrador mundial de tierras raras. Aparte de Baiyun-ebo, que concentra un 83 % de los depósitos chinos, están las minas de Daluxiang y Maoniuping (las segundas en tierras raras ligeras de China) en la provincia

de Sichuan⁵⁹; su depósito es similar al de Mountain Pass en muchos aspectos, como su contenido en basnaesita y bario. Existen otras minas al sureste del país⁶⁰, en las provincias de Jiangxi (descubiertas en 1969), Hunan, Fujian y Guangdong y en la región autónoma de Guangxi Zhuang. Los depósitos surgieron tras la meteorización de granitos y concentración por adsorción de iones sobre arcillas, siendo de fácil explotación. Las reservas se estiman en un millón de toneladas de tierras raras, que son muy importantes por su rico contenido en las pesadas; suponen el 80 % del mundial.

La pródiga aparición de tierras raras en China no pasó desapercibida para sus gobernantes. El antiguo presidente Deng Xiaoping pronunció en 1992 su famosa frase: «hay petróleo en Oriente Medio, pero hay tierras raras en China»⁶¹. Nueve años después, el presidente Jiang Zemin proseguiría esa línea: «Mejorar el desarrollo y la aplicación de tierras raras y convertir la ventaja de los recursos en una superioridad económica»⁶². El desarrollo iniciado por Xiaoping en 1976 es seguido por los presidentes posteriores, como se recoge en la Tabla 4. Las tierras raras explotadas en China son uno de los medios para hacer valer internacionalmente su influencia geopolítica. Perfilan como objetivo para 2025 convertirse en la primera potencia mundial en la investigación y desarrollo tecnológico para la industria de las tierras raras. Hacia ese camino avanzan con una estrategia a largo plazo. Las desregulaciones durante la era del presidente norteamericano Ronald Reagan y la primera ministra inglesa Margaret Thatcher, aunque se tratan normalmente por separado de las reformas de Xiaoping, fueron fundamentales en la reorganización económica global y el nacimiento del monopolio chino de tierras raras⁶³. En la década de 1990, gracias a la mina de Baiyun-ebo, la oferta china fue la más barata gracias a que las tierras raras son un subproducto de la extracción de hierro, la mano de obra tiene un bajo coste y las leyes ambientales son permisivas. China hun-

⁵⁹ WANG, D. *et al.*: «A Special Orogenic-type Rare Earth Element Deposit in Maoniuping, Sichuan, China: Geology and Geochemistry», *Resource Geology*, 51: 177-188, 2001.

⁶⁰ VONCKEN, J.H.L.: «The rare Earth elements, An introduction». SpringerNature, Basilea, pp. 43-45, 2016.

⁶¹ «*There is oil in the Middle East; there is rare earth in China*». <https://quotes.thefamouspeople.com/deng-xiaoping-4263.php> Fecha de la consulta 25.01.2021.

⁶² HURST, C.: «China's rare Earth elements industry: what can the west learn?» Institute for the Analysis of Global Security (IAGS), 2010.

⁶³ KLINGER, nota 48, p. 104.

dió los precios y logró expulsar del mercado de las tierras raras a sus competidores y conseguir una posición dominante cercana al monopolio.

Crisis y situación actual

China había alcanzado una situación preeminente de dominio sobre el mercado de las tierras raras, hija de sus depósitos minerales y su política de precios. Con la llegada del presente siglo, no solo produce tierras raras ya separadas en las plantas que había construido en su territorio para el procesado de los minerales, sino que también apuesta por la elaboración de productos finales (imanes, motores eléctricos, ordenadores, baterías, teléfonos...), esto es, productos de alto valor económico⁶⁴, dentro su territorio. A fin de desarrollar su industria ofreció unas condiciones muy favorables a empresas y capital foráneo. Atraídas por precios domésticos bajos y abundancia de suministro, fueron instaladas en una zona franca de Baotou con 120 kilómetros cuadrados para las industrias extranjeras; esa ciudad pasó de ser la capital china de la industria de tierras raras a la capital internacional. Mientras que la mina de Baiyun-ebo está en pleno desierto, la ciudad se encuentra a las orillas del río Amarillo, que suministra el agua necesaria para el procesado de menas e industrial de los productos elaborados. En Baotou está el Baogang Steel and Rare Earth, un complejo industrial del tamaño de una ciudad. En 2014 cinco empresas⁶⁵ procesaban anualmente 73 500 toneladas de tierras raras. Este crecimiento, a expensas del dinamismo industrial occidental, ha causado un vacío en la minería, industria e investigación sobre tierras raras en otros países. La globalización y la reducción de costes habían hecho rentable una deslocalización de las empresas. A ese respecto –reconoce con pesar Abraham–, que en la época de Mountain Pass había unos veinticinco mil expertos relacionados con el tema de las tierras raras, ahora solo existen mil quinientos en Norteamérica, «al no haber ni minería ni industrias de transformación, los investigadores ya no están»⁶⁶. Pitron es

⁶⁴ GESCHNEIDER, K.A.: «The rare earth crisis – the supply/demand situation for 2011-2015». *Mater Matters*, 6: 32-41, 2011.

⁶⁵ *Baotou Feida Rare Earth Co., Baotou Jinmeng Rare Earth Co., Baotou Hongtianyu Rare Earth Magnets Co., Wuyuan Runze Rare Earth Co. y Xinyuan Rare Earth Hi-Tech & New Material Co.*

⁶⁶ ABRAHAM, nota 31, p.195.

más pesimista, si cabe, confiesa que «la cultura minera francesa se muere»⁶⁷.

En el año 2007 China comenzó a limitar las exportaciones de tierras raras; es el mayor exportador de ellas y, además, su mayor consumidor; quería (y quiere) retenerlos para su mercado interior. En 1998 implementó un sistema de licencias y cuotas de exportación para productos de tierras raras al poner una cuota de exportación de 65 600 toneladas por año en 2005. Al siguiente impuso un arancel de exportación del 10 % sobre metales y óxidos de tierras raras. En 2009, la cuota de exportación descendió a 50 145 toneladas y un año después el control fue más exigente: el arancel de ventas para otros países subió al 15 % (neodimio 25 %) y solo reconoció a 32 exportadores cualificados para las tierras raras⁶⁸. Estando la situación comercial tensa, un incidente en el mar de China vino a agravarla. El precio de los elementos de las tierras raras se desbocó en el mercado mundial. Fue la crisis de 2009-2013⁶⁹.

Existe un grupo de ocho pequeñas islas en el mar de China Oriental conocidas por Senkaku en Japón, Diaoyu en China y Diaoyutai en Taiwán, que Japón las incorporó a su territorio en 1895. Luego de la publicación de un informe de Naciones Unidas en 1968, donde reflejaba la existencia de importantes recursos energéticos en aguas del archipiélago, los gobiernos de China y Taiwán reclamaron su posesión. Es desde entonces motivo continuo de incidentes causados por activistas nacionalistas de los tres países. El 7 de septiembre de 2010 hubo un roce más⁷⁰; esta vez, un pesquero chino abordó un guardacostas japonés, lo que derivó en un grave incidente diplomático cuando el barco fue detenido y llevado a Japón. Allí liberaron la tripulación, salvo al capitán, para su juicio. Sin haber decretado oficialmente China un embargo, las protestas populares antijaponesas impidieron, a partir del 22 de septiembre, el envío de tierras raras a Japón. ¡Las tierras raras entraron directamente en la geopolítica! Fueron las protagonistas del primer embargo de la transición energética y digital. Japón importa de China el 90 % de los metales que necesita para sus productos de alta tecnología. El

⁶⁷ PITRON, G.: «La guerra de los metales raros». Ediciones Península, Barcelona, p. 209.

⁶⁸ CHEN, Y., ZHENG, B.: «What Happens after the Rare Earth Crisis: A Systematic Literature Review». *Sustainability*, 11, 1288, 2019.

⁶⁹ VONCKEN, nota 60, pp. 112-113.

⁷⁰ REINHARD, D.: «The Senkaku/Diaoyu Islands territorial dispute between Japan and China», UNISCI Discussion Papers, 32: 1696-2206, 2013.

incidente diplomático se saldó con una rápida liberación sin cargos del capitán del arrastrero Minjinyu 5179. A pesar de ello, el «embargo» se mantuvo con Japón hasta mediados de noviembre y se extendió a EE. UU. y la UE. La situación se resolvió, pero causó gran alarma entre los consumidores de dichos metales y sus respectivas naciones. Ese mismo año, el gobierno de la UE publicó un informe referente a las materias primas claves para la industria de alta tecnología europea por inseguridad en el suministro. Entre las catorce señaladas, las tierras raras suponían el mayor riesgo⁷¹. En Norteamérica hubo un informe semejante⁷² del departamento de Energía que analizaba el papel de los metales de las tierras raras en la economía de las energías limpias. Estados Unidos reconoció su vulnerabilidad hacia siete elementos para sus equipos militares: disprosio, erbio, europio, gadolinio, itrio, neodimio y praseodimio.

En 2011, la crisis de las tierras raras llegó a su punto culminante cuando los precios que se habían mantenido estancados hasta 2009 aumentaron desproporcionadamente. Los importes, que habían subido una media del 3,7 % anual⁷³ entre 1990 y 2009, de repente se dispararon⁷⁴. El cerio pasó de 4,5 USD/kg en 2009 a 158 USD/kg en 2011, el neodimio de 14 a 318 USD/kg, el disprosio de 100 a 2510 USD/kg, el europio de 450 a 5870 USD/kg y el terbio de 350 a 4410 USD/kg. Al año siguiente, en 2012, los precios cayeron un 23-76 % y siguieron decreciendo hasta valores que duplicaron o triplicaron los de precrisis, aunque el europio y el terbio se mantuvieron en 2016 sobre 1600 USD/kg. Los precios para las tierras raras, a diferencia de otros metales, no son accesibles, puesto que no existe un intercambio público ampliamente utilizado, son particularmente susceptibles a los movimientos en el mercado chino y muchas transacciones se hacen directamente entre comprador y vendedor, quienes acuerdan los importes. A mayores, elementos de las tierras raras pesadas como disprosio y terbio tienen unos precios al contado que oscilan en línea con la apertura y el cierre de la frontera China con Birmania, ya que la oferta de

⁷¹ Comisión Europea, «Presentación de una lista de 14 materias primas minerales fundamentales», MEMO/10/263, 2010.

⁷² U.S. Department of Energy, «Critical materials strategy», December 2010.

⁷³ ECORYS, «Mapping resource prices: the past and the future», Final report, European Commission - DG Environment (ENV.G.1/FRA/20410/0044), 2012.

⁷⁴ CHARALAMPIDES, G. *et al.*: «Rare Earth Elements: Industrial Applications and Economic Dependency of Europe». *Procedia Economics and Finance*, 24: 126-135, 2015.

estos elementos de baja producción se reduce rápidamente. A fecha de junio de 2020 el precio del europio era de 285 USD/kg y el del terbio de 831 USD/kg. Hay empresas especializadas que, bajo pago, ofrecen sus evaluaciones periódicas de este mercado.

En 2009 EE. UU., la UE y Japón presentaron quejas contra China ante la Organización Mundial de Comercio (OMC; WTO en inglés) por restringir las exportaciones de tierras raras. China formaba parte desde 2001 de ese organismo supranacional que impone un conjunto de reglas comerciales para sus países miembros. En plena crisis, volvieron a solicitar la resolución de las quejas presentadas hacía tres años. En 2014 la OMC falló⁷⁵ en contra de las cuotas de exportación chinas sobre las tierras raras. Después del fracaso, China canceló en 2015 la cuota de exportación y el arancel de exportación, y comenzó a hacer cumplir la licencia de exportación de tierras raras. No cesa en la meta de utilizar sus propios recursos, y emplear a sus ciudadanos en la obtención de tierras raras y la fabricación de dispositivos de alta tecnología. A día de hoy, la guerra comercial entre EE. UU.-China añade una complicación más al sector de las tierras raras.

La principal consecuencia de la crisis fue que los países mayores consumidores de tierras raras admitieron su completa dependencia de China y, como respuesta ante una potencial escasez, empezaron a diversificar sus fuentes siguiendo tres diferentes rutas dando apoyo a empresas: se inició la explotación de nuevas minas, se reabrieron minas abandonadas y se emprendió la búsqueda de nuevas reservas por todo el planeta. La producción se halla ahora más repartida. China, mediante la extracción de 130 000 toneladas al año (sin considerar la minería ilegal; en 2011 se estimaba en un 20 % de la oficial) y la política de precios, llegó a controlar el 97 % de la producción mundial en 2010 (Tabla 5). En 2019 decreció al 62 % con la aparición de once países en un mercado minero en expansión (Tabla 5).

⁷⁵ WTO, «China-Measures related to the exportation of rare earths, tungsten, and molybdenum», WT/DS431/AB/R • WT/DS432/AB/R • WT/DS433/AB/R, 2014. WTO Appellate Body rules against Chinese restrictions on access to rare earths and other raw materials. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_14_912
Fecha de la consulta 25.01.2021.

Reservas	Nación	2019 (%)	2015	2010	2005	2000	1995
44000000	China	132.000 (61,97)	105.000	130.000	98.000	70.000	30.000
14000000	USA	26.000 (12,20)	4.100			5.000	28.700
¿?	Birmania	22.000 (10,32)					
3300000	Australia	21.000 (9,85)	10.000				3.000
6900000	India	3.000 (1,41)	1.700	2.700	2.700	2.700	2.500
12000000	Rusia	2.700 (1,27)	2.500			2.000	6.000
¿?	Madagascar	2.000 (0,94)					
1100	Tailandia	1.800 (0,84)	760		2.200		150
22000000	Brasil	1.000 (0,47)	880	550		1.400	400
22000000	Vietnam	900 (0,42)	200				
50000	Burundi	600 (0,28)					
124251100	TOTAL	213.000 (99,97)	125.140	133.250	102.900	81.100	70.750

Tabla 5. Relación de las once mayores naciones productoras de tierras raras y sus minas en 2019 y su evolución desde 1995. Las reservas mundiales son estimativas, para Birmania y Madagascar no se dispuso de datos. Las unidades están en toneladas métricas. Basado en datos del Mineral Commodity Summaries, U.S. Geological Survey.

China produce 132 000 toneladas/año de un total mundial de 213 000 toneladas año de tierras raras extraídas (Tabla 5), ¡20 000 toneladas más que en 2018!⁷⁶ Mientras en China la producción aumentó el 10 %, en EE. UU. lo hizo en un 44 %. Australia y Birmania han sobrepasado las 20 000 toneladas al año. En Australia su gran mina de Mount Weld, operativa desde 2013 (el concentrado de mineral va a una planta situada en Kuantan, Malasia, para su procesado), puede llegar a ser la mayor fuente de tierras raras fuera de China. La situación es compleja. Norteamérica aún importa desde China el 80 % de las tierras raras que consume y China es el principal cliente de Birmania,

⁷⁶ U.S. Geological Survey, «Mineral Commodity Summaries», 2020.

la cual ha cerrado su frontera entrabos países por conflictos territoriales, suspendiendo las exportaciones de tierras raras⁷⁷. El «estado autónomo» de Wa en Birmania, situado en la frontera con China, no es reconocido ni por el gobierno birmano ni por otros organismos internacionales, excepto China. Los minerales allí extraídos proceden de dos minas de tierras raras acumuladas por adsorción de iones sobre arcillas y contienen altas concentraciones de disprosio y terbio (32 % de la producción mundial). Son una fuente atractiva para las refinerías chinas, ya que se comercializan a precios relativamente bajos por mano de obra barata y escasa protección ambiental. Otros países, con producciones que no superan las 3000 toneladas al año, llevan tiempo extrayendo tierras raras, como Rusia, o lo hicieron en un pasado, como fue el caso de la India o Brasil, y han reabierto su explotación, o son recién llegados a modo de Madagascar, Tailandia, Vietnam o Burundi. Estas once referidas naciones constituyeron los mayores productores de tierras raras en 2019 (Tabla 5).

Elementos críticos y estratégicos

La demanda de elementos de las tierras raras ha crecido continuamente, a la par que la producción (Tabla 5), que de 1995 a 2010 se ha duplicado, y lo hará nuevamente en 2020. Estos metales se han convertido en críticos para la industria y estratégicos para las naciones. Se consideran «críticos» aquellos elementos químicos o minerales cuya escasez dañaría la economía de un país, puesto que resultan esenciales para sus aplicaciones tecnológicas. La limitación se origina cuando no existe un sustituto y surgen riesgos porque el suministro⁷⁸:

- a) depende del precio, como durante la citada crisis de 2009-2013 para las tierras raras;
- b) depende del tiempo: los quince elementos que consumía la informática en la década de 1990, no todos críticos, han aumentado a unos sesenta actualmente, abarcando la mayor parte de los elementos de las tierras raras;
- c) depende del contexto tecnológico –lo esencial para un tipo de industria puede no serlo para otra– y variar en cada país de acuerdo con sus necesidades;

⁷⁷ ROSKILL: «Rare earths: Myanmar's border to China recloses». <https://roskill.com/news/rare-earths-myanmars-border-to-china-recloses/> Fecha de la consulta 25.01.2021.

⁷⁸ PREGO, nota 2, pp. 109-111.

- d) depende de imponderables como la pandemia de la COVID-19: según el *Global Times*⁷⁹ (periódico insignia del Partido Comunista Chino), las exportaciones de tierras raras de China se desplomaron un 26,7 % interanual en los primeros once meses de 2020 debido a que en Ganzhou, donde se procesan cerca del 70 % mundial de los metales raros, estaban trabajando en febrero a un 20 % de su capacidad a causa del brote, lo cual afecta las exportaciones hacia EE. UU., Japón y Europa⁸⁰;
- e) en el caso particular de los elementos de las tierras raras, ocurre un «problema de balance»⁸¹ al encontrarse mezclados en proporciones distintas según sea el mineral; cuando se ajusta un elemento a su demanda, en el mercado se obtienen otros en demasía, lo que puede subir su precio debido a los costos de almacenamiento; en caso contrario, si se ajusta la producción a la demanda del sobrante se genera una escasez del primero; los elementos más requeridos suelen ser el neodimio y el disprosio mientras que el cerio, gadolinio, holmio, iterbio, lutecio praseodimio y tulio se producen en exceso y se almacenan⁸².

La globalización de la economía ha implicado a la industria y, con ella, el comercio de los elementos químicos y sus minerales. Entre ellos están los esenciales bajo un aspecto militar. Son los denominados «estratégicos», cuya producción nacional no logra satisfacer la demanda de su industria militar. En 2012 la industria militar norteamericana consumió el 5 % de las tierras raras gastadas en su país. El departamento de Defensa norteamericano⁸³ reconoció su vulnerabilidad hacia varios elementos de las tierras raras, debido a que eran estratégicos para sus equipos militares, y recomendó el acopio de itrio y disprosio en 2013 y de europio en 2015. Los elementos/minerales estratégicos siempre serán

⁷⁹ GT Staff, «Rare-earth exports plunge in first 11 months: Chinese customs», *Global Times* (2020/12/7). <https://www.globaltimes.cn/content/1209248.shtml> Fecha de la consulta 25.01.2021.

⁸⁰ XUANMIN, L, «China's rare earth exports drop 20-30%, crippled by COVID-19 outbreaks abroad», *Global Times* (2020/5/14). <https://www.globaltimes.cn/content/1188392.shtml> Fecha de la consulta 25.01.2021.

⁸¹ VONCKEN, nota 60, p. 109.

⁸² BINNEMANS, K. et al.: «Recycling of rare earths: a critical review», *Journal of Cleaner Production*, 51: 1-22, 2013.

⁸³ GAO: «Rare Earth materials: developing a comprehensive approach Could help DOD better manage National Security risks in the supply chain». Report to Congressional Committees, 2016.

críticos, pero no al contrario. A veces, ello es causa de confusión entre ambos términos para algunas publicaciones. Las reservas mundiales de aquellos elementos/minerales, cuyo suministro en tiempo de guerra no cubrirían las necesidades mínimas de un estado, son muy codiciados y cada país industrializado tiene su propia lista. El club de elementos críticos y estratégicos se ha incorporado a la geoestrategia y la geopolítica mundial.

La UE considera críticos aquellos que poseen una alta importancia económica combinada con un riesgo asociado a su suministro; suman veinte materiales de una lista de 54 potenciales: antimonio, berilio, borato, cromo, cobalto, carbón de coque, elementos del grupo del platino, elementos de tierras raras, flúor, galio, germanio, grafito natural, indio, magnesita, magnesio, fosfato mineral, niobio, silicio metal y wolframio. El escandio⁸⁴ no lo incluyeron dentro del conjunto de tierras raras, pero sí al itrio. La criticidad se puede valorar en detalle; son las tierras raras pesadas (del europio al lutecio, más el itrio), seguidas por las ligeras (del lantano al samario) las que para la UE⁸⁵ presentan un mayor riesgo de suministro, considerado este por su posibilidad de sustitución, velocidad de reciclado, producción minera y gobernanza (según el World Governance Index). Cada miembro de la UE tiene su propio listado, coincidente o no con el común. Todos concuerdan en el asunto de las tierras raras al igual que diferentes naciones tecnológicamente desarrolladas: Japón, Corea del Sur y Australia, aparte de China y EE. UU. A mayores, la trascendencia de las tierras raras se agranda al existir un fuerte crecimiento en su demanda, un 8 % anual. Tanto en importancia como en riesgo de suministro (2015-2030), están señalados cinco elementos de las tierras raras⁸⁶: disprosio, europio, itrio, neodimio, y terbio.

La UE importa el 99 % de las tierras raras pesadas de China y el 87 % de las ligeras. El riesgo por esta dependencia ha conducido a diferentes caminos en la búsqueda de suministro. Según estimaciones recientes, las reservas de tierras raras (Tabla 5) se

⁸⁴ Su producción es poca, unas 15-20 toneladas al año, aunque aumenta continuamente al igual que su demanda; sus aplicaciones principales son aleaciones con aluminio (industria aeroespacial, equipamiento deportivo), láseres en odontología y lámparas de descarga de alta intensidad (precio en 2019: en lingotes 134 USD/gramo; como óxido 5 USD/gramo).

⁸⁵ EU Ad-Hoc Working Group on raw materials, «Report on critical raw materials for the EU», European Commission, 2014.

⁸⁶ MCLEOD, C.L., KREKELER, M.P.S.: «Sources of Extraterrestrial Rare Earth Elements: To the Moon and Beyond», *Resources*, 6, 40, 2017.

encuentran en China (sobre 44 millones de toneladas) seguida por Brasil y Vietnam con la mitad de China, luego EE. UU. y Rusia con una tercera parte, y a continuación una serie de países que están incrementando la explotación. En total, las provisiones mundiales se han estimado en unos 124 millones de toneladas de tierras raras (esto es, óxidos de sus elementos: acrónimo común, REO). Se estima que, sumados a los recursos por descubrir, las reservas son grandes en relación con la demanda prevista, pudiendo atenderla durante unos 900 años. Los minerales bastnasita y monacita constituyen el mayor porcentaje de los recursos de tierras raras, destacando los depósitos de monacita en Australia, Brasil, China, India, Malasia, Sudáfrica, Sri Lanka, Tailandia y EE. UU. Está previsto arrancar la explotación de minas en Groenlandia (complejo de Ilímaussaq: uranio, elementos tierras raras y zinc), Zambia (Nkwombwa Hill), Canadá (depósitos de Hoidas, Thor, Stange y Misery Lakes), Sudáfrica (complejo descubierto de Pilanesberg y reapertura de Steenkampskraal). Hay que tener en cuenta que, desde el descubrimiento de un yacimiento hasta su explotación comercial, pueden llegar a transcurrir quince años, lo que no proporciona una respuesta ágil ante posibles carestías.

En esta «guerra» geoestratégica para disponer de suministros en un futuro o de controlarlos en el presente, África es zona de combate. Javier Molina Acebo⁸⁷, miembro del Consejo de EdV-ESIC Business & Marketing School, considera que «las armas de la Segunda Guerra Mundial son los bits de ahora». A su juicio, las guerras ya no se libran «desde un avión, sino con la tecnología» y las tierras raras son el sustento de la industria tecnológica. En este sentido, mira hacia África y recuerda que «los chinos son los dueños de Angola, que está cambiando materias primas por desarrollo civil». China ya se ha acercado a las naciones africanas para explotar su potencial de tierras raras. Se aprovecha de su deuda internacional para ofrecer rescates financieros a cambio de acceso a sus depósitos de tierras raras⁸⁸.

⁸⁷ De QUIROGA, C.: «Las tierras raras, posible baza de China en la guerra comercial», *ABC Economía* (22/05/2019). https://www.abc.es/economia/abci-tierras-raras-posible-baza-china-guerra-comercial-201905220138_noticia.html Fecha de la consulta 25.01.2021.

⁸⁸ FERREIRA, G., CRITELLI, J., JOHNSON, W.: «The Future of Rare Earth Elements in Africa in the Midst of a Debt Crisis», *Eunomia Journal* (Aug 15, 2020). <https://www.civilaffairsassoc.org/post/the-future-of-rare-earth-elements-in-africa-in-the-midst-of-a-debt-crisis> Fecha de la consulta 25.01.2021.

Respuesta de la Unión Europea a la crisis

Durante la crisis por el suministro de tierras raras, la UE creó una lista en 2011 con 14 materias primas que en 2014 rehízo y amplió a 20; en su última revisión, 2017, el número creció a 27. En todas esas listas, los elementos de las tierras raras, ligeras y pesadas, presentaron el mayor riesgo por suministro a la UE. Identificados los elementos críticos la UE promovió y financió parcialmente (65 % del total) con nueve millones de euros el proyecto EURARE, European Rare Earth Element (2013-2017), para «atacar la carestía potencial de tierras raras para su industria: sentar las bases para el desarrollo de la industria de tierras raras en Europa que salvaguardará un suministro ininterrumpido de materias primas de tierras raras y productos cruciales para el sector económico industrial de la UE»⁸⁹. En el mapa elaborado por EURARE⁹⁰ se señalan 76 yacimientos y depósitos de tierras raras en Europa (excluida Rusia e incluida Turquía). Siete son recursos, esto es, depósitos que se han explorado con suficiente detalle para tener buenas estimaciones. Se encuentran en Escandinavia (Fen en Noruega y, en Suecia, Norra Kärr y Olserum), Groenlandia (Sarfartoq, Kvanefjeld, Kringleme y Motzfeldt) y Alemania (Storkwitz). De modo especial, Europa mira hacia Groenlandia⁹¹ como principal suministro futuro. Esta región autónoma de Dinamarca es una apetitosa fuente de tierras raras. Mediante el proyecto Kvanefjeld, liderado por la australiana Greenland Minerals, donde la china Shenghe Resources tiene participación, ambiciona llegar a suministrar un 25 % de la demanda mundial. Otra vía, más modesta pero de interés, al explotar tierras raras pesadas, está en Suecia. El complejo de Norra Kärr (mineral eudialita), descubierto en 1906, es de momento el proyecto europeo más prometedor y está siendo explotado por Tasman Metals Ltd⁹². En conjunto, EURARE considera que esos siete depósitos pue-

⁸⁹ «The main goal of the EURARE project was to set the basis for the development of a European REE industry that will safeguard the uninterrupted supply of REE raw materials and products crucial for the EU economy industrial sectors, such as automotive, electronics, machinery and chemicals, in a sustainable, economically viable and environmentally friendly way». <http://www.eurare.org/> Fecha de la consulta 25.01.2021.

⁹⁰ «REE resources, deposits and occurrences in Europe recognised by the EURARE Project (2013-2017)». <http://oryktos.blogspot.com/2018/03/europes-ree-eurare-project-is-completed.html> Fecha de la consulta 25.01.2021.

⁹¹ PAULICK, H., ROSA, D. AND KALVIG, P.: «Rare Earth Element projects and exploration potential in Greenland», MiMa rapport 2015/2, 2015.

⁹² VONCKEN, nota 60, p. 40.

den asegurar el suministro a la UE durante décadas. Este tipo de explotaciones requieren mucha inversión, por lo cual resulta oportuno concentrarse únicamente en Groenlandia y Suecia, tal y como sugiere Christopher Ecclestone, especialista en minería del banco de inversión neoyorquino Hallgarten & Company: «Europa debería concentrarse en una o dos minas, y en reciclar muchísimo»⁹³.

En España el mapa aludido apunta a un depósito en Mulas y dos ocurrencias: una asociada a rocas ígneas alcalinas en Galiñeiro, y otra en placeres situada en la Rambla de las Granatillas. Una revisión reciente reconoce cinco⁹⁴ ubicadas en el Monte Galiñeiro (Galicia), Campo de Montiel (Ciudad Real), Ramblas de las Granatillas (Almería), río Cúa (Asturias) y Fuerteventura (Islas Canarias). La sierra del Galiñeiro⁹⁵ es un complejo geológico de diez kilómetros cuadrados, descubierto por un geólogo holandés en 1966. Está formado por gneises alcalinos y peralcalinos con minerales ricos en tierras raras (bastnaesita, fergusonita, monacita, torita, xenotima, allanita, torianita y circón), cuya erosión transporta tierras raras y torio a los sedimentos de la ría de Vigo⁹⁶ y del río Miño⁹⁷. En 2013 se frustró un proyecto de explotación por la dificultad técnica y la presión social local. En el Campo de Montiel se encuentra un placer aluvial de monacita de 2,34 kilómetros cuadrados con 30 000 toneladas de alto contenido en neodimio, praseodimio y europio. Fue hallado por la empresa Quantum Minería, cuyo proyecto de explotación de Matamulas fue rechazado en 2019 en base a una declaración ambiental negativa por afectar al hábitat del águila imperial, al lince y al sisón⁹⁸. Las otras tres: el depósito aluvial de la Granatilla, al sur del antiguo complejo volcánico del Hoyazo de Níjar, fue explotado por el granate, y contiene tierras raras ligeras y

⁹³ https://elpais.com/politica/2015/05/10/actualidad/1431274081_028653.html Fecha de la consulta 25.01.2021.

⁹⁴ MORANTE GUTIÉRREZ, M.: «Estudio de prefactibilidad de un aprovechamiento de tierras raras en España». Universidad de Cantabria, Santander, pp. 43-46, 2019.

⁹⁵ FLOOR, P.: «Petrology of an aegirine-riebeckite gneiss-bearing part of the Hesperian massif: The Galiñeiro and surrounding areas, Vigo Spain». *Leidse Geologische Mededelingen*, 36: 1-204, 1966.

⁹⁶ PREGO, R. *et al.*: «Rare earth elements in sediments of the Vigo Ria, NW Iberian Peninsula», *Continental Shelf Research*, 29: 896-902, 2009.

⁹⁷ PREGO, R., *et al.*: «Lanthanides and yttrium in the sediments of the lower Minho River (NW Iberian Peninsula). Imprint of tributaries», *Journal of Soils and Sediments*, 19: 2558-2569, 2019.

⁹⁸ BURKHALTER, E.: Comunicación personal, 2019.

torio⁹⁹. Las carbonatitas del Complejo Basal de Fuerteventura exhiben una mayor presencia de las ligeras en contenidos explotables¹⁰⁰. Sobre el río Cúa no se dispone de una información precisa. Además de esos tres lugares ya identificados recientemente se ha descubierto uno nuevo en Gran Canaria¹⁰¹ con un volumen de elementos de las tierras raras ligeras e itrio de unos mil kilómetros cúbicos. Existe otro en el límite de Salamanca con Zamora, en la zona denominada Domo del Tormes, donde se detectaron¹⁰² proporciones significativas de lantano y cerio en granitos porfídicos biotíticos.

Otra ruta es el reciclaje de elementos de las tierras raras. Es un recurso secundario que atiende a evitar la contaminación o por necesidad de recursos estratégicos, más que de beneficios económicos reales en los países industrializados. El reciclado es muy bajo, un 1 %, ocasionado por la falta de un reto tecnológico, recolección ineficiente y escasez de incentivos¹⁰³. Esta cuestión recibe más atención cada día y hay revisiones amplias del tema¹⁰⁴ que pueden consultarse. El problema para la industria es lo caro que resulta recuperar metales raros, un coste por ahora superior a su valor¹⁰⁵. Normalmente son residuos provenientes de imanes permanentes, lámparas, pantallas, material informático y pilas recargables. En Europa solo son reciclados a nivel comercial fluorescentes, baterías de hidruro de níquel e imanes. Para estos dos últimos, el proyecto europeo REE4EU¹⁰⁶ desarrolló a escala industrial un método de extracción de aleaciones de tierras raras para la producción de imanes. Las alzas de precios hacen más rentable el reciclado y se deriva hacia países donde la

⁹⁹ LÓPEZ-RUIZ, J.: «El campo neógeno del SE de España», *Enseñanza de las Ciencias de la Tierra*, 7.3: 244-253, 1999.

¹⁰⁰ MANGAS, J. et al.: «Minerales de tierras raras en las carbonatitas del Complejo Basal de Fuerteventura (Islas Canarias)», *Geogaceta*, 20: 1511-1513, 1996.

¹⁰¹ MENÉNDEZ, I. et al.: «Distribution of REE-bearing minerals in felsic magmatic rocks and paleosols from Gran Canaria, Spain: Intraplate oceanic islands as a new example of potential, non-conventional sources of rare-earth elements», *Journal of Geochemical Exploration*, 204: 270-288, 2019.

¹⁰² LÓPEZ PLAZA, M., GONZALO CORRAL, J.C.: «Caracterización geoquímica de las anaxitas del Domo del Tormes (provincias de Salamanca y Zamora)», *Revista de la Sociedad Geológica de España*, 6: 113-128, 1993.

¹⁰³ BINNEMANS et al., nota 82.

¹⁰⁴ BUSTILLO REVUELTA, M., RUÍZ SÁNCHEZ-PORRO, J.: «Tierras raras: geología, producción, aplicaciones y reciclado», Fuelleo Editores, Madrid, pp. 353-403, 2019.

¹⁰⁵ PITRON, nota 67, p. 76.

¹⁰⁶ REE4EU «Project: Rare Earth Recycling for Europe». <https://www.ree4eu.eu/the-project/> Fecha de la consulta 25.01.2021.

mano de obra sea barata y la exigencia ambiental baja. EE. UU. exporta a Asia el 80 % de sus residuos electrónicos y desde la UE se envían 1,3 millones de toneladas anuales a África (Ghana) y Asia (China, Filipinas, India, Vietnam). Como comenta el químico Keith Veronese¹⁰⁷: «el reciclaje en el Tercer Mundo es inquietantemente post-apocalíptico. Aventurándose en montañas de monitores descartados, ordenadores de sobremesa y refrigeradores, los niños y adolescentes se pelean por las partes electrónicas expuestas al sol y la lluvia en busca de cualquier metal... para una posible reventa».

Actualmente está creciendo la atención sobre la «minería urbana», reciclaje de materiales domésticos, y se presta atención a residuos industriales como fosfoyeso y barros rojos de alúmina. Aunque algunos dispositivos son relativamente pobres en tierras raras, dificultando su recuperación, al sumar enormes volúmenes de material la cantidad obtenible es grande y se están convirtiendo en una fuente potencial de neodimio, praseodimio, samario, disprosio, cerio, europio e itrio separables por hidrometalurgia¹⁰⁸, menos costosa y escasamente contaminante.

Respuesta norteamericana a la crisis

Al final de la crisis de las tierras raras, en 2013, EE. UU. había reaccionado como la UE creando el Critical Materials Institute (CMI)¹⁰⁹, un centro de innovación energética dirigido por el laboratorio Ames con una visión holística para el ciclo de los materiales críticos. Autodenominado Proyecto tipo Manhattan por sus dimensiones (4 laboratorios nacionales, 7 universidades y 10 socios industriales) que integran investigación científica, innovación en ingeniería, fabricación y mejoras de procesos. Norteamérica está tratando de mitigar su vulnerabilidad en tierras raras. Victoria Bruce, periodista con formación en geología, en su libro aparecido en 2017 considera que «la destreza tecnológica estadounidense solía ser incomparable. Pero debido

¹⁰⁷ VERONESE, K.: «Rare», Prometheus Books, Nueva York, p. 143, 2015.

¹⁰⁸ JYOTHI, R.K. et al.: «Review of rare earth elements recovery from secondary resources for clean energy technologies: Grand opportunities to create wealth from waste», *Journal of Cleaner Production*, 267: 122048, 2020.

¹⁰⁹ *The Critical Materials Institute is a U.S. DOE Energy Innovation Hub led by Ames Laboratory, and supports early-stage research to advance innovation in U.S. manufacturing. CMI seeks ways to eliminate and reduce reliance on rare-earth metals and other materials critical to the success of clean energy technologies.* <https://www.ameslab.gov/cmi> Fecha de la consulta 25.01.2021.

a la globalización, y con la bendición del gobierno, los materiales, componentes y tecnologías patentados se comercializan cada vez más fuera de U.S.»¹¹⁰. Afganistán podría ser un buen apoyo minero. En 2011 el servicio geológico norteamericano (USGS) había informado¹¹¹ de los mayores depósitos de minerales de tierras raras descubiertos bajo un volcán extinto en el suroeste de Afganistán. Estimó que las reservas podrían abastecer a todo el mundo durante 10 años. A ese respecto, James Kennedy, experto en tierras raras y presidente de THREE Consulting, escribía¹¹²: «Aunque esta área es una de las áreas mineralizadas más prometedoras del mundo (...) un artefacto explosivo improvisado en un vehículo acabó con muchos, si no la mayoría, del personal afgano de minería y petróleo y gas cerca del Servicio Geológico de Afganistán y Ministerio de Minas en Kabul (...) probablemente perdió a la mayoría de sus geólogos sénior» y concluye «olvídense (...) la minería en este país no sucederá en nuestra vida (...) demasiado corrupta y sin infraestructura» por lo que afirma que «la grandeza estadounidense proviene del liderazgo económico y tecnológico, no de conflictos interminables. Este es un problema para el liderazgo estadounidense». La respuesta de EE. UU. pasa por la reapertura, anteriormente comentada, de la mina de Mountain Pass, que explota tierras raras ligeras. Al igual que hizo la UE, el USGS realizó un estudio¹¹³ sobre los posibles depósitos explotables en su suelo. Fueron identificados Bokan Mountain (Alaska), conteniendo 5,3 millones de toneladas de tierras raras con un 40 % de las pesadas, Bear Lodge (Wyoming) con 550 mil toneladas, Round Top (Texas) con 300 mil toneladas y Elk Creek (Nebraska), rica en escandio (3400 toneladas de su óxido). Entre ellas, atendiendo al delicado tema del suministro de tierras pesadas, está la mina subterránea de Bokan Mountain, localizada en la isla Príncipe de Gales (Alaska). En esa montaña hay una mina de uranio cerrada, que se encuentra dentro y alrededor de las áreas del depósito de

¹¹⁰ BRUCE, V.: «*Sellout: How Washington Gave Away America's Technological Soul, and One Man's Fight to Bring It Home*», Bloomsbury, Nueva York, 304 pp., 2017.

¹¹¹ PETERS, S.G.: «Summaries and Data Packages of Important Areas for Mineral Investment and Production Opportunities in Afghanistan», The USGS-TFBSO Afghanistan Minerals Project. U.S. Department of Defense, and the U.S. Geological Survey, 2011.

¹¹² KENNEDY, J.: «Blackwater mercenaries go Off-World», 2017. <https://www.linkedin.com/pulse/blackwater-mercenaries-go-off-world-james-kennedy> Fecha de la consulta 25.01.2021.

¹¹³ TRACY, B.S.: «An Overview of Rare Earth Elements and Related Issues for Congress», Congressional Research Service, USA, 2020.

tierras raras. La empresa canadiense Ucore¹¹⁴ adquirió la concesión en 2012 y prevé producir 375 toneladas de concentrado de tierras raras al día, durante once años, que plantea comercializar cerca de la mina, aplicando su tecnología patentada de extracción por solvente.

Otra opción mundial en el suministro de las escasas tierras raras pesadas es la mina Browns Range (xenotima-Y), que cubre 3600 kilómetros cuadrados en el oeste de Australia. Está posicionada para convertirse en el mayor productor de disprosio (precio diciembre 2020: 244 USD/kg) y terbio (958 USD/kg) fuera de China. En 2018, Northen Minerals Limited, con objeto de verificar su viabilidad técnica y económica, comenzó a producir carbonato de tierras raras en una planta piloto situada en la misma mina.

Respuesta japonesa a la crisis

Japón es una nación muy sensible a cualquier restricción de elementos de tierras raras, en especial su industria automovilista. Por ejemplo, la empresa Toyota precisa de 10 000 toneladas anuales de tierras raras para sus coches híbridos. Una opción que ha abordado para paliar carestías es el reciclado. Por una parte, los catalizadores que contienen platino, paladio, rodio y óxido de cerio depositado sobre aluminio y óxido de lantano están siendo reciclados para fabricar nuevos catalizadores. Por otra parte, en 2018 Toyota fabricó un nuevo imán¹¹⁵ para motores eléctricos que disminuye la cantidad de tierras raras a la mitad. No utiliza terbio ni disprosio, y sustituye parte del neodimio por lantano y cerio, más abundantes y de menor coste. Otras empresas ya habían seguido ese camino. En 2012, Nissan había desarrollado un nuevo motor eléctrico con un 40 % menos de disprosio y TDK un método para elaborar imanes con un 50 % menos de ese metal¹¹⁶. Más allá de la industria en particular, Japón, como

¹¹⁴ UCORE, «Bokan Mountain Alaska: The highest grade heavy rare Earth element Project in the United States of America», 2021. <https://www.ucore.com/bokan> Fecha de la consulta 25.01.2021.

¹¹⁵ Toyota, «Toyota reducirá el uso de tierras raras críticas un 50 % gracias a un nuevo imán para motores eléctricos», 2018. <https://prensa.toyota.es/toyota-reducira-el-uso-de-tierras-raras-criticas-un-50-gracias-a-un-nuevo-iman-para-motores-electricos/> Fecha de la consulta 25.01.2021.

¹¹⁶ ZHOU, B. *et al.*: 2016. Rare Earth Elements supply vs. clean energy technologies: new problems to be solve. *Mineral Resources Management*, 32: 29-44.

observó Abraham en 2015¹¹⁷, «está en proceso de cambio en este momento. Consideran los metales raros como elemento vital de su economía y su economía de fabricación» y prosigue «... tienen menos miedo de invertir dinero en garantizar que las líneas de suministro sean sólidas... Pero también invierten mucho más en educación y dan dinero a las universidades para que se centren en muchos de estos materiales».

El otro camino nacido de la crisis de 2009-2013 fue la búsqueda de fuentes propias de tierras raras. El gobierno japonés pretende obtener más del 60 % de sus requisitos de tierras raras de fuera de China; para lograrlo, las principales corporaciones japonesas desenvuelven proyectos mineros en cooperación con entidades locales en Australia, India y Kazajistán. Las empresas japonesas cuentan con el respaldo de su gobierno, que está estableciendo asociaciones internacionales en las mismas regiones. La independencia japonesa de la importación está en camino de desaparecer tras el descubrimiento en 2011 de altos contenidos de elementos de tierras raras en el lodo (oxihidróxidos de hierro hidrotermales y filipsita) de las profundidades marinas del Pacífico Norte. Los geólogos estimaron que se trataba de un recurso enorme y muy prometedor, donde un área un kilómetro cuadrado podría proporcionar una quinta parte del consumo mundial anual de estos elementos¹¹⁸. Posteriormente, en 2013, una campaña japonesa llevada a cabo en el buque de investigación de aguas profundas Kairei encontró una capa de lodo, de 2 a 4 metros de espesor, a 5600-5800 metros de profundidad alrededor de la isla Minami-Torishima, dentro de la zona económica exclusiva japonesa. Esos lodos son muy ricos en tierras raras ligeras y pesadas; contenían un 0,66 % de pesadas, esto es, 25 veces superiores a los depósitos del sur de China¹¹⁹. La isla de Minami-Torishima, pequeña (1,5 kilómetros cuadrados) y aislada (no hay otra tierra en mil kilómetros a la redonda) se halla situada a 1950 kilómetros al sureste de Tokio en el océano Pacífico Norte y pertenece a Japón desde 1898. Este hallazgo abre una perspectiva de futuro para Japón como una nación próspera en recursos de metales en general y tierras raras en particular. Ahora están diseñando

¹¹⁷ ABRAHAM, D., KINTISCH, E.: «The Rare Metal Age», *Science & Diplomacy*, vol. 4, nº 4, 2015. <http://www.sciencediplomacy.org/perspective/2015/rare-metal-age> Fecha de la consulta 25.01.2021.

¹¹⁸ KATO, Y., *et al.*: «Deep-sea mud in the Pacific Ocean as a potential resource for rare-earth elements», *Nature Geoscience*, 4: 535-539, 2011.

¹¹⁹ IJIMA, K. *et al.*: «Discovery of extremely REY-rich mud in the western North Pacific Ocean», *Geochemical Journal*, 50: 557-573, 2016.

un sistema que permitiría recuperarlos y, asimismo, un procedimiento para el procesado de los minerales a fin de explotar en un futuro próximo este recurso que se estima en 16 millones de toneladas de sedimentos mineralizados de tierras raras. Un área de 105 kilómetros cuadrados supone 1,2 millones de toneladas de tierras raras que representa 62, 47, 32 y 56 años de la demanda global anual de itrio, europio, terbio y disprosio, respectivamente¹²⁰. Según sus científicos, se espera atender la demanda mundial durante más de 500 años!

La iniciativa japonesa ha acelerado la búsqueda de depósitos oceánicos similares en todos los océanos, cuya ocurrencia se conoce desde hace un siglo. Hace 40 años se comenzó a conocer la génesis, distribución y potencial de esos recursos. Los bajos precios de los metales en los mercados mundiales moderaron el entusiasmo por la minería de las profundidades del océano hasta la década de 2000, aunque la investigación no se había abandonado. Consorcios mineros de China, Francia, Alemania, India, Japón, Corea y Rusia siguen intentando explotar los fondos marinos más ricos en nódulos polimetálicos con potencial rendimiento económico¹²¹. Se concentran principalmente en tres regiones oceánicas: la cuenca del Océano Índico Central, la cuenca de Perú y la zona de fractura de Clarion-Clipperton, en el océano Pacífico Noreste. Los yacimientos están constituidos por nódulos de manganeso, costras de ferromanganeso y sulfuros polimetálicos precipitados en las fuentes hidrotermales de las dorsales oceánicas. Se encuentran situados fuera de las 200 millas de la zona económica exclusiva, por lo que la exploración y explotación en esas áreas es patrimonio común de la humanidad. Conocida como «La Zona» cae dentro de la administración de la Autoridad Internacional de los Fondos Marinos (International Seabed Authority, ISA)¹²², consti-

¹²⁰ TAKAYA, Y. *et al.*: «The tremendous potential of deep-sea mud as a source of rare-earth elements», *Scientific Records*, 8, 5763, 2018.

¹²¹ HEIN, J.R. *et al.*: «Deep-ocean mineral deposits as a source of critical metals for high- and green-technology applications: Comparison with land-based resources». *Ore Geology Reviews*, 51: 1-14, 2013.

¹²² *The International Seabed Authority (ISA) is an autonomous international organization established under the 1982 United Nations Convention on the Law of the Sea (UNCLOS) and the 1994 Agreement relating to the Implementation of Part XI of the United Nations Convention on the Law of the Sea (1994 Agreement). ISA is the organization through which States Parties to UNCLOS organize and control all mineral-resources-related activities in the Area for the benefit of mankind as a whole. In so doing, ISA has the mandate to ensure the effective protection of the marine environment from harmful effects that may arise from deep-seabed related activities.* <https://www.isa.org.jm/about-isa> Fecha de la consulta 25.01.2021.

tuida en 1994. A través de la ISA, y siguiendo sus reglamentos, los consorcios formalizan y contratan una parcela de exploración inferior a 150 000 kilómetros cuadrados sobre el que tienen derecho exclusivo durante ocho años. Estos cambios legales conllevan el hecho de que hace un siglo los océanos (71 % del planeta) no tenían dueño, ahora el 40 % de esa superficie marina (28 % del planeta) pertenece a algún país y un 10 % está en disputa (7 % del planeta). En concreto, el océano «libre» se ha reducido de un 71 % a un 36 %, esto es, a la mitad, por los intereses nacionales y comerciales. Ahora algunos estados pretenden extender su dominio de 200 a las 350 millas.

La llegada del recurso de la minería submarina y los depósitos existentes en la zona económica exclusiva española ha sido compendiada y analizada con claridad y profundidad en un artículo del Instituto Geológico Minero de España¹²³. Ese artículo señala tres zonas geográficas de gran interés: el golfo de Cádiz, el Banco de Galicia y los montes submarinos de las Islas Canarias. Entre ellos destaca este último, definido como la provincia volcánica de las Islas Canarias, que abarca un gran número de montes y colinas submarinas, algunos de los cuales están más allá del límite de las 200 millas. Por ejemplo, el monte submarino Tropic (3,5 kilogramos de tierras raras por tonelada de costra de ferromagnesio) que España lleva años estudiando¹²⁴, junto con los fondos submarinos que lo rodean, para documentar la demanda que presentó en 2014 ante la ONU con el objetivo de extender la plataforma continental de Canarias hasta las 350 millas. Las costras de ferromanganeso estudiadas en los montes submarinos canarios, entre otros metales, contienen un 0,4 % de tierras raras.

¿Una «rara» pieza clave del puzle de la energía?

Los elementos de las tierras raras entraron de lleno en nuestra sociedad durante la década de 1960 para ir convirtiéndose en una sociedad de alta tecnología. Al inicio de esa decenio el historiador

¹²³ MARINO, E. *et al.*: «Llega la era de la minería submarina», *Tierra y Tecnología*, 49, 2017. <https://www.icog.es/TyT/index.php/2017/05/llega-la-era-de-la-mineria-submarina/> Fecha de la consulta 25.01.2021.

¹²⁴ MARINO, E. *et al.*: «Strategic and rare elements in Cretaceous-Cenozoic cobalt-rich ferromanganese crusts from seamounts in the Canary Island Seamount Province (northeastern tropical Atlantic)», *Ore Geological Reviews*, 87: 41-61, 2017.

de la ciencia ruso Trifonov¹²⁵ comentaba, en una excelente revisión sobre el tema de las tierras raras, que «los elementos de las tierras raras eran una rama olvidada de la química inorgánica» y vaticinaba: «No sería sorprendente que en un futuro próximo los metales de las tierras raras se vuelvan tan comunes en la ciencia y la industria como, por ejemplo, el magnesio o el aluminio son ahora». Así fue. En los últimos cincuenta años han sido ampliamente abordados desde ambos puntos de vista, impulsados por sus aplicaciones, que nos han conducido a la Edad de las Tierras Raras. Aunque cada habitante del planeta apenas consume 17 gramos de tierras raras al año, el mundo sería en extremo lentificado sin esas escasas migajas de corteza terrestre¹²⁶. El progreso para esos metales no ha terminado, sigue en un continuo avance, solo hay que revisar lo que se publica científicamente y recordar la llegada de nuevos dispositivos, los cuales contribuyen a un suministro de energía alternativo y renovable. Una vez que las tierras raras se han incorporado plenamente en nuestra cultura, y leídas las páginas anteriores, cabe atender ahora a las tres preguntas que se plantearon sobre su relación con la energía: ¿Intervienen directamente las tierras raras en la producción de energía? ¿Mejoran la eficiencia en el consumo de energía? ¿Proporcionan medios que facilitan el manejo de la energía?

Esta última cuestión conduce al sistema periódico de los elementos químicos. Los lantánidos son los únicos elementos en los que el llenado de sus siete orbitales «f» les proporciona unas propiedades magnéticas y ópticas especiales. Después de ellos, esto es, del hafnio al radio, los orbitales «f» ya están completos y solo para sus «primos» los radiactivos actínidos vuelve a repetirse ese llenado, empero solo existen en la naturaleza cuatro de ellos (los demás son elementos obtenidos artificialmente): actinio y protoactinio (extremadamente escasos), torio y uranio, que no son aptos para las aplicaciones de los lantánidos. Son únicos entre los elementos químicos existentes en nuestro universo. Ellos, junto con el escandio e itrio que comparten sus minerales, son insustituibles en la mayor parte de sus aplicaciones tecnológicas. En Norteamérica, la USGS lo reconoce en sus informes¹²⁷: «Hay sustitutos disponibles para muchas aplicaciones, pero generalmente

¹²⁵ TRIFONOV, D.N.: «*The rare-earth elements*», The MacMillan Company, Nueva York, p. 118, 1963.

¹²⁶ PITRON, nota 67, p. 106.

¹²⁷ USGS, «*Mineral Commodity Summaries 2020*», U.S. Department of Interior & U.S. Geological Survey, 2020.

son menos efectivos». Al igual en Europa, el informe final del proyecto EURARE señala¹²⁸: «En las aplicaciones donde se han identificado sustitutos, estos son más costosos o también críticos». Varios elementos, más onerosos y menos abundantes, tales como el europio, el terbio y el disprosio no pueden ser reemplazados; mientras que el tulio, el iterbio y el lantano, difícilmente (solo en un 25 % de los dispositivos); el praseodimio, el neodimio y el samario en un 60 % y los demás en el 37-40 % de los casos¹²⁹. Ni que decir tiene que la especificación de «son menos efectivos» para potenciales sustituciones hace irremplazables a los elementos de las tierras raras en su papel militar de «estratégicos». En respuesta a la pregunta inicial se puede afirmar que, en todos los dispositivos de manejo, comunicaciones e informática son básicos para la gestión de la energía; permiten levantar redes eléctricas pseudointeligentes, al igual que para otros destinos similares en nuestra sociedad tecnológica presente.

Al respecto de la segunda cuestión, los elementos de las tierras raras están presentes en muchos equipos que reducen el consumo de energía. En particular destacan en dos, la iluminación y los imanes. Las modernas y cada vez más presentes luces led utilizan menos elementos de las tierras raras y consumen menos energía; su vida es mayor y rinden un 20 % más de luz que los fosforescentes a los que están sustituyendo. La fabricación de imanes consume una mezcla de neodimio (el mayor destino de su producción mundial), praseodimio, disprosio, junto con otros elementos utilizados en rellenos, como cerio y gadolinio. Estos imanes han sustituido a los tradicionales en dispositivos electrónicos para amplificar señales de radiofrecuencia, ventiladores, cabezas de lectura de discos duros, imágenes por resonancia magnética nuclear, altavoces y auriculares, motores eléctricos, herramientas inalámbricas, servomotores, motores síncronos, motores de pasos o motores para automóviles, tanto híbridos como eléctricos. El informe de perspectivas del mercado de tierras raras de Roskill¹³⁰ hace un desglose detallado de la demanda, evaluando las tendencias tecnológicas y de la industria, y su impacto en el consumo de cada elemento por mercado de uso final. Para 2030 pronostica que los imanes de

¹²⁸ EURARE brochure, 2017. http://www.eurare.org/docs/EURAREbrochure_vfinal.pdf Fecha de la consulta 25.01.2021.

¹²⁹ GRAEDEL, T.E. *et al.*: «On the material basis of modern society», PNAS, 2013. <https://doi.org/10.1073/pnas.1312752110> Fecha de la consulta 25.01.2021.

¹³⁰ ROSKILL, «Rare Earths. Outlook to 2030», 20th Edition, 2020.

tierras raras representarán un 40 % de la demanda total, esto es, casi el doble de la actual. La investigación de aplicaciones, como se comentó (Figura 3), sigue una evolución vertiginosa. Está abordando las propiedades magnéticas de las tierras raras en la fabricación de sistemas de refrigeración, y bombas de calor sostenibles y eficientes, aprovechando el efecto magnetocalórico. Es una de las mejores soluciones para el ahorro energético, ya que permite refrigerar de forma ecológica (no emplea gases dañinos para la atmósfera), silenciosa (no tienen partes móviles) y con un menor consumo energético (son tres veces más eficientes que los tradicionales). Comprobada su viabilidad con el gadolinio, ahora se ensaya con prototipos basados en elementos más baratos de las tierras raras en menesteres destinados a equipos de refrigeración industrial, sistemas de aire acondicionado en vehículos y edificios y refrigeradores en supermercados. Este es uno de los diversos ejemplos sobre las grandes posibilidades que abren los elementos de las tierras raras, posiblemente su mayor contribución: aplicaciones «verdes», para disminuir el consumo de energía.

Finalmente, las tierras raras intervienen en el almacenado y la producción de energía bajo diferentes apartados. Si se consideran las tres fuentes de energía básicas en la Tierra, la fusión nuclear solar (hidrógeno y helio), la fisión nuclear (uranio, torio y potasio) dentro de nuestro planeta y la gravedad (mareas), los elementos de las tierras raras tienen un papel insignificante: el prometio como pila nuclear, o secundario: en los reactores nucleares como veneno para reducir una alta reactividad. En ambos casos pueden ser reemplazados por otros elementos químicos. En consecuencia, son sustituibles. Si se tienen en cuenta las fuentes de energías resultado de los gradientes originados por las tres primarias en la Tierra: las intermitentes eólica y solar, la hidráulica y la geotérmica, principalmente, la labor de los elementos de las tierras raras es considerable, sobre todo en cuanto a generadores eléctricos para turbinas de viento. No obstante, es posible fabricar generadores asíncronos o síncronos sin imanes permanentes, para reducir la dependencia de tierras raras. Sin soluciones alternativas en los próximos años, el sector eólico podría llegar a consumir un 6 % de la producción anual de neodimio y más del 30 % de la de disprosio, dado que se espera que los polígonos eólicos marinos, una de las tecnologías renovables con mayor potencial de expansión, alcancen los 120 GW de capacidad. De los 12 GW actuales en la UE, la Comisión Europea estima disponer de una capacidad instalada de, al menos, 60 GW

de energía eólica marina y de 1 GW de energía oceánica para 2030, con vistas a alcanzar respectivamente 300 GW y 40 GW de capacidad instalada en 2050¹³¹.

En otra faceta de la energía, el almacenamiento, tienen una función interesante en baterías, aunque utilicen cantidades pequeñas en el cátodo de las de hidruro metálico de níquel. En comparación con las, de momento, caras baterías de iones de litio, su uso seguirá. Se están realizando experiencias para el almacenado de hidrógeno gas para vehículos y también en ampliar el rendimiento de las células solares¹³² mediante el iterbio, que absorbe la luz infrarroja y la envía al erbio, que lo devuelve como luz verde visible. En el campo del almacenado y la producción de energía, las tierras raras son valiosas para la Transición Energética. Es deseable que tengan una mayor participación en la generación de energía, e investigar para ampliar y mejorar sus aplicaciones, a ser posible aprovechando el sobrante por desbalanceado en la producción de elementos de las tierras raras.

Retos a superar

A día de hoy, destacan dos entre los desafíos pendientes de resolver. Uno es medioambiental y otro geoestratégico. Siempre han de enfocarse con una visión de conjunto. Invariablemente hemos de preocuparnos por nuestro planeta. Por una parte, hay que aprovechar eficientemente los elementos de las tierras raras en la generación de una energía renovable y una economía baja en carbono. Una política científica adecuada es clave para perseguir soluciones que permitan a cada nación alcanzar una independencia energética, adaptándose a sus riquezas naturales. En España se puede decir lo mismo, e igualmente, que no se debe permitir la pérdida de conocimiento científico y técnico por una rotura generacional en la transmisión del saber. Por otra parte, debido a que los aparatos corrientes son más baratos cada vez y su ciclo de vida menor, es necesario usar eficientemente los recursos,

¹³¹ COMISIÓN EUROPEA, «Una estrategia de la UE para aprovechar el potencial de la energía renovable marina para un futuro climáticamente neutro», 2020. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX:52020DC0741> Fecha de la consulta 25.01.2021.

¹³² FAKHIM LAMRANI, A.: «Rare-earth-doped TiO₂ rutile as a promising ferromagnetic alloy for visible light absorption in solar cells: first principle insights», RSC Advances, 10, 35505, 2020. ROBERS Jr., G.: «Nanoparticle Breakthrough Could Capture Unseen Light for Solar Energy Conversion», 2018. <https://newscenter.lbl.gov/2018/04/23/nanoparticle-breakthrough-solar-energy-conversion/> Fecha de la consulta 25.01.2021.

cambiar algunos hábitos consumidores y modelos de negocios para crear una cadena rentable de suministros con productos diseñados para ser fácilmente reciclados o reusados. Los gobiernos han de estar más cercanos a las instituciones de investigación e industria tecnológica para comprender las demandas futuras de elementos críticos y prestigiar su trabajo. En una entrevista, el abogado y periodista francés Pitron¹³³ ofrece un camino: «La única solución realista que veo es la economía circular, de forma que el crecimiento económico no sea proporcional al incremento en el uso de materias primas y de energía. Eso nos permitirá continuar creciendo a la vez que preservamos el planeta». En el fondo es tratar de vivir con sobriedad.

Cuidado ambiental: evitar la contaminación

El predominio del mercado de las tierras raras por Norteamérica a través de su mina de Mountain Pass terminó a finales del pasado siglo. En 1980, una clasificación errónea de las tierras raras tuvo consecuencias catastróficas para su minería¹³⁴. La Comisión Reguladora Nuclear y la Agencia Reguladora Internacional colocaron la minería de tierras raras bajo las mismas regulaciones que la minería de torio, un elemento radiactivo que se desperdicia cuando se procesan algunos minerales de tierras raras. Ello, unido a varios derrames de desechos radiactivos en el desierto de Mojave, hizo que la industria minera de tierras raras en EE.UU colapsara y se trasladara a China. En Francia, describe Pitron una secuencia semejante¹³⁵: la industria química francesa Rhône-Poulenc era una de las dos grandes de metales raros; poseía una fábrica en La Rochelle. En la década de 1980 purificaba anualmente la mitad mundial de las tierras raras. Ante continuos rumores en la prensa de una contaminación marina radiactiva, trasladó el negocio a China, donde además le abastecían de tierras raras a una cuarta parte del precio en Europa. En China se repitió el problema de la contaminación, agravado mucho más. A pocos kilómetros de Baotou se vierten los desechos tóxicos generados en el tratamiento del mineral. Se descargan unas siete

¹³³ ALDAMA, Z.: «Las energías renovables y las tecnologías digitales no son tan verdes», *El País* Economía, 2020. https://retina.elpais.com/retina/2020/02/14/innovacion/1581675324_297883.html Fecha de la consulta 25.01.2021.

¹³⁴ MILLS, R.: «How the US lost the plot on rare earths», 2019. <https://www.mining.com/web/us-lost-plot-rare-earth/> Fecha de la consulta 25.01.2021.

¹³⁵ PITRON, nota 67, pp. 90-95.

millones de toneladas al año¹³⁶ hacia la presa de relaves Weikuang, que los lugareños llamaban «el lago de las tierras raras». Fue construida en 1966 juntamente con las plantas de procesamiento que utilizan varios baños ácidos para extraer las tierras raras¹³⁷. En 2005, Xu Guangxian expresó su preocupación en un estudio oficial¹³⁸ sobre el torio como origen de contaminación radiactiva en la zona de Baotou y el río Amarillo. El lago está a doce kilómetros al oeste de esa ciudad y a diez al norte del río Amarillo. Unos 150 millones de personas dependen del río como suministro de agua, por lo que una contaminación radiactiva es un problema muy grave. Producir una tonelada de tierras raras genera en torno a diez mil metros cúbicos de gas residual, conteniendo dióxido de azufre, ácidos fluorhídrico y sulfúrico y polvo concentrado, unos setenta y cinco metros cúbicos de agua residual ácida y alrededor de una tonelada de residuos radiactivos que se acumulan dentro de Weikuang, que cubre doce kilómetros cuadrados y contiene 150 millones de toneladas de relaves¹³⁹.

El problema de la contaminación genera escepticismo respecto a las tecnologías verdes, y suscita dudas en el sano objetivo de una transición energética y digital. Es fundamental considerar el ciclo completo extracción-aplicación de los elementos de las tierras raras. La globalización para conseguir ganancias económicas está suponiendo una dicotomía con interesada ceguera. En palabras de Pitron¹⁴⁰: «¿No existe una trágica ironía en el hecho de que la contaminación no emitida en las aglomeraciones urbanas gracias a los coches eléctricos sea simplemente desplazada hacia las zonas mineras, donde se extraen los recursos indispensables para la fabricación de estos últimos?». El reto es encontrar las formas de explotar los recursos de las tierras raras de una manera viable, económica y medioambientalmente. Se han desarrollado, al parecer con éxito, dentro de los proyectos Norteamericanos de apertura de minas en su territorio, asimismo

¹³⁶ AsiaNews.it, «China's dilemma: how to mine rare earths whilst protecting reserves and the environment», 2011. <http://www.asianews.it/news-en/China%E2%80%99s-dilemma:-how-to-mine-rare-earths-whilst-protecting-reserves-and-the-environment-21039.html> Fecha de la consulta 25.01.2021.

¹³⁷ EJAtlas, 2020. <https://www.ejAtlas.org/print/bayan-obo-world-biggest-rare-earths-mine-baogang-group-baotou-inner-mongolia-china> Fecha de la consulta 25.01.2021.

¹³⁸ HURST, nota 62.

¹³⁹ EJAtlas, nota 137.

¹⁴⁰ PITRON, nota 67, pp. 80-81.

que en Australia y la UE¹⁴¹. El proyecto EURARE abordó experiencias piloto de tecnologías adaptadas al tipo de mineral explotable en la UE, de acuerdo con la legislación europea para proteger el medio ambiente de la minería y procesos industriales, emisiones y desechos¹⁴². El medioambiente no es óbice para asegurar el suministro de tierras raras en Europa u otros continentes. Según la experta británica Goodenough¹⁴³: «La mayor barrera para asegurar el suministro de tierras raras a Europa es la dificultad de las empresas para hacer rentables las explotaciones. Existe una gran dependencia con los precios, que están marcados por los vaivenes de los inversores en Bolsa y el equilibrio de oferta y demanda. Es oportuno disponer de un apoyo estatal, al menos inicialmente».

La ironía en toda esta situación está en que el torio puede ser un subproducto rentable dentro de la explotación de los minerales de las tierras raras que lo contengan. Por el contrario, este metal se considera la pesadilla de muchas operaciones mineras y carece de valor debido a sus pocas aplicaciones presentes. El desarrollo de los reactores nucleares para la generación de energía eléctrica ha partido del uranio, elección que permitía la producción de plutonio para armas nucleares. Cuando se escogió la vía uranio-plutonio quedó abandonada otra posibilidad, la opción del torio. Este combustible no genera desechos con grado armamentístico como subproducto¹⁴⁴. El gobierno norteamericano construyó un reactor experimental de sal fundida en el laboratorio de Oak Ridge utilizando como combustible el uranio-233, originado al bombardear torio-232 (único isótopo natural) con neutrones. Funcionó 15 000 horas desde 1965 hasta 1969¹⁴⁵. El torio es mucho menos peligroso que el uranio y una nueva generación de químicos, físicos e ingenieros nucleares estiman que la vía del torio es la llave de una nueva, limpia y segura fuente de energía nuclear¹⁴⁶. La dificultad es un mayor coste y que precisa de un

¹⁴¹ EURARE, nota 128.

¹⁴² KEITH-ROACH, M. *et al.*: «Environmental Legislation and Best Practice in the Emerging European Rare Earth Element Industry», en: «*Rare Earths Industry, Technological, Economic and Environmental Implications*» (Lima, B. & Filho, L., Eds.), Elsevier, pp. 279-291, 2016.

¹⁴³ Ver nota 93.

¹⁴⁴ VERONESE, nota 107, pp. 180-181.

¹⁴⁵ Una revisión en detalle del tema, con la situación actual, fortalezas y debilidades en: https://en.wikipedia.org/wiki/Thorium-based_nuclear_power Fecha de la consulta 25.01.2021.

¹⁴⁶ VERONESE, nota 107, p. 178.

combustible usual, uranio o plutonio, para iniciar su reacción en cadena. Aparte de eso, los reactores nucleares basados en el torio-232 son más eficientes y la tecnología es conocida. Destaca su sencillez. No precisa de grandes cúpulas de contención ni muchos mecanismos de seguridad. Puede ser el destino del exceso de torio encontrado en la minería de las tierras raras¹⁴⁷. Las reservas terrestres de torio son el triple de las de uranio y contienen más energía que todos los demás combustibles fósiles juntos. La monacita es la más importante fuente comercial de torio. Se encuentra en grandes depósitos principalmente en la India, Sudáfrica, Brasil, Australia y Malasia. Contiene de promedio un 2,5 % de torio, aunque algunos depósitos llegan al 20 %. Con el desarrollo tecnológico en marcha, el torio permitiría reactores fáciles de apagar y no originarían productos de deshecho de larga vida, en medio milenio la radioactividad se habría disipado.

A pesar de ello, hay quien lo considera una costosa distracción. Según Nils Bohmer, físico nuclear y miembro de la organización ecologista noruega Bellona: «Al desarrollo tecnológico le faltan décadas. En cambio, creo que deberíamos concentrarnos en desarrollar tecnología renovable. Por ejemplo, tecnología eólica de altamar, que tiene un enorme potencial»¹⁴⁸. A día de hoy, entre los proyectos modernos de reactores de sal fundida, el de fluoruro de torio líquido se halla bajo investigación y desarrollo por una quincena de países, incluida la UE. En 2020, China es el único país que está construyendo dos reactores de ese tipo en el desierto del Gobi, para arrancarlos en 2030. Ha elegido ese tipo de reactor como esencial para su estrategia energética a medio y largo plazo¹⁴⁹ a la que ha destinado, primero 750 y luego 400 más, científicos e ingenieros¹⁵⁰.

Retorno de la minería y la industria

En 1976, el gobierno de la República Popular China inició el sendero (Tabla 4) de la independencia tecnológica, que espera

¹⁴⁷ VERONESE, nota 107, p. 179.

¹⁴⁸ HARRABIN, R.: «Torio: ¿el combustible nuclear del futuro?», BBC (6 nov. 2013). https://www.bbc.com/mundo/noticias/2013/11/131031_ciencia_torio_combustible_nuclear_np Fecha de la consulta 25.01.2021.

¹⁴⁹ TENNENBAUM, J.: «Reactores de sal fundida (MSR) y de onda progresiva», 2020. <https://msiainforma.org/es/espanol-reactores-de-sal-fundida-msr-y-de-onda-progresiva/> Fecha de la consulta 25.01.2021.

¹⁵⁰ VERONESE, nota 107, p. 182.

culminar hacia 2025 como líder mundial de la transición energética y digital. Los elementos de las tierras raras son su principal herramienta: investigar nuevas propiedades, registrar patentes y explotar aplicaciones, participar en las explotaciones mineras de otros países. Nada nuevo bajo el sol que ilumina las ambiciones humanas en nuestro planeta. El 13 de junio de 1944, Theodore Roosevelt y Winston Churchill firmaron un acuerdo de colaboración entre ambas naciones «para la consecución de los mecanismos necesarios para controlar muchos yacimientos mundiales de mineral de uranio y torio, durante y después de la guerra»¹⁵¹. Pretendía que «en el caso de que al concluir el conflicto diera comienzo una carrera armamentística, Estados Unidos contase con suficientes materias primas para asegurarse la supremacía»¹⁵². Unos siglos antes Daniel Defoe había escrito¹⁵³ cómo tenía que ser la intervención estatal inglesa para convertir la industria textil en factor primordial del desarrollo económico. Brevemente: proteger manufacturas nacionales gravando con impuestos las importaciones al tiempo que se cargaba con tasas la exportación de lana en bruto, y desplegar una política activa de espionaje de la industria holandesa, así como captar personal cualificado de los Países Bajos. Dependrer por completo de los demás, y encima reivindicarlo, es lo que hasta hace poco parecía una política absolutamente suicida, ahora se ha convertido en lo más natural del mundo¹⁵⁴. La crisis de 2009-2013 en el suministro de tierras raras y el dominio del mercado por China, a través de los precios y exportaciones, llevó a una situación de pánico en los usuarios y sus gobiernos. En 2020 el dominio chino sigue aportando en torno a la mitad del suministro mundial¹⁵⁵, controlado por cuotas asignadas a sus seis empresas estatales. El impacto de la pandemia de la COVID-19 ha puesto aún más de relieve la dependencia de los consumidores de energía reno-

¹⁵¹ WATSON, P.: «*Historia secreta de la bomba atómica*», Editorial Crítica, Barcelona, p. 359, 2020.

¹⁵² *Ibidem*.

¹⁵³ DEFOE, D.: «*A Plan of the English Commerce*», Vernon Art and Science (New Edition 2013), 1728.

¹⁵⁴ PITRON, nota 67, p. 106.

¹⁵⁵ En España, las importaciones de tierras raras son de 550 toneladas al año para la fabricación de vidrios y de cerámicas. Su procedencia es principalmente de China. También se importan cantidades menores de Austria, Francia e Italia. Las implicaciones para la Seguridad Nacional son muy limitadas y se asociarían a un contexto más amplio de eventual inestabilidad de los mercados globales y subida temporal de precios asociada a la denominada «guerra comercial». <https://www.dsn.gob.es/es/actualidad/sala-prensa/tierras-raras> Fecha de la consulta 25.01.2021.

vable, y de otras materias primas y productos elaborados, del suministro chino. La situación parece cambiar. La implementación de estrategias para reducir la dependencia de los suministros chinos se ha acelerado desde mediados de 2019 con la participación directa de los gobiernos de EE. UU., Rusia, UE, Australia y Japón (Tabla 5) mediante incentivos fiscales y económicos. Cada vez hay una mayor diversificación de las fuentes de suministro. Pitron en su clarificador, preocupante y provocador libro lo particulariza: Japón ha llegado a acuerdos con la India para importar tierras raras y despliega una agresiva diplomacia con Australia, Kazajistán y Vietnam; Alemania busca alianzas mineras con Mongolia; geólogos de Corea del Sur conversan con los de su vecino del Norte...¹⁵⁶ La previsión de Roskill precisa que «si bien China conserva su posición dominante tanto en la oferta como en la demanda de tierras raras, el aumento de la producción minera y de tierras raras refinadas no afiliadas a China es una tendencia clave, necesaria no solo para satisfacer la creciente demanda mundial, sino también para satisfacer los requisitos cambiantes de los consumidores intermedios»¹⁵⁷.

El principal problema que se encuentran los países hogaño es doble. Por una parte, ha acontecido una pérdida de expertos y abandono de las minas, que emigraron a China, donde aumenta constantemente el número de especialistas en tierras raras. Solo hay que revisar las publicaciones científicas. Una conferencia sobre tierras raras atrae a medio millar de científicos en China mientras que en Norteamérica solo un centenar. Por otra parte, como señala Abraham en su interesante libro¹⁵⁸ «la edad media de la mano de obra minera roza los cincuenta (...) en Canadá unos sesenta mil trabajadores se retiran en 2020 y el sector puede necesitar cien mil para atender la demanda».

Europa y América precisan de especialistas, científicos, tecnólogos y empresarios para explotar los recursos propios de elementos y materiales críticos, a la vez que patentar aplicaciones y fabricar dispositivos de alta tecnología. El cuello de botella no es económico o geológico sino humano, y para entrenar a buenos ingenieros y metalúrgicos hacen falta años. Abraham reconoce con pesar que muy pocas personas estudian las tierras raras, solo una universidad norteamericana ofrecía esa especialidad en 2015

¹⁵⁶ PITRON, nota 67, p. 199.

¹⁵⁷ ROSKILL, nota 130.

¹⁵⁸ ABRAHAM, nota 31, p. 85.

y que los 25 000 empleados en esa industria en 1970 se redujeron a 1500 en 2010¹⁵⁹. Es de esperar que esta grave decadencia mengüe con el reciente impulso hacia la minería en suelo occidental, con todo la experiencia enseña que hacen falta sobre quince años para hacer plenamente operativa una mina de tierras raras.

Finalmente, está el papel clave de la industria y el comercio, donde las compañías multinacionales tienen también su rol. Pueden actuar atendiendo a intereses propios, los cuales no tienen por qué ser necesariamente coincidentes con los nacionales. Durante la crisis con China, las compañías japonesas actuaron según el mejor interés comercial para la compañía, no necesariamente concurrente con el de Japón¹⁶⁰. A nivel mundial hubo un continuo éxodo de compañías extranjeras hacia China, que ofrecía un acceso a bajo coste e ilimitado de los recursos. Allí, su secreta tecnología estaba en riesgo y sus especialistas desaparecieron del suelo patrio. En este complejo círculo de intereses adviene la globalización. En lo que atañe a las grandes empresas internacionales con intereses en China se crea una dualidad, un conflicto de intereses que se ve reflejado en las decisiones políticas, bien en la propia defensa nacional o en la de las compañías con base en su país. Ello puede ser una sustancial causa de la situación reinante en la sociedad norteamericana. Lo que acaece con las tierras raras solo son un síntoma más de esa dualidad y ahora sufre la debilidad de la cadena global de suministros. Pitron, en su libro recoge el escándalo, con varias decenas de condenados, bautizado como Chinagate¹⁶¹: el apoyo económico chino a la reelección de Clinton en las presidenciales de 1996. Anteriormente, obligada por Clinton, la administración norteamericana había compartido con China secretos industriales de su tecnología de misiles. Tanto para esos metales como para la transición energética, parece que la respuesta a la crisis de 2009-2013 camina hacia una defensa de lo propio, alejada de una globalización estricta. En otro sentido, durante la sesión inaugural (25/1/2021) del Foro de Davos, el presidente chino ha dicho: «Ahora [en China] desempeñaremos un papel más activo para fomentar una globalización económica mundial que sea más abierta, inclusiva, equilibrada y beneficiosa para todos»¹⁶². Tras

¹⁵⁹ *Ibíd.*, p. 195.

¹⁶⁰ *Ibíd.*, p. 205.

¹⁶¹ PITRON, nota 67, pp. 175-176.

¹⁶² DE LA CAL, L.: Xi Jinping inaugura Davos pidiendo multilateralismo: «El mundo no volverá a ser lo que fue en el pasado», 2021. Es un sugestivo artículo en la sec-

las interrupciones de la producción industrial relacionadas con la COVID-19, la previsión a corto plazo para las tierras raras, según recoge Roskill¹⁶³, es una fuerte recuperación de la demanda en 2021. Aumentaría un 10 % interanual respaldado por una Agenda Verde objetivo de muchos gobiernos nacionales y organismos internacionales, que buscan reducir las emisiones de carbono.

A medio plazo no conviene olvidar que el crecimiento chino, que es superior al de sus competidores, resulta un formidable consumidor de energía. China está impulsando ampliamente la producción de energía propia, junto con una intensa búsqueda de recursos mineros fuera de su país, incluidas las tierras raras, previendo que la producción propia no sea suficiente para el consumo interno. El problema lo señala Kalantzakos¹⁶⁴: «Aunque los gobiernos democráticos al responder a la gestión de China de la crisis de tierras raras lograron un cierto nivel de cooperación (principalmente científica y diplomática), no formularon ni promulgaron un plan estratégico central que proporcionara una alternativa viable a la posición dominante de China en la industria».

Releyendo en la historia la política proteccionista, consecuente con Disraeli, del primer ministro inglés Robert Walpole y del nuevo orden mundial de Roosevelt, da la impresión, con las tierras raras por testigo, de que, tras el Imperio norteamericano, que siguió al Imperio británico, se vislumbra en el horizonte la posibilidad un nuevo Imperio, el chino.

ción de Macroeconomía del periódico *El Mundo*. <https://www.elmundo.es/economia/macroeconomia/2021/01/25/600edf7d21efa091338b45a0.html> Fecha de la consulta 27.01.2021

¹⁶³ ROSKILL, nota 130.

¹⁶⁴ KALANTZAKOS, S.: «*China and the Geopolitics of Rare Earths*». Oxford University Press, Nueva York, p. 167, 2018.

Composición del grupo de trabajo

<i>Presidente</i>	D. Claudio Aranzadi <i>Ingeniero industrial y economista</i> <i>Exministro de Industria y Energía</i>
<i>Secretario</i>	D. Víctor Baz Salas <i>Subdirector de Relaciones Institucionales, D.G.</i> <i>Comunicación, Rel. Externas y Presidencia, Repsol</i>
<i>Coordinador</i>	D. Felipe Sánchez Tapia <i>Coronel del Ejército de Tierra</i> <i>Analista principal del IEEE</i>
<i>Vocales</i>	D. David Robinson <i>Senior Research Fellow</i> <i>Oxford Institute for Energy Studies</i>
	D. Miguel Ángel Lasheras Merino <i>Economista. Inspector de Hacienda. MPA KSG</i> <i>Harvard U.</i> <i>Consultor mercados y regulación de la Energía</i>
	D. Thijs Van de Graaf <i>Profesor Adjunto, Universidad de Gante (Bélgica)</i>
	D. Ignacio Fuente Cobo <i>Coronel del Ejército de Tierra</i> <i>Faculty Adviser. NATO Defense College. Roma</i>
	D. Ricardo Prego Reboredo <i>Profesor de Investigación del CSIC,</i> <i>Químico Inorgánico y Oceanógrafo Químico</i>

Colaboradores en la edición de esta obra

Dña. Ana Belén Padilla Moreno

Coordinadora de Proyectos, Club Español de la Energía; Secretaria General, Comité Español del Consejo Mundial de la Energía

D. Jalal Chakkour Akhrif

Gerente de Relaciones Internacionales Asia, África y Resto del Mundo, Repsol

D. Alfonso Méndiz Guerra

*Capitán del Ejército de Tierra
IEEE*

Patrocinador principal



Patrocinador

