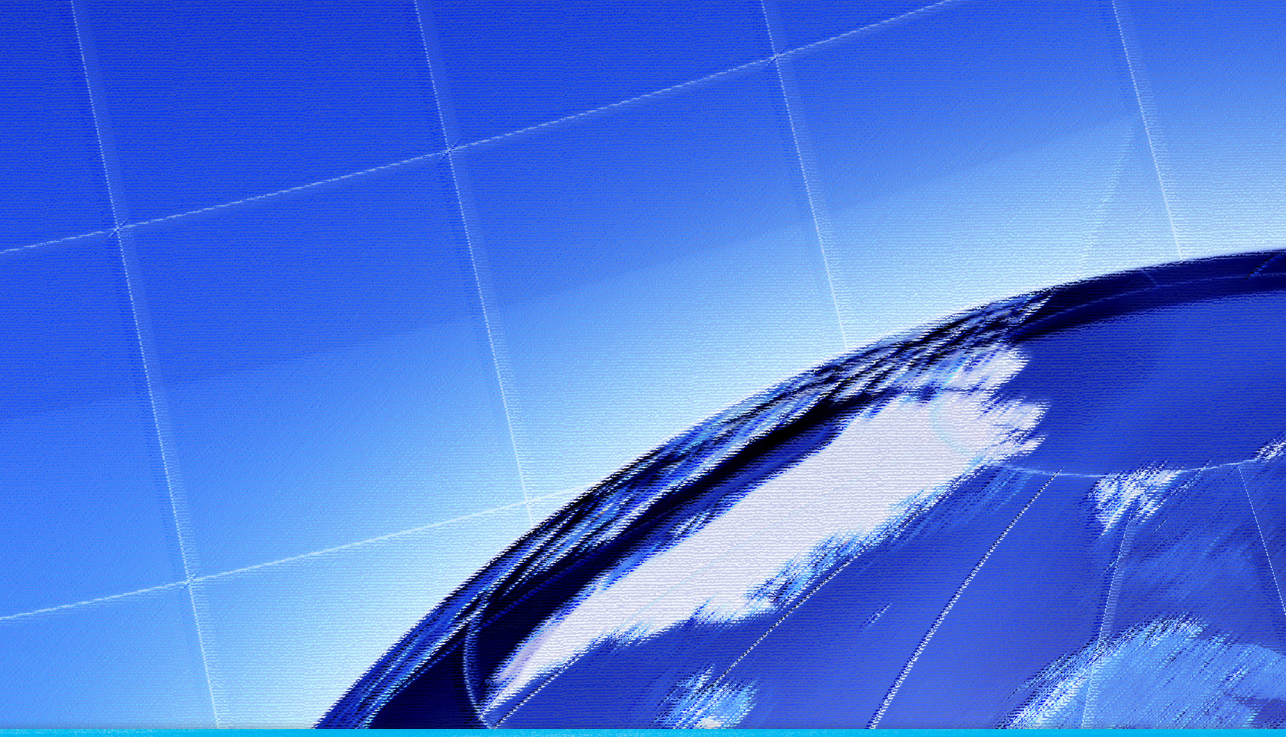


Energía y Geoestrategia 2017

Instituto Español de Estudios Estratégicos

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



MINISTERIO DE DEFENSA

WORLD ENERGY COUNCIL | COMITÉ ESPAÑOL

CLUB ESPAÑOL DE LA ENERGÍA

ieee.es
Instituto Español de Estudios Estratégicos

Patrocinado por:

CEPSA

enagas

IBERDROLA

REPSOL



Energía y Geoestrategia 2017

Instituto Español de Estudios Estratégicos

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



MINISTERIO DE DEFENSA

Foto de portada:
Getty Images

CATÁLOGO GENERAL DE PUBLICACIONES OFICIALES
http://publicacionesoficiales.boe.es/

Edita:



© Autores y editor, 2017

NIPO: 083-16-249-2 (edición papel)
ISBN: 978-84-9091-250-8 (edición papel)
Depósito Legal: M-6239-2017

Fecha de edición: marzo 2017

Imprime: Ministerio de Defensa

http://publicaciones.defensa.gob.es/

NIPO: 083-16-250-5 (edición libro-e)

Las ideas y opiniones expresadas en este documento son de responsabilidad exclusiva de los autores, y no representan, necesariamente, la posición oficial del Ministerio de Defensa, del CESEDEN, del IEEE o de las Instituciones en las que trabajan.
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% reciclado libre de cloro.



ÍNDICE

Página

Introducción
Claudio Aranzadi

Capítulo primero

Energías renovables y renovación de la geopolítica 19
Gonzalo Escribano

Introducción 21

Renovables y estrategias de seguridad energética 22

Renovables y geopolítica: evidencia empírica y enfoques conceptuales 26

La evidencia empírica: prima el relato de reducir la dependencia 27
Un experimento conceptual: geopolítica en un sistema global 100 % renovable 28
Las renovables bajo dos marcos de análisis de la seguridad energética 29
Vulnerabilidad ante ataques terroristas: sin dilema seguridad-descarbonización 30
Otras dependencias: minerales críticos y tecnologías 31
Conflictos por recursos y «rentismo renovable» 34

Escenarios nacionales versus continentales 40
El escenario nacional 40
El escenario continental 42

Energías renovables y renovación de la geopolítica europea de la energía 46
Aplicaciones para Europa 47
Implicaciones para España 50

Consideraciones finales 56

Agradecimientos 57

Capítulo segundo

La política energética de los EE. UU. y sus implicaciones geoestratégicas 59
Isidoro Tapia Ramírez

Un repaso histórico de la política energética de EE. UU. 61
Primer periodo: de Wilson a Eisenhower. La preocupación por el crecimiento: la política energética de EE. UU. hasta 1956 62

Página

Segundo periodo: de Eisenhower a Reagan. El acceso a los recursos: La política energética de EE. UU. entre 1956 y 1980 70

La geopolítica del petróleo y las consecuencias del desarrollo del petróleo no convencional 73
La cartelización del mercado del petróleo 74
El papel pivotal de Arabia Saudí 77

Las consecuencias geopolíticas del desarrollo del gas no convencional en EE. UU.: ¿La integración de los mercados mundiales del gas? 86

La evolución de política de los EE. UU. en la lucha contra el cambio climático y los planes energéticos de la Administración Trump 92

Capítulo tercero

Energía y geopolítica en América Latina 99
José María Pardo de Santayana y Gómez-Olea

Introducción 101

Presentación general 101
Situación y prospectiva del sector energético latinoamericano 101
Introducción geopolítica 105

Antecedentes 108
Punto de partida 108
Nacionalismo petrolero 109
Década de bonanza 111
Desplome de los precios del petróleo 112

Panorama actual de la energía en América Latina 115
Marco económico general 116
Sostenibilidad medioambiental, progreso social 117
Energías renovables 117
Integración energética regional 119
Hidrocarburos no convencionales 120

Panorama energético de los principales países latinoamericanos 124
Venezuela 124
Brasil 126
México 127
Argentina 129
Colombia 129
Perú 130
Ecuador 132
Bolivia 133
Chile 134

Conclusiones 135

Capítulo cuarto

Geopolítica de la energía en el Mediterráneo 137
Pedro Moraleda

Resumen ejecutivo 139
El Mediterráneo, un mar de oportunidades 139

Introducción 140

Entorno geopolítico 142
Desequilibrios Norte–Sur 142
Los desequilibrios complementarios 144
El Mediterráneo, puente con África y encrucijada entre continentes 144

Página

La energía como vector de la cooperación y desarrollo en la región 145
Hacia un modelo energético sostenible 146
Mantenimiento de la capacidad exportadora del sur 150
Petróleo 151
Gas 153
Electricidad 154
Seguridad de demanda (de gas) 154
Potencial de los nuevos descubrimientos 156
Israel 157
Chipre 158
Egipto 158
Argelia 158
Libia 159
Siria 159
Cobertura de la demanda eléctrica en los países del sur del Mediterráneo 159
Egipto 163
Argelia 164
Turquía 165
Marruecos 166
Transición energética en el sur del Mediterráneo 170
Marruecos 171
Argelia 172
Túnez 172
Egipto 173
Israel 173
Líbano 174
Turquía 174

Hacia la cooperación mediterránea 176
Proceso de Barcelona 176
Plataformas de cooperación 176
Superación del nacionalismo energético 177
Financiación 178
Las subvenciones al consumo 180
Anillos eléctrico y gasista mediterráneos 181
Gas hub mediterráneo 181
El diálogo con Argelia 182

Algunas conclusiones 185

Abreviaturas y acrónimos 185

Bibliografía 186

Capítulo quinto

La rivalidad Irán-Arabia Saudita en el contexto geoestratégico de la energía .. 189
José Ignacio Castro Torres

El entorno geopolítico de los yacimientos energéticos en el Oriente Medio 191

La estrategia de contención saudita: la evolución como motor de progreso 199

La gran estrategia iraní: La proyección energética del Iransharh 210

Conclusiones 222

Composición del grupo de trabajo 227

Introducción

Claudio Aranzadi

La publicación *Energía 2017* incluye un artículo con focalización esencialmente sectorial: «Energías renovables y renovación de la geopolítica» de Gonzalo Escribano y cuatro de análisis predominantemente territorial: «La política energética de los EE. UU., y sus implicaciones geoestratégicas» de Isidoro Tapia, «La rivalidad Irán-Arabia Saudita en el contexto geoestratégico de la energía» de José Ignacio Castro, «Geopolítica de la energía en el Mediterráneo» de Pedro Moraleda y «Energía y Geopolítica en América Latina» de José María Pardo de Santayana. Como ocurría en los números precedentes, la geopolítica de los hidrocarburos continúa ocupando un lugar importante en la reflexión de los autores de la publicación, sobre todo en los artículos con un enfoque fundamentalmente territorial, pero en esta publicación se pretende atraer la atención, también, sobre la centralidad a largo plazo del desarrollo de la demanda de energía eléctrica descarbonizada como el vector fundamental de la política climática global. A las nuevas implicaciones geopolíticas de este radical cambio en la estructura de la demanda final de energía a largo plazo está dedicado el artículo de Gonzalo Escribano, pero también es objeto de atención en el análisis de las estrategias energéticas de EE. UU., Irán y Arabia Saudita, y países latinoamericanos, realizado por Isidoro Tapia, José Ignacio Castro, y José Pardo de Santayana, así como en las reflexiones sobre nuevas posibilidades de cooperación en el Mediterráneo, más allá de los flujos de hidrocarburos entre los países de la cuenca, que aborda Pedro Moraleda.

En el capítulo introductorio de la publicación del año precedente se mencionaban una serie de acontecimientos relevantes en el ámbito de la geopolítica de la energía que habían marcado el año 2015: el Acuerdo de París entre las partes del UNFCCC (COP21) en diciembre de 2015, el Acuerdo de julio 2015 sobre el programa nuclear de Irán entre este país y los países miembros del Consejo de Seguridad de la ONU más Alemania (P5+1), y la persistencia de un perfil de precios bajos del petróleo a lo largo de todo el año. También se mencionaban otros acontecimientos geopolíticos con efectos indirectos, pero significativos en el escenario energético internacional: el acuerdo Minsk 2 relativo a Ucrania (febrero de 2015), el acuerdo en Ginebra sobre un plan de transición para Siria (noviembre 2015), el acuerdo político sobre Libia en Skhirat (Marruecos) auspiciado por Naciones Unidas, la tensión ruso turca y, por supuesto, la permanente tensión en la región de Oriente Medio. Se ponía énfasis, por último, en que la evolución del escenario geoestratégico de la energía, que los acontecimientos señalados ilustraban en parte, estaba teñida de una gran incertidumbre, dedicándose una mayor atención a la que afectaba a la previsión a corto, medio y largo plazo de la evolución de la política global de descarbonización y de los precios del petróleo (que se consideraban unos parámetros definitorios relevantes de ese escenario geopolítico de la energía).

Si se repite el ejercicio realizado el año precedente a la fecha de cierre de la actual publicación, es difícil sustraerse a la impresión de que la incertidumbre y, por tanto, el riesgo geopolítico en el ámbito energético, más bien se ha incrementado. Ninguna de las incertidumbres evocadas en el número precedente se ha cerrado (aunque la tensión ruso-turca se ha mitigado, la inestabilidad en Turquía ha aumentado) y la elección de un nuevo presidente en EE. UU. (que al cierre de la edición de la publicación actual no ha tomado todavía posesión), si se tienen en cuenta sus manifestaciones, podría perturbar el desarrollo de dos acuerdos firmados en el año 2015 (Acuerdo de París en la COP21 y Acuerdo nuclear con Irán) que deberían jugar un papel fundamental en la configuración de un escenario global energético más estable, colaborativo y sostenible. De forma más general, la carencia por parte de D. Trump (antes de comenzar su mandato) de una agenda geopolítica consistente, dificulta la elaboración de anticipaciones razonables sobre el patrón al que vaya a ajustarse su política exterior y de defensa. Puede conjeturarse que esta política difícilmente colisionará de forma sistemática con la agenda tradicional republicana en el legislativo, lo que debería hacer poco probable una política proteccionista persistente pero, sin embargo, tendería a facilitar el desarrollo de las posiciones climaescépticas y contrarias al acuerdo nuclear con Irán que el candidato Trump ha expuesto en su campaña electoral. El principal interrogante que suscita la presidencia de D. Trump en el terreno de la geopolítica energética global se refiere a los eventuales efectos que su política pueda tener sobre el desarrollo del Acuerdo de París <COP21>. Como se señalaba en el número precedente de *Energía y geoestrategia*, el Acuerdo de París que ha entrado ya en vigor en noviembre 2016, fue un gran éxito diplomático y, probablemente, el máximo compromiso político que grandes países emisores como EE. UU., China e India podían aceptar. Con el Acuerdo suscrito por 195 países, la relevancia de la política climática quedó consagrada universalmente y los planteamientos de los

«climaescépticos» se vieron aislados internacionalmente. Pero numerosos interrogantes políticos persisten: en primer lugar, el agregado de los «compromisos nacionales» presentados en la reunión de París (*intended nationally determined contributions*) conduciría a aumentos de la temperatura superiores a 2° C, lo que obligará a una corrección de los mismos para ajustarse a los objetivos del Acuerdo. En segundo lugar, los mecanismos de gobernanza previstos en el Acuerdo de París (transparencia y procedimientos de revisión cada cinco años) representan más una forma de «presión moral» que de constricción legal, lo que exigirá una decidida voluntad política de liderazgo por parte de los principales países emisores de gases de efecto invernadero. La renuncia por parte de los EE. UU., a asumir su parte de coliderazgo en la política climática global, sin necesidad de denunciar el Acuerdo de París, debilitaría sensiblemente los esfuerzos políticos necesarios para alcanzar los objetivos del Acuerdo.

El *World Energy Outlook 2016* (WEO 2016) de la Agencia Internacional de la Energía[1] (AIE) dedica una especial atención a los diferentes escenarios de la política de descarbonización global en relación con los objetivos del Acuerdo de París, poniendo de manifiesto los notables grados de exigencia de las estrategias energéticas necesarias para alcanzar dichos objetivos. El WEO 2016 continúa considerando un escenario central para sus previsiones energéticas en el horizonte 2040 que refleja las políticas ya decididas por los responsables gubernamentales (incluyendo entre estas, por primera vez, los «compromisos nacionales» sometidos al Acuerdo de París de diciembre 2015); debe destacarse que de acuerdo con las previsiones de la AIE, este escenario conduciría a un aumento de la temperatura del orden de 2,7° C en 2100, lo que supondría un incumplimiento incluso del compromiso mínimo de no superar los 2° C. El WEO 2016, al igual que en años precedentes, incluye también un escenario con mayor exigencia medioambiental compatible con el límite de 2° C (de hecho, en la formulación de la AIE, consistente con una probabilidad del 50 % de limitar el calentamiento global a 2° C); como el propio informe señala, este escenario se correspondería con el objetivo fijado en la conferencia de Cancún 2010. Ahora bien, WEO 2016 recuerda que en el Acuerdo de París los países firmantes también fijaron el objetivo de mantener la temperatura global media «*well below 2 degrees Celsius*» y acordaron continuar sus esfuerzos para limitar el aumento de la temperatura a 1,5° C e incluye, por primera vez, un análisis de la evolución a largo plazo de una serie de parámetros energéticos globales que corresponderían a esos dos escenarios adicionales.

La comparación de los cuatro escenarios climáticos mencionados que analiza la AIE (límites de la temperatura global de 2,7° C, 2° C, significativamente inferior a 2° C y 1,5° C>, todos ellos aludidos en el Acuerdo de París, pone de manifiesto la existencia de un amplio abanico de escenarios geopolíticos de la energía a largo plazo que deben ser considerados dentro de un razonable intervalo de plausibilidad política. Incluso el escenario que supone la aplicación (sin correcciones) de

[1] International Energy Agency: *World Energy Outlook 2016*.

los «compromisos nacionales» presentados en el Acuerdo de París y que conduciría a aumentos de la temperatura de 2,7º C (y, por tanto, al incumplimiento del Acuerdo), no parece de probabilidad nula. La AIE considera que un escenario de limitación de la temperatura de 2º C exigiría una reducción de emisiones de CO_2 relacionadas con la energía desde alrededor 32 Gt en la actualidad hasta las 18 Gt en 2040 (con un pico de emisiones registrado antes del 2020), lo que supondría, sobre todo, un esfuerzo significativamente superior al realizado en el escenario central (2,7º C) en la eficiencia y penetración de energías renovables. La corrección de los «compromisos nacionales» iniciales para alcanzar los «objetivos de Cancún» (2º C) no parece difícilmente alcanzable ya que como señala la AIE tanto China como India ya han dado pasos dirigidos a sobrepasar sus propios objetivos y, por otro lado, EE. UU. conseguiría sin dificultad mejorar sus propios compromisos a través de una sustitución más intensa del carbón por el gas natural. Sin embargo, si un actor geopolítico central como los EE. UU., tuviese la voluntad política de dificultar el desarrollo del Acuerdo de París, podría perturbar el proceso de corrección de los «compromisos nacionales» mediante, por ejemplo, la adopción de iniciativas de apoyo al carbón (que D. Trump ya anunció en su campaña electoral) u otras iniciativas de política energética que indicasen un debilitamiento de sus compromisos climáticos.

Pero, en todo caso, además, el seguimiento estricto del escenario consistente con el objetivo del Acuerdo de Cancún en 2010 (límite del aumento de la temperatura a 2º C) no puede considerarse un cumplimiento satisfactorio del Acuerdo de París de diciembre 2015, que más bien considera ese escenario como un techo. Como ya se ha señalado, WEO 2016 cuantifica dos escenarios adicionales más exigentes que plasman el mayor grado de ambición de los objetivos de París en relación al fijado en Cancún. Por un lado, la AIE concreta la vaga formulación del objetivo del Acuerdo de París «well bellow 2º C», traduciéndolo en un escenario con una probabilidad del 66 % de mantener la temperatura por debajo de 2º C (que equivaldría a una probabilidad del 50 % de limitar a 1,84º C el aumento de temperatura en 2100). Por otro, analiza las implicaciones del objetivo explícitamente mencionado en el Acuerdo (hacia cuya consecución los firmantes deben continuar sus esfuerzos) de limitar el aumento de la temperatura a 1,5º C. Los genuinos objetivos del Acuerdo de París que deberían considerarse como condicionantes a largo plazo de las estrategias energéticas estarían, por tanto, plasmados en esos tres escenarios que baraja WEO 2016, con límites de la temperatura de 2º C, 1,84º C y 1,5º C y que, según la AIE exigirían alcanzar un nivel cero de emisiones netas de CO_2 relacionadas con la energía en 2100, 2060 y 2040 respectivamente (aunque tal como señala WEO 2016, el perfil de emisiones a largo plazo dependería de la eventual introducción de tecnologías que permitiesen la captación de CO_2 en la atmósfera, como la tecnología de bioenergía con captura y confinamiento de CO_2).

Como muestra WEO 2016, los pilares esenciales en los que se asientan las políticas energéticas consistentes con el abanico de objetivos climáticos establecidos en el Acuerdo de París (y que se plasman en los tres escenarios mencionados

de la publicación de la AIE) son la descarbonización del sector eléctrico, la electrificación del transporte por carretera y la aplicación de rigurosos estándares de emisiones de CO_2 a los edificios. Según la A.I.E., en el escenario de limitación del de la temperatura a 2° C (escenario Cancún), la capacidad de generación eléctrica descarbonizada en 2040 (renovables, nuclear y combustibles fósiles con captura y confinamiento de CO_2) representaría más del 70 % de la capacidad global de generación, en el escenario de limitación de la temperatura a 1,84° C (escenario de limitación significativamente inferior a los 2° C) este porcentaje estaría cercano al 80 % y en el escenario de limitación del aumento de la temperatura a 1,5 %, el sector eléctrico debería estar prácticamente descarbonizado. En lo que se refiere a la electrificación del sector del transporte por carretera WEO 2016 ofrece las siguientes cifras de penetración de los coches eléctricos de pasajeros en 2040: 710 millones de vehículos eléctricos (un tercio del *stock* total) en el escenario «límite 2° C», 1.500 millones de vehículos (tres cuartos del *stock* total) en el escenario de «límite 1,84° C» y 2.200 millones de coches y camiones ligeros eléctricos (la totalidad de los vehículos de pasajeros y comerciales ligeros), además de un significativo avance en la electrificación de autobuses y camiones pesados, en el escenario de límite de aumento de la temperatura a 1,5° C. Como es lógico, el esfuerzo de electrificación del transporte por carretera en los tres escenarios se traduce en una notable reducción a largo plazo de la demanda global de petróleo. Según WEO 2016, la demanda de petróleo en 2040 sería del orden de 74 millones de barriles/día en el escenario «Cancún» 2° C, 63 millones de barriles/día en el escenario «límite 1,84° C», y por debajo de 40 millones de barriles/día en el escenario «límite 1,5° C»; estas cifras pueden compararse con la demanda global de petróleo en 2015 (92,5 millones de barriles/día) y con la demanda prevista por WEO 2016 en su escenario central (reflejo de los «compromisos nacionales» en el Acuerdo de París) para 2040 (103,5 millones de barriles/día).

Las cifras que ofrece el WEO 2016 para los tres escenarios coherentes con el Acuerdo de París y que se recogen en el párrafo anterior tienen una gran importancia para el análisis geopolítico. En primer lugar, singularizan al sector eléctrico como el vector central de la política climática global, a través de su radical descarbonización y su penetración en el transporte por carretera (además de su mayor utilización en otras actividades como la generación de calor). G. Escribano, en su artículo de esta publicación, analiza los efectos geopolíticos de esta nueva centralidad de un sector eléctrico descarbonizado (con predominancia de las energías renovables), advirtiendo de la complejidad del fenómeno y de las insuficiencias de un análisis excesivamente focalizado en la «securitización» y el énfasis en el autoabastecimiento energético. En todo caso, no cabe duda de que una electrificación descarbonizada intensiva globalmente (y con masiva penetración en el sector del transporte) reducirá de forma significativa la dependencia de los combustibles fósiles (carbón, gas, petróleo) y concederá una importancia creciente al suministro de uranio (de menos riesgo político) y, sobre todo, a los recursos energéticos primarios libres (viento y sol). La generalización de un mayor grado de autoabastecimiento energético y, por lo tanto,

la reducción del riesgo de suministro de combustibles como el gas o el petróleo debería tener consecuencias en las estrategias de seguridad energética en un ámbito global. Por otro lado, como señala Escribano, un desarrollo masivo de las energías renovables en el sector eléctrico abre nuevas oportunidades de colaboración energética entre países, tanto en el terreno de los intercambios de energía eléctrica, como en el de las inversiones o la cooperación tecnológica. Un buen ejemplo de colaboración es el desarrollo del mercado interior eléctrico en la Unión Europea que ha recibido un nuevo impulso con la aprobación en noviembre de un paquete (conocido como «Winter package») de propuestas de la Comisión agrupadas con la denominación más oficial de «Clean Energy for all». El «Winter package» pretende abordar una adaptación integral de los sectores eléctricos europeos, para alcanzar para 2030 los ambiciosos objetivos de un 40 % de reducción de las emisiones de efecto invernadero y de una penetración del orden del 50 % de las energías renovables en el mix de generación eléctrica. Precisamente, uno de los objetivos del paquete es favorecer el aprovechamiento del potencial de mejora en la eficiencia del uso de un parque eléctrico renovable de generación intermitente y disperso geográficamente en la UE, a través de una mayor integración de los mercados (ya avanzada con el acoplamiento de los mercados diarios, pero todavía insuficiente en los mercados intradiarios y de ajuste) y, un aumento de capacidad de las redes de interconexión. Si se plasma con éxito este nuevo impulso a la integración energética europea, la Unión Europea podrá seguir manteniendo su papel de liderazgo ejemplarizante tanto en la fijación de ambiciosos objetivos de descarbonización como en el efectivo despliegue de mecanismos de colaboración regional para desarrollar eficientemente las políticas climáticas.

Los requisitos para el sector eléctrico requeridos en los tres escenarios coherentes con el Acuerdo de París que se analizan en WEO 2016 plantean una doble exigencia: en primer lugar, la descarbonización del propio sector, en segundo lugar, la electrificación del transporte. Ambas exigencias registran un grado de cumplimiento muy diferente en la actualidad y también difieren en la probabilidad de cumplimiento de los requisitos impuestos en los escenarios más exigentes; además, se diferencian en su impacto en la estructura energética global y en sus efectos geopolíticos. La descarbonización del sector eléctrico, que en Europa, por ejemplo, presenta ya un notable grado de avance, permite considerar como factible, si se mantiene el consenso global sobre política climática, incluso el objetivo del escenario más ambicioso analizado por el WEO 2016, (el correspondiente a un límite de aumento de la temperatura de 1,5° C) que requeriría la práctica descarbonización global del sector en 2040. La aguda pendiente en la curva de aprendizaje de las tecnologías de generación eólica y fotovoltaica ha conducido a estas tecnologías a alcanzar costes medios de generación competitivos con cualquier tecnología alternativa (por debajo de los 50 $/MWh en múltiples subastas); además, el rápido avance de las tecnologías de almacenamiento y del potencial de gestión de la demanda asociado al desarrollo de redes y equipos de consumo y medición inteligentes, facilita la integración de la generación intermitente y de limitada previsibilidad (renovable eólica y fotovol-

taica). Las estimaciones del coste de generación nuclear de tercera generación presentan fuertes diferencias entre países[2], aunque las cifras que ofrece este estudio de IEA/NEA para países como Corea del Sur o China suponen costes medios de generación competitivos (del orden de 50 $/MWh en la hipótesis de tipo de descuento de 10 %). El grado de expansión de la capacidad de generación nuclear presenta grados de incertidumbre diversos en países con costes estimados elevados como Reino Unido (que tiene un ambicioso programa de inversión en reactores de tercera generación) o Francia (cuyo objetivo actual es que en 2025 la generación nuclear represente solo un 50 % de la generación total, –actualmente supone un 75 %– pero donde el imperativo de preservar su liderazgo tecnológico nuclear podría invertir la previsión). El desarrollo de nueva capacidad de generación nuclear, sin embargo, es previsible en EE. UU., Rusia, China, India, Corea y Oriente Medio, sobre todo si los avances en la curva de aprendizaje de los reactores de tercera generación conducen a los costes de generación nuclear más bajos estimados por la AIE/NEA.

La estimación de los costes de generación con tecnologías descarbonizadas muestra, por tanto, que la senda de descarbonización del sector eléctrico puede alcanzarse sin un excesivo apoyo regulatorio. El grado de penetración de la generación con combustibles fósiles, en este contexto, presenta una doble incertidumbre. Si la tecnología de captura y confinamiento de CO_2 se desarrolla comercialmente, tanto el carbón como el gas natural conservarían una presencia significativa en el mix de generación eléctrica; en caso contrario, el escenario de descarbonización plena exigiría la supresión del uso de ambos combustibles; la utilización del gas natural tendería a restringirse a su uso como potencia de respaldo de la generación intermitente hasta el pleno desarrollo de las tecnologías de almacenamiento a coste competitivo. Sin embargo, la generación eléctrica con ciclos combinados de gas seguirá previsiblemente siendo competitiva (sobre todo en áreas con bajos precios del gas natural como los EE. UU.) a elevados «capacity factors», por lo que su supresión requeriría, o bien precios del CO_2 muy elevados o el establecimiento de estándares más rigurosos de emisiones de CO_2. Es probable, por tanto, que en países con recursos abundantes y bajo coste del gas natural (como ocurre actualmente en los EE. UU.) la descarbonización del sector eléctrico a medio plazo se apoye más en la sustitución de carbón por gas que en una intensa penetración de la generación renovable y nuclear y que, a largo plazo, se mantenga en el sector eléctrico una dependencia del gas natural superior a la que exigiría el escenario de radical descarbonización global del sector eléctrico contemplado en WEO 2016 necesaria para respetar el límite de aumento de la temperatura a 1,5º C.

El cumplimiento de los requisitos de electrificación del transporte que WEO 2016 considera en los tres escenarios coherentes con el Acuerdo de París, que se han mencionado en párrafos anteriores, se encuentra en la actualidad en un

[2] International Energy Agency/Nuclear Energy Agency 2015: *Projected costs of generating electricity.*

estadio muy incipiente, a diferencia de lo que ocurre con la descarbonización del sector eléctrico. Además, la intensa electrificación del transporte por carretera que esos escenarios exigen afecta de forma radical al perfil a medio y largo plazo de la demanda global de petróleo y con intensidades muy diferentes en cada uno de los escenarios. Como se ha señalado en párrafos precedentes, según WEO 2016, la aplicación del Acuerdo de París conduciría a un nivel de demanda global de crudo en 2040 que iría desde un 80 % de la demanda registrada en 2015, en el escenario más laxo compatible con el Acuerdo (límite de aumento de la temperatura a 2º C), a un 43 % en el escenario más exigente (límite de aumento de la temperatura de 1,5º C). Con estas previsiones es razonable plantear de nuevo (ya se abordaba esta cuestión el año precedente) el riesgo de «inversiones varadas» (*stranded investments*) en el «upstream» petrolero. WEO 2016 estima, sin embargo, que en el escenario correspondiente a una limitación del aumento de la temperatura a 2º C, dado el perfil de agotamiento de los pozos actualmente en explotación, se necesitaría el desarrollo de nuevos recursos y reservas por una cuantía de 390.000 millones de barriles (lo que supondría una inversión de 6,8 billones de dólares); bastaría un programa inversor ajustado a estas previsiones de demanda de crudo (más moderado que el correspondiente al escenario de limitación de temperatura a 2,7º C, que la AIE cifra en 11 billones de dólares pero aún sustancial) para obviar el problema de las «inversiones varadas». Ahora bien, en primer lugar, WEO 2016 no ofrece estimaciones de la cuantía de inversiones necesarias en los escenarios correspondientes a los límites de aumento de temperatura de 1,84º C y 1,5º C que, como se ha señalado, conducen a fuertes caídas de la demanda de petróleo a largo plazo. Pero, además, el amplio abanico que ofrece la AIE para los escenarios a largo plazo de la demanda de crudo coherente con el Acuerdo de París, es una medida de la gran incertidumbre que afecta a la senda de esta variable incluso dentro del marco del propio Acuerdo. Con estas premisas, es difícil imaginar que un programa de inversión global en «upstream petrolero», resultado de la agregación de las decisiones de inversores descentralizados, pueda modularse, como si se tratase de un sistema planificado, para ajustarse con precisión a un perfil de la demanda de crudo con probables descensos significativos a largo plazo y sendas de evolución afectadas por una gran incertidumbre la propia WEO 2016 analiza un escenario de desajuste que denomina de «disjointed transition». El riesgo de «inversiones varadas» es por tanto elevado, y los intentos de asegurarse contra ese riesgo mediante una programación «prudente» de las inversiones tenderían a conducir al mercado petrolero hacia trayectorias difícilmente previsibles. Parece claro, además, que este riesgo crece con el grado de exigencia en la aplicación del acuerdo de París, introduciendo complejos juegos de interés en el desarrollo de las políticas climáticas a medio y largo plazo cuya estabilidad puede verse además afectada por el posible sesgo clima escéptico de la futura presidencia norteamericana.

En este contexto, la estrategia a largo plazo de los productores de petróleo con mayor volumen de recursos se enfrenta a un dilema. Por un lado, la respuesta más racional a la aplicación del Acuerdo de París sería una extraordinaria pru-

dencia en el desarrollo de recursos y reservas para evitar «inversiones varadas» y, al mismo tiempo, el impulso a un ambicioso programa de diversificación (en la línea del programa saudí *Vision 2030*). Sin embargo, si el escenario de aplicación más probable del Acuerdo de París se acerca al de las exigencias más rigurosas (con una demanda de petróleo de 40 millones de barriles/día en 2040) y a lo largo del s. xxi el rigor de la política climática se intensifica, la estrategia descrita podría conducir a una situación de «recursos varados» de un volumen muy importante. En el número precedente de esta publicación se citaba a A. Halff[3] quien mencionaba las declaraciones del ministro saudí del petróleo, Alí Naimi, describiendo el riesgo de que Arabia Saudí se pudiese encontrar en 2030 instalada sobre un mar de petróleo sin ningún valor. Si se estimase que el horizonte de un mundo sin petróleo no está muy lejano es imaginable un juego de estrategias en que los productores de petróleo tenderían a minimizar sus «recursos varados» lo que podría conducir a un escenario subóptimo de anticipación de inversiones, a una progresiva concentración de la producción en los productores de menor coste de extracción y a un perfil de precios deprimidos a largo plazo.

Aunque el WEO 2016 no ofrece estimaciones sobre la evolución a largo plazo de los precios del petróleo en los escenarios más exigentes del Acuerdo de París (límites 1,84° C y 1,5° C) el escenario correspondiente al límite de temperatura 2° C considera el peso del crecimiento de la producción a bajo coste de extracción y la moderación de precios en relación a su escenario central (aplicación de las políticas ya aprobadas, incluyendo los «compromisos nacionales» climáticos). En el escenario «límite 2° C», el WEO 2016 prevé un pico de 85 $/barril en la mitad de los años 20 y un descenso hasta 80 $/barril en 2040. Es claro que una estimación de precios en los dos escenarios más exigentes habría conducido a unas cifras significativamente más bajas. En todo caso, el WEO 2016 advierte que dados los retrasos en el desarrollo de nuevos proyectos «upstream» en los pozos de petróleo convencional y la menor velocidad esperada de respuestas en la explotación del petróleo no convencional podría provocar turbulencias en el mercado en un contexto de crecimiento de la demanda. El acuerdo de la OPEP en Viena de reducir la producción de crudo debería, por su parte, favorecer una presión alcista sobre los precios. Pero la estabilidad de este acuerdo está lejos de estar asegurada. En primer lugar, por la inestabilidad inherente a este tipo de acuerdos oligopolísticos. En segundo lugar, por la dificultad de su mantenimiento si la nueva administración Trump pone en cuestión el acuerdo nuclear con Irán. En tercer lugar, por la eventual reorientación estratégica de algunos países productores mencionada en los párrafos precedentes. En resumen, el perfil de precios del crudo a largo plazo más consistente con la aplicación del Acuerdo de París sería lógicamente una trayectoria de precios bajos y tanto más deprimidos cuanto más exigente sea el escenario de aplicación retenido (límite de 1,5° C).

[3] HALFF, A. «OPEC Policy Challenge in the age of shale oil». Commentary. Columbia/Sipa. Center on Global Energy Policy. December 2015.

Cuando se reexaminan para la publicación actual de *Energía y geoestrategia* los factores de incertidumbre que afectan a las dos variables geoestratégicas consideradas más detenidamente en la publicación precedente, *La política climática y los precios del petróleo,* se constata, por tanto, que en ambos casos el riesgo geopolítico se ha incrementado y que, probablemente, el factor esencial determinante de ese incremento es la notable incógnita que plantea el futuro de la nueva presidencia de los EE. U.U. Como se ha señalado, parece poco probable una agenda presidencial sistemáticamente enfrentada con los principios tradicionales de la agenda política republicana. Pero resulta más plausible la anticipación de líneas de actuación sugeridas en la campaña electoral y que sintonizan con esa agenda. Esto es lo que ocurre con las ideas expresadas por D. Trump en relación al desarrollo de los combustibles fósiles en EE. UU., el acuerdo nuclear con Irán y la política climática global. Un talante «revisionista» en todos estos aspectos, sin necesidad de denunciar los acuerdos suscritos (basta una manifiesta voluntad política de debilitar su aplicación), puede propiciar cambios en el comportamiento de los principales actores estratégicos en el mercado de petróleo a corto y medio plazo y, lo que sería más grave, debilitar el compromiso global en favor de una rigurosa política climática y favorecer una desviación de la senda marcada por los escenarios más exigentes de política de reducción de emisiones evocados en el Acuerdo de París. En todo caso, las incertidumbres que afectan al escenario futuro de la geopolítica de la energía en el momento del cierre de la edición de este número de *Energía y geoestrategia 2017* (justo en el momento de la toma de posesión de D. Trump) convierte en condicionales una buena parte de los juicios realizados.

Capítulo primero

Energías renovables y renovación de la geopolítica

Gonzalo Escribano

Resumen

El artículo analiza la geopolítica de las energías renovables y trata de derivar sus implicaciones geoestratégicas. El objetivo es proporcionar elementos para una reflexión estratégica más amplia que la que proporcionan las estrategias de seguridad energética europea y española, muy reduccionistas en su apreciación unidimensional de la seguridad energética como la reducción de la dependencia. Para ello, se lleva a cabo una revisión de la literatura académica sobre la geopolítica de las renovables, ordenando sus aportaciones más relevantes e ilustrando algunas de sus aplicaciones a España y la Unión Europea. El artículo concluye que la simplificación de presentar a las renovables como energías limpias de toda connotación geopolítica, lejos de favorecerlas, puede resultar contraproducente. También alerta de la necesidad de evitar la securitización de las mismas y de mantener un criterio objetivo y ponderado para elaborar un relato consistente y atractivo sobre renovables y acción exterior, más proactivo y menos defensivo, que permita gestionar sus riesgos y capitalizar sus ventajas estratégicas.

Palabras clave

Geopolítica, seguridad energética, energías renovables, Unión Europea.

Abstract

This article analyses the geopolitics of renewable energies and tries to derive their geo-strategic implications. The objective is to provide elements to enrich future strategic exercises on the subject and offer a broader strategic reflection than that provided by current European and Spanish energy security strategies, very reductionist in their conceptualisation of energy security as the mere reduction of energy dependence. To this end, the article reviews the academic literature on the geopolitics of renewables, identifying the most relevant contributions and illustrating some of their applications to Spain and the European Union. The article concludes that the simplification of presenting renewables as clean energies also in geopolitical terms can be counterproductive. It also warns of the need to avoid the securitization of renewables, to maintain an objective and weighted criterion to elaborate a consistent and attractive narrative, as well as a more proactive and less defensive external action that allows a better management of renewables'risks and capitalising on its strategic advantages.

Keywords

Geopolitics, energy security, renewable energies, European Union.

Introducción

¿Qué ocurriría con la geopolítica en un sistema energético dominado por las renovables?, ¿proporcionaría una mayor seguridad energética?, ¿otorgaría ventajas o desventajas estratégicas?, si así fuese: ¿cuáles?, ¿bajo qué condiciones y cómo gestionarlas?, ¿supondría una alteración fundamental de los equilibrios políticos regionales y globales? Como ya se ha escrito en ocasiones anteriores en esta misma serie de publicaciones, la Agencia Internacional de la Energía proyecta que los hidrocarburos seguirán dominando la escena energética internacional hasta mediados del siglo XXI. Y nuestro coordinador ha recordado acertadamente que «este cambio de paradigma en las restricciones que impone la seguridad energética [...] requerirá un plazo muy largo para materializarse»[1].

Sin embargo, al menos desde la perspectiva estratégica e intelectual, todas ellas son preguntas relevantes y de difícil respuesta, que vienen siendo analizadas en los últimos años desde dos ámbitos: las estrategias de seguridad energética y la literatura académica, esta última desde diferentes ángulos y con distintas metodologías. Evidentemente, esa literatura académica no constituye un cuerpo teórico sólido, sino más bien aplicaciones desde la economía de la energía, la economía política o las relaciones internacionales que carecen hasta la fecha de la parsimonia necesaria para permitir un análisis sistemático que proporcione resultados concluyentes. Pero sí contiene suficientes elementos como para diseñar los contornos de una aproximación geopolítica a las energías renovables, derivar al menos algunas de sus principales implicaciones estratégicas y enriquecer las estrategias de seguridad energética convencionales.

Dichas estrategias, en cambio, se presentan mejor sistematizadas, pero no en el caso de las energías renovables. Su tratamiento no está integrado de manera consistente en el análisis, sino más bien a modo de adherencia o suplemento, considerando sus implicaciones estratégicas de manera extremadamente reduccionista y unidimensional. Así, la estrategia europea y española de seguridad energética presenta a las renovables como energías limpias no solo en términos de emisiones sino también de riesgos geoestratégicos, básicamente por reducir la dependencia energética. Lejos de favorecer a las energías renovables, estas simplificaciones no permiten elaborar una reflexión estratégica sobre sus implicaciones geopolíticas ni articular un relato consistente de los beneficios globales de la transición energética; de hecho, pueden incluso resultar contraproducentes para el despliegue de las renovables, pues la narrativa de la independencia y los recursos autóctonos puede discurrir por muchos caminos, como los de la energía nuclear o los recursos no convencionales.

Este artículo desarrolla una doble argumentación: primero, que las energías renovables, adecuadamente gestionadas, pueden no solo mejorar la seguridad energética, sino además (y tal vez más importante) proyectar poder blando (y

[1] ARANZADI, C. «Introducción» en *Instituto Español de Estudios Estratégicos, Energía y Geoestrategia 2016*. Ministerio de Defensa, pp. 11-26: 12.

eventualmente duro) y proporcionar instrumentos a la acción exterior; segundo, que la mejor defensa de las renovables es la que evita la tentación tanto de obviar como de exagerar sus connotaciones geopolíticas, identificando sus vulnerabilidades de la manera más objetiva posible y proponiendo estrategias destinadas a minimizar sus riesgos y optimizar sus eventuales ventajas estratégicas.

Se propone, en suma, la necesidad de una reflexión estratégica más elaborada que la mera apelación a la reducción de la dependencia energética para integrar nuevos vectores de proyección exterior. Para ello, las páginas que siguen recurren sobre todo a la literatura académica, ciertamente reciente y reducida, pero creciente, con el objetivo adicional de proporcionar una primera revisión de la misma en español. Para ilustrar la reflexión conceptual sin caer en el anecdotario ni el caso de estudio, el texto se acompaña de recuadros dedicados a casos concretos que van desde la Estrategia de Seguridad Energética Nacional española a la (auto) proyección de Noruega como el «compañero de capacidad» de la transición energética europea, la nueva vecindad renovable entre Marruecos y España o la geopolítica africana de la hidroelectricidad.

El artículo se estructura como sigue. El apartado 2 explora el papel asignado a las renovables por dos estrategias de seguridad energética, la de la Unión Europea de 2014 y la española de 2015, apuntando las debilidades y las omisiones en su tratamiento y la necesidad de superar el enfoque de la dependencia energética. El siguiente apartado revisa la literatura académica sobre las implicaciones geopolíticas, en un sentido amplio, de sistemas energéticos con una elevada tasa de electrificación y penetración de energías renovables, ordenando el debate en torno a los resultados empíricos y los enfoques conceptuales. La cuarta sección explora dos escenarios extremos, uno transcontinental con importantes flujos transfronterizos de electricidad de origen renovable, y otro nacional dominado por el objetivo de la independencia energética, comparando sus respectivas ventajas y desventajas estratégicas. El quinto apartado deriva de lo anterior posibles aplicaciones para la Unión Europea y algunas implicaciones para España, centrándose en el espacio mediterráneo. El artículo concluye con algunas consideraciones que podrían enriquecer futuros ejercicios estratégicos sobre el papel geopolítico de las energías renovables.

Renovables y estrategias de seguridad energética

Llama la atención que la mayor parte de los documentos estratégicos sobre energía solo relacionan las energías renovables con la seguridad energética a través del prisma de la disminución de la dependencia energética. Ese es el principal punto en común, por ejemplo, entre las estrategias de la Unión Europea y la española en la materia.

La Estrategia Europea de Seguridad Energética de 2014 concibe las energías renovables exclusivamente como instrumento para reducir la dependencia energética, destacando además el importante ahorro en términos de impor-

taciones[2]. En el capítulo de recomendaciones, la Comunicación de la Comisión sí que apuesta claramente por el despliegue de las renovables, incluyendo la necesidad de alcanzar mecanismos comunes de apoyo, pero no hay mayor reflexión estratégica que la del discurso de reducir la dependencia energética. Solo al final de la Comunicación, la Comisión anuncia que «promoverá el desarrollo de las tecnologías y el comercio de energías renovables en negociaciones bilaterales y multilaterales», sin más consideraciones para la acción exterior de la Unión Europea. De hecho, los análisis al uso ni siquiera se refieren a las renovables salvo para glosar el papel asignado: desarrollar los recursos propios para reducir la dependencia energética[3].

La Estrategia de Seguridad Energética Nacional de 2015 (véase recuadro 1) va un poco más allá aludiendo a otros vectores como la diversificación de fuentes, pero sus líneas estratégicas persiguen sobre todo disminuir la dependencia energética mediante el desarrollo de las fuentes autóctonas *y* diversificar el mix energético gracias a ellas, entre las cuales las renovables son una más. El énfasis en la dependencia se aprecia hasta en la instrumentalización geoeconómica de la I+D+i para reducirla, al tiempo que se propone aumentar las exportaciones de tecnología (pero curiosamente no de la propia energía de origen renovable).

Recuadro 1:

Renovables y geopolítica en la Estrategia de Seguridad Energética Nacional de 2015[4]

Dependencia

«Igualmente, son factores diferenciales del sistema energético español la moderna y resiliente estructura de red de distribución y la tendencia alcista de la contribución de las energías renovables a la generación eléctrica. Esto último redunda en la correlativa disminución de la dependencia exterior» p. 16.

I+D+i, dependencia y geoeconomía

«La apuesta decidida por la I+D+i supone para España una oportunidad estratégica que nos permite mejorar la eficiencia en los procesos actuales de exploración y explotación, mantener una posición ventajosa a nivel mundial en el ámbito de las energías renovables y avanzar en la búsqueda y desarrollo de nuevas fuentes de energía autóctonas que permitan aprovechar los recursos propios» p. 21.

Interconexiones

---

[2] Estrategia Europea de la Seguridad Energética, COM (2014) 330 final, Bruselas, 28.5.2014.

[3] Por ejemplo, dentro de los trabajos del Instituto Español de Estudios Estratégicos: De CARLOS IZQUIERDO, J. «La Estrategia de Seguridad Energética de la Unión Europea y España». *Documento de Opinión del IEEE* 15/2016, 11 de febrero.

[4] Estrategia de Seguridad Energética Nacional, Presidencia del Gobierno, 2015: file:///Users/gonzalo/Downloads/estrategia%20de%20seguridad%20energetica%20nacional%20<1>.pdf.

«En el ámbito eléctrico, la falta de interconexión es causante de la existencia de auténticas islas energéticas. Esta situación intenta ser paliada mediante un incremento notable de los niveles de la capacidad de interconexión que posibilite el desarrollo del mercado único de la energía, así como el aprovechamiento del potencial de las energías renovables, fuentes energéticas autóctonas de importantes posibilidades, pero que debido a la dificultad de gestión e intermitencia precisan de fuentes alternativas convencionales de respaldo» p. 9.

«Los factores que definen al sistema eléctrico español son su robustez y fortaleza al estar compuesto por un sistema mallado y parcialmente interconectado con Francia y Portugal. El mix de generación eléctrico es diversificado y destaca el aumento significativo de la producción con energías renovables» p. 14.

Cambio climático

«Los efectos del cambio climático afectan a la seguridad nacional. El fomento en el uso de fuentes de energía disponibles, en las que las tecnologías renovables cobran un papel relevante» p. 21.

«En definitiva, la eficiencia energética y las energías renovables son dos pilares clave para lograr una mayor mitigación de las emisiones a la atmósfera» p. 12.

Diversificación

«También es destacable la diversificación en fuente con un mix en el que junto a las dos fuentes primarias de energía dominantes, el petróleo y el gas, la energía nuclear, el carbón y las energías renovables constituyen el esquema de generación energética en España» p. 15.

«Se compensa así de forma adecuada nuestra dependencia de petróleo y gas natural con el empleo de fuentes autóctonas, en las que además del carbón y la energía nuclear, destaca la capacidad de producción con energías renovables como la eólica, solar fotovoltaica, termoeléctrica, hidráulica y biomasa» p. 18.

Líneas de acción estratégicas

(2) «Asegurar la diversificación del mix energético nacional, proporcionando una adecuada representación de las fuentes energéticas [...]. Es necesario contemplar todas las fuentes de energía [...] que permitan alcanzar una cierta garantía de suministro [...] dentro de un modelo sostenible en el que las energías limpias adquieren de forma paulatina una mayor importancia» p. 36.

(4) «Fomentar el uso de fuentes autóctonas con objeto de diversificar el mix energético y disminuir nuestra dependencia exterior [...]. En gran medida, la seguridad energética se ve favorecida por el uso de fuentes de energía autóctonas. Es necesario orientar las acciones hacia la promoción de un sistema energético diversificado que prescinda, en lo posible, de la dependencia

> establecida por la importación de fuentes convencionales [...]. Ampliar las fuentes de energía más allá de los combustibles fósiles y de la energía nuclear mediante el impulso de la utilización de todas las fuentes energéticas autóctonas disponibles, incluyendo las renovables» p. 38.

También destaca la relevancia de las interconexiones, sobre todo para exportar (esta vez sí) electricidad de origen renovable, e incluso parece apuntar de manera implícita a la posibilidad de importar electricidad como vía de respaldo, pero la formulación dista de quedar clara. Resulta especialmente curioso que ni siquiera se mencionen las interconexiones con Marruecos ni las exportaciones españolas de electricidad a este país, que representan cerca del 15 % de la demanda eléctrica marroquí y resultan fundamentales para el funcionamiento de su sistema eléctrico, ni se derive implicación geopolítica alguna a este respecto (tampoco, por cierto, sobre Ceuta y Melilla, las verdaderas islas energéticas españolas). Las renovables también cumplen la función de mitigar el cambio climático, el cual la Estrategia considera que afecta a la seguridad nacional, si bien no aclara cómo.

Este enfoque parece claramente insuficiente y sus resultados poco satisfactorios, pues no ofrece respuestas a los retos estratégicos de la transición energética. Adolece de una concepción muy estrecha de la seguridad energética (reducir la dependencia); además de manera algo contradictoria, pues al mismo tiempo quiere impulsar la exportación de electricidad de origen renovable y tecnologías. Tampoco explora oportunidades estratégicas clave como la tercera interconexión con Marruecos ni el poder blando que supondría proyectarse como una «potencia» renovable. En sentido contrario, también sería necesaria una reflexión sobre los impactos colaterales de la transición energética: cómo afectaría a vecinos importantes, como Rusia o Argelia; o a los equilibrios regionales en Oriente Medio, el Golfo de Guinea o América Latina.

Mención aparte merece una formulación infraespecificada del impacto del cambio climático sobre la seguridad nacional. El debate entre los académicos y la comunidad de seguridad a cuenta de lo que los primeros denominan los peligros de la securitización del cambio climático, ilustra el contraste entre ambas comunidades epistemológicas[5]. Este aspecto es relevante porque si el nexo entre cambio climático y seguridad nacional no queda bien establecido, dicha securitización puede afectar a las renovables como herramienta de mitigación: no hay consenso sobre si la relación entre los objetivos de lucha

[5] El concepto de securitización de la Escuela de Copenhague consiste en invocar argumentos de seguridad (una amenaza existencial) para justificar el empleo de medios extraordinarios; como tal, es una forma extrema de politización. Debe quedar claro que alertar sobre los riesgos de la securitización del cambio climático no supone negar su existencia (como hacerlo de las connotaciones geopolíticas de las renovables no implica una oposición a las mismas), sino muy al contrario preservar la lucha contra sus causas fundamentales en lo más alto de la agenda.

contra el cambio climático y seguridad nacional es de complementariedad o si por el contrario hay una disyuntiva (*trade-off)* entre ambos[6].

En general, la literatura sobre securitización tiende a concluir que el cambio climático no ha sido nunca empleado como argumento de seguridad para adoptar medidas extremas[7]. Pero hay autores que sí ven claras señales de securitización en las políticas de seguridad ambiental, especialmente en Estados Unidos[8]. La literatura más reciente describe diferentes sendas de securitización, pero tiende a concluir que sí se dan procesos de securitización diferenciados[9]. En todo caso, en este artículo no se abordará la dimensión de seguridad del cambio climático ni, por tanto, su relación con las energías renovables, el segundo vector de seguridad energética que junto a la disminución de la dependencia contemplan algunas estrategias de seguridad[10]. Para intentar enriquecer con los desarrollos de la literatura académica la reflexión estratégica, el epígrafe siguiente revisa algunos de los principales vectores de interrelación entre geopolítica y energías renovables identificadas por aquella.

Renovables y geopolítica: evidencia empírica y enfoques conceptuales

La sección precedente muestra como las estrategias de seguridad vigentes no están pensadas para responder a las preguntas planteadas en la introducción de este trabajo. Todas ellas padecen del problema de dependencia de la senda e intentan integrar las renovables *ad hoc* en vez de considerar escenarios de transición energética a largo plazo y sus implicaciones estratégicas globales. La literatura académica es mucho más rica en este aspecto, aunque adolece de dispersión metodológica y de fragmentación del objeto de estudio. Si a las estrategias les falta riqueza en el análisis, la literatura académica carece del enfoque sistemático y del carácter estratégico e integrador de las primeras.

---

6 Para profundizar en este debate, véase: GUIVARCH, C. y MONJON S.: «Would climate policy improve the European energy security?». *Climate Change Economics*, 2015, p. 6 (2); BROWN, S., HUNTINGTON H.: «Energy security and climate change protection: Complementarity or tradeoff?», *Energy Policy*, 2008, pp. 36 (9): 3510-3513; BAUEN, A.: «Future energy sources and systems-acting on climate change and energy security». *Journal of Power Sources*, 2006, pp. 157: 893–901.

7 BUZAN, B., WAEVER O. y de WILDE J.: Security: A new framework for analysis. Boulder: Lynne Rienner, 1998.

8 Por ejemplo: FLOYD, R. Security *and the Environment: Securitisation Theory and US Environmental Security Policy*. Cambridge: Cambridge University Press, 2010; y también TROMBETTA, M. J. «Environmental Security and Climate Change: Analysing the Discourse». *Cambridge Review of International* Affairs, 2008, pp. 21 (4): 585–602.

9 Véase: VON LUCKE, F., WELLMANN Z. y DIEZ T. «What's at Stake in Securitising Climate Change? Towards a Differentiated Approach». *Geopolitics*, 2014, pp. 19: 857–884; SELBY, J., HOFFMAN C. «Rethinking Climate Change, Conflict and Security». *Geopolitics*, 2014, pp. 19 (4): 747–756.

10 Sobre este particular véase: ESCRIBANO, G. y LÁZARO L. (en prensa). «Gobernanza climática e integración del clima: más allá de la securitización». *Revista de Información Comercial Española.*

Esta sección intenta ordenar un poco el debate académico y retener algunos conceptos de utilidad para la elaboración de estrategias más depuradas y comprensivas. Aunque la literatura es muy variada puede distinguirse entre trabajos empíricos que buscan contrastar o refutar la relación entre despliegue de energías renovables y seguridad energética, y trabajos más conceptuales que hipotetizan las implicaciones de seguridad energética de los escenarios bajos en carbono, sea mediante experimentos conceptuales, diferentes marcos analíticos de la seguridad energética o la consideración de factores como la vulnerabilidad a ataques terroristas, otras dependencias (tecnologías y minerales críticos) o los problemas relacionados con eventuales conflictos por recursos renovables y hasta qué punto puede darse un «rentismo renovable».

La evidencia empírica: prima el relato de reducir la dependencia

La mayor parte de los trabajos empíricos que analizan la interacción entre la seguridad energética y renovables se concentran exclusivamente en la variable de dependencia energética, en concreto si situaciones de elevada dependencia energética implican un despliegue más acelerado de las renovables. Algunos de estos estudios encuentran que los niveles de dependencia energética sí tienen un efecto positivo en la penetración de las renovables[11]; mientras que otros estudios refutan la hipótesis o los resultados no son estadísticamente significativos[12].

En cambio, Valdés *et al.* adoptan un enfoque más amplio que el de la dependencia, incluyendo otras variables a modo de aproximaciones a la seguridad energética como la diversificación de fuentes y orígenes, obteniendo resultados estadísticamente significativos: la dependencia energética resulta un vector importante del despliegue de las renovables, aunque es la diversificación por fuentes y orígenes la que reporta mayores beneficios en términos de seguridad energética por la reducción de la vulnerabilidad energética que entraña[13].

Este resultado es relevante, pues apunta a que no se está prestando atención a otras dimensiones de la seguridad que no sea la dependencia energética; y preocupante, porque su corolario lógico sería el desarrollo de sistemas renovables independientes, cerrados y autárquicos, descuidando las externalidades

[11] MARQUES, A., FUINHAS, J. y PIRES MANSO J. «Motivations driving renewable energy in European countries: a panel data approach». *Energy Policy*, 2010, pp. 38: 6877– 6885.

[12] Véase al respecto los siguientes trabajos: MARQUES, A. y FUINHAS J. «Drivers promoting renewable energy: a dynamic panel approach». *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2011, pp. 15: 1601–8; POPP, D., HASCIC I. y MEDHI N. «Technology and the diffusion of renewable energy». *Energy Economics*, 2011, pp. 33: 648–662; y, finalmente, AGUIRRE, M. y IBIKUNLE G. «Determinants of renewable energy growth: a global sample analysis». *Energy Policy*, 2014, pp. 69: 374–84.

[13] VALDÉS, J., ESCRIBANO, G. y SAN MARTÍN, E. «Energy security and renewable energy deployment in the EU: Liaisons Dangereuses or Virtuous Circle?». *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2016, pp. 62: 1032–1046.

geopolíticas de la interdependencia y una gestión adecuada de la misma. Nos encontraríamos así con una situación de «mercantilismo renovable» en la que los países intentan al tiempo eliminar las importaciones pero aumentar las exportaciones. Se trataría claramente de un modelo difícilmente sostenible por poco compatible con esquemas de integración o cooperación regional.

Un experimento conceptual: geopolítica en un sistema global 100 % renovable

Pero las pistas para responder a las preguntas planteadas en este apartado se encuentran en la literatura más conceptual. Scholten y Bosman proponen un experimento conceptual consistente en plantear un sistema energético global electrificado 100 % renovable y analizar sus implicaciones geopolíticas[14]. Debe aclararse que su objetivo no consiste en elaborar un modelo formal, sino en explorar las implicaciones geopolíticas de las características técnicas y geográficas de las energías renovables. Los autores analizan una realidad estática alternativa haciendo abstracción deliberada de otros temas como los tecnológicos, socio-culturales, financieros o institucionales para centrarse en las diferencias en el plano geoestratégico con un modelo energético basado en los hidrocarburos.

Por ejemplo, resulta obvio que la visión de la Unión Europea (y de sus Estados miembros) sobre la seguridad energética requiere de una renovación de sus líneas estratégicas para integrar las implicaciones de una penetración masiva de las energías renovables. Sus especificidades técnicas y geográficas determinan no solo la estructura de los mercados eléctricos, sino también (y quizá más relevante para nuestros propósitos) los socios comerciales, básicamente aquellos vecinos con los que existan interconexiones eléctricas suficientes. A su vez, ambos elementos determinan realidades estratégicas muy diferentes a las de los hidrocarburos y, por tanto, precisan de políticas diferenciadas. Por ejemplo, al considerar un sistema energético electrificado, su máxima extensión (tecnología estática) es continental, salvo aquellas redes transcontinentales que salvan distancias reducidas, como ocurre en el Mediterráneo y Oriente Medio.

Bajo las premisas de Scholten y Bosman, los países deben decidir si quieren producir o prefieren comprar. La decisión de comprar (que no implica no producir) supone que alguien debe vender, y por tanto lleva implícita la aceptación de flujos eléctricos transnacionales de origen renovable[15]. A su vez, ello implica una estructura de red centralizada que lleva a escenarios continentales y la

[14] SCHOLTEN, D. y BOSMAN, R. «The geopolitics of renewables. Exploring the political implications of renewable energy systems». *Technological Forecasting and Social Change*, 2016, pp. 103 (c): 273-283.

[15] Ibíd.

creación de «comunidades de red» (*grid communities*)[16]. La decisión de producir (que implica no comprar) conduce a sistemas energéticos nacionales cerrados basados en una red descentralizada de prosumidores. En este escenario nacional hay ciertamente una reducción del riesgo geopolítico relacionado con la seguridad de suministro (independencia energética), pero a expensas de una menor diversificación geográfica, una menor interdependencia (y por tanto oportunidades de cooperación) y mayores costes económicos, presentando las mayores diferencias con el modelo energético vigente.

Aunque las implicaciones geopolíticas de cada decisión son diferentes, como se verá en el siguiente apartado, el análisis sí obtiene algunas conclusiones comunes interesantes en términos de transferencia de poder en relación a los hidrocarburos. En primer lugar, dado que las renovables tienen una mayor dispersión geográfica, presentan una mejor distribución de los recursos energéticos y por tanto un mayor número y una menor concentración de productores, sesgando la balanza de poder a favor de los países consumidores (además de a los nuevos productores de renovables). En segundo término, se produce una limitación geográfica del mercado que sugiere una geopolítica de la energía más local, a lo sumo regional, pero con un mayor contenido geográfico que haría las delicias de seguidores de la geopolítica clásica como Kaplan y validaría sus advertencias sobre la venganza de la geografía[17]. Finalmente, y de gran relevancia, se produce una reorientación estratégica por la transferencia de poder desde el detentor del recurso al actor con una mayor capacidad de red.

Las renovables bajo dos marcos de análisis de la seguridad energética

En base a la caracterización de seguridad energética de Cherp y Jewell (2011), coexisten tres enfoques de la seguridad energética: soberanía, robustez y resiliencia, y las energías renovables pueden contribuir a la mejora de la misma desde cada uno de dichos enfoques[18]. Un enfoque diferente consiste en diferenciar entre riesgos primarios (riesgos originados por causas geopolíticas o técnicas) y secundarios (interrupciones del suministro, daños medioambientales o a las infraestructuras como consecuencia de riesgos primarios), y el grado de exposición al riesgo (por ejemplo a la volatilidad de precios o a un cuello de botella de origen técnico o geopolítico). De nuevo, pueden encontrarse elementos

[16] En extensión de las *security communities* de Deutsch: en una «comunidad de seguridad» los problemas comunes se resuelven mediante el «cambio pacífico», basado en mecanismos institucionales y en un «sentimiento de comunidad» que emerge de la convergencia de intereses y de la confianza entre pares, haciendo que el recurso a la violencia sea altamente improbable.

[17] KAPLAN, R. «The Revenge of Geography». *Foreign Policy*, mayo/junio, 2009.

[18] CHERP, A. y JEWELL, J. «The three perspectives on energy security: Intellectual history, disciplinary roots and the potential for integration». *Current Opinion in Environmental Sustainability*, 2011, pp. 3: 202–212.

de mitigación en cada una de las fases de dicha cadena causal de riesgos energéticos[19].

Los argumentos son variados y una consideración detallada de los mismos excede los propósitos de este artículo, pero pueden enumerarse brevemente a título expositivo. En primer lugar, un mayor peso de instalaciones renovables descentralizadas y una mayor intensidad de red reducen la vulnerabilidad ante fallos técnicos o sabotajes (riesgos primarios/robustez). En segundo término, con la salvedad de la hidroelectricidad, las renovables son más seguras desde la perspectiva de accidentes, ataques o catástrofes naturales (riesgos secundarios). Finalmente, presentan una menor exposición al riesgo al ser tecnologías de coste marginal cero y por tanto no verse afectadas por la volatilidad en los precios de los hidrocarburos (aunque sí de otras materias primas como los minerales críticos, si bien en menor medida como se verá más adelante). Tal vez más importante, ello supone que están descorrelacionadas con los precios de otras fuentes energéticas, lo que supone una clara mejora de la relación riesgo/beneficio desde una perspectiva de selección de carteras (*portfolio choice*), siempre que se den mecanismos institucionales de mitigación del riesgo como por ejemplo la convergencia normativa y regulatoria[20].

Nótese que a partir de un nivel de penetración dado de las renovables, el argumento de la diversificación de fuentes y orígenes también puede argüirse en su contra: por ejemplo, si en el futuro la limitación fundamental que supone el cambio climático pudiera solventarse mediante la generalización de los sistemas de secuestro y captura de carbono, los hidrocarburos (y el carbón), al igual que ahora la energía nuclear, diversificarían la cartera de fuentes y suministradores. En dicho escenario se podría alcanzar una matriz equilibrada de riesgos geopolíticos y climáticos, pero de nuevo conduciría el debate a las incertidumbres del progreso tecnológico y a la diversificación de las sendas en los esfuerzos en I+D+i.

Vulnerabilidad ante ataques terroristas: sin dilema seguridad-descarbonización

Otro objeto de estudio es la vulnerabilidad ante ataques terroristas. Para la Unión Europea esta es baja tanto para las infraestructuras de importación de gas como eléctricas de origen renovable, pues ambas están diversificadas y cuentan con *buffers* considerables. Incluso ataques a escala importante tendrían dificultades para causar daños espectaculares en magnitud y duración, pues la

[19] ESCRIBANO, G., MARÍN, J. M. y SAN MARTÍN, E. «RES and risk: renewable energy's contribution to energy security. A portfolio-based approach», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2013, pp. 26: 549–559.

[20] Ibíd. No obstante, hay que considerar que esa descorrelación de costes de generación no implica descorrelación de precios de la electricidad generada, en la medida en que estos se fijan en el mercado. El autor agradece al coordinador, Claudio Aranzadi, este pertinente comentario.

funcionalidad del sistema podría restaurarse con rapidez en todos los escenarios razonables de ataques. Solo un número elevado de ataques simultáneos podría poner en riesgo la funcionalidad del sistema, por lo que los grupos terroristas en principio pueden obtener resultados mucho más espectaculares con menos recursos con otros objetivos, básicamente y por desgracia humanos[21].

En este aspecto no habría dilema entre seguridad y descarbonización, pues tanto en escenarios de gas como de renovables la vulnerabilidad a ataques terroristas sería baja. Para algunos autores la vulnerabilidad es igualmente baja para gas y electricidad, mientras que otros sí aprecian una mayor vulnerabilidad en las infraestructuras eléctricas tipo Desertec, aunque no hay diferencias suficientes como para plantear una disyuntiva entre descarbonización y seguridad de suministro[22]. En todo caso, las evaluaciones apuntan a que los dos riesgos principales serían una guerra o un ciberataque masivo, y en este segundo caso se estima que sería difícil de llevar a cabo por actores no estatales como grupos terroristas.

Otras dependencias: minerales críticos y tecnologías

La lógica de la dependencia no se agota en el recurso energético, hidroeléctrico, solar o eólico, sino que se extiende a las tecnologías y a otras materias primas presentes en la cadena industrial. La dependencia (o el liderazgo) tecnológico es sin duda un vector estratégico de primer orden, y así se califican las políticas industriales destinadas a impulsar campeones nacionales. La literatura sobre la promoción de las renovables como política industrial es muy amplia y desborda los objetivos de este artículo, pero tiende a centrarse en los aspectos económicos y ambientales y no encuentra motivos de preocupación en el acceso a la tecnología. Rodrik, por ejemplo, considera que esa competencia estratégica debe producirse en el ámbito del apoyo local y no en el plano comercial (i. e., mediante subsidios y no con la imposición de aranceles)[23].

En todo caso, la Organización Mundial del Comercio cuenta con mecanismos para gestionar esos problemas, y así ha sucedido también con los minerales críticos, aunque no hay consenso sobre la efectividad del enfoque meramente comercial. Entre las implicaciones estratégicas suele destacarse el papel creciente de China, que algunos achacan precisamente a la inadecuación de la Organización Mundial del Comercio para gestionar la dimensión medioambiental

---

[21] Para una visión general, puede consultarse: TOFT, P., DUERO, A. y BIELIAUSKAS, A. «Terrorist targeting and energy security». *Energy Policy*, 2010, pp. 38: 4411–4421.

[22] LACHER, W. y KUMETAT D. «The security of energy infrastructure and supply in North Africa: hydrocarbons and renewable energies in comparative perspective». *Energy Policy,* 2011, pp. 39: 4466–4478; y LILLIESTAM, J. «Vulnerability to terrorist attacks in European electricity decarbonisation scenarios: Comparing renewable electricity imports to gas imports». *Energy Policy*, 2014, pp. 66: 234–248.

[23] RODRIK, D. «Green industrial policy». *Oxford Review of Economic Policy*, 2014, pp. 30 (3): 469–491.

de esas disputas comerciales[24]. Las acusaciones de comportamiento estratégico hacia China por su política de tierras raras llevan produciéndose desde hace años, y es previsible que las tensiones en la materia puedan escalar[25]. Pero la mayoría de los análisis evitan exagerar la magnitud de la amenaza y se centran en proponer soluciones.

Por ejemplo, Viebahn *et al.,* analizan la necesidad de minerales críticos para llevar a cabo el *Energiewende*, sin encontrar evidencia de que los recursos de minerales críticos limiten la generación renovable ni el almacenamiento de manera generalizada (tabla 1). Su estudio concluye que la hidroelectricidad, las plantas termo-solares (CSP), las turbinas eólicas con imanes de tierras raras y la fotovoltaica basada en silicona pueden considerarse tecnologías de generación no críticas en lo que respecta a los minerales críticos; tampoco consideran las redes eléctricas ni el almacenamiento por electrolisis alcalina o las células de combustible como infraestructuras críticas[26].

Fuente	Tecnología	Principal elemento potencialmente crítico	Clasificación	
			Relevante	Potencialmente relevante
Generación				
Solar	PV	In, Se	X	
	CSP	Ag		X
		Ni, V		X
	Eólica	Nd, Dy, Pr, Tb	X	
		Ni, Mo		X
	Hidroelectricidad	Ni, V		X
Almacenamiento				
	Bombeo <hidro>	Ni, V		X
	Hidrógeno	Ni		X
		La, Y, Sc, Ni		X
	Batería	Li, V		X
Transmisión				
	Redes	Ni, V		X

Tabla 1. Fuente: Viebahn et al., Op. cit.

[24] Stockholm Environment Institute (2014): «The geopolitics of China's rare earths: a glimpse of things to come in a resource-scarce world?» Discussion Brief. Accedido el 18 de noviembre de 2016: https://www.sei-international.org/mediamanager/documents/Publications/SEI-2014-DiscussionBrief-China-Rareearths.pdf.

[25] Véase por ejemplo KRUGMAN, P. «Rare and foolish». *New York Times*, 17 de octubre del 2010; para un análisis más profundo sobre la política de tierras raras china, véase HAYES-LABRUTO, L., SCHILLEBEECKX, S., WORKMAN, M. y SHAH, N. «Contrasting perspectives on China's rare earths policies: Reframing the debate through a stakeholder lens». *Energy Policy*, 2013, pp. 63: 55–68.

[26] VIEBAHN, P., SOUKUP, O., SAMADI, S., TEUBLER, J., WIESEN, K. y RITTHOFF, M. «Assessing the need for critical minerals to shift the German energy system towards a high proportion of renewable». *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2015, pp. 49: 655–671.

Solo algunas sub tecnologías eólicas, fotovoltaicas y de almacenamiento en baterías son identificadas como críticas, y en general existen alternativas no críticas para ellas. En el caso de la energía eólica, el neodimio (Nd) y el disprosio (Dy) no resultan esenciales para las turbinas *onshore*, pero sí en el caso de los parques *offshore* al facilitar el mantenimiento, por lo que las tecnologías de imanes de tierras raras deberían reemplazarse a largo plazo por otras tecnologías. También se identificaron problemas de seguridad de suministro de indio (In) y selenio (Se) para algunas tecnologías fotovoltaicas. La tecnología de almacenamiento a gran escala con baterías basadas en vanadio (V) se consideran igualmente críticas, recomendándose su sustitución por baterías de Litio-ion 8menos críticas desde la perspectiva de la disponibilidad de recursos) o instalaciones físicas (bombeo, aire comprimido).

Además de la posibilidad de desarrollar tecnologías alternativas para los casos arriba indicados, la seguridad de suministro puede incrementarse mediante el establecimiento de sistemas de reciclado. Para la fotovoltaica, la elevada concentración de galio (Ga), indio (In) y selenio (Se) en las tecnologías de película fina (*thin film*) facilitan el reciclado. Los imanes con tierras raras empleados en los aerogeneradores plantean más dificultades, por lo que deben desarrollarse sistemas de reciclaje al menos del neodimio y el disprosio.

Viebahn *et al.,* concluyen que la *Energiewende* es compatible con la oferta de minerales críticos, aunque destacan la existencia de riesgos de suministro debido a algunas dependencias con suministradores clave y a la competencia con otros usos y otros importadores. Por ello, sugieren desarrollar la cooperación con las compañías y países productores, mejorar la eficiencia en el uso de los recursos más críticos, desarrollar el reciclaje y, finalmente, enfocar la política tecnológica en materia de energías renovables hacia las tecnologías y subtecnologías que requieren menos minerales críticos[27]. Quizás un análisis de este tipo para el caso español podría arrojar resultados más específicos.

Es de destacar que el litio (Li), cuyo aumento de precio en los últimos años ha despertado cierta alarma por el impacto que podría tener en el desarrollo de las baterías y, por tanto, del coche eléctrico, no fue considerado crítico ni por este estudio ni por la Comisión Europea en su listado de minerales críticos[28] (en cambio, sí fue clasificado como de criticalidad media-baja por el *Joint Research Center* europeo[29]). El motivo de no considerarlo de elevada criticalidad es que la demanda ha aumentado con fuerza pero la oferta se ha demostrado suficientemente elástica, existe una capacidad ociosa importante y los principales productores no son países especialmente conflictivos (el triángulo del litio

[27] Ibíd.

[28] Puede consultarse la Comunicación de la Comisión Europea sobre la revisión de la lista de las materias primas fundamentales para la UE y la aplicación de la iniciativa de materias primas, COM (2014) 297 final, Bruselas, 26.5.2014.

[29] MOSS, R. L. *et al. Critical Metals in the Path towards the Decarbonisation of the EU Energy Sector. Assessing Rare Metals as Supply-Chain Bottlenecks in Low-Carbon Energy Technologies.* Joint Research Center Scientific and Policy Reports, 2013. EUR 25994 en: https://setis.ec.europa.eu/sites/default/files/reports/JRC-report-Critical-Metals-Energy-Sector.pdf.

formado por Bolivia, Chile y Argentina, así como Estados Unidos, Canadá, Australia y, ciertamente, China). La explotación minera del litio está en gran medida en manos de empresas occidentales bien relacionadas con las empresas nacionales que detentan los recursos. Además, el reciclaje y el desarrollo tecnológico proporcionan más opciones de lo que ocurre con otros minerales igualmente importantes para otras tecnologías clave en el desarrollo del coche eléctrico, como los necesarios para producir los imanes de los motores.

Por todo ello, en general la literatura tiende a matizar los enfoques neo-maltusianos y aconseja no exagerar los riesgos de un pico de los minerales, en parte debido a las incertidumbres tecnológicas. Pero sí recomienda aplicar estrategias de mitigación de riesgos; básicamente desarrollar la producción autóctona, avanzar en el reciclado y reúso, y la búsqueda de alternativas[30]. En general, se tiende a considerar que los riesgos asociados a los minerales críticos son de tipo económico (aumento de precios) más que estratégicos (interrupción del suministro). No obstante, ello no es óbice para que España no siga la senda de otros países de su entorno y cuente con una estrategia bien definida sobre la cadena de abastecimiento de aquellos minerales críticos más relevantes para las tecnologías afectadas[31].

También es necesario incorporar las incertidumbres económicas que ello introduce en determinadas tecnologías y trabajar para encontrar alternativas. Finalmente, deben considerarse otras dimensiones del riesgo, como el medioambiental o el geoeconómico. A su vez, ello supone plantearse mecanismos de mitigación del riesgo relacionado con las explotaciones mineras de los recursos críticos, planteándose de nuevo desbordamientos sobre algunos de los temas ya conocidos en las energías convencionales como la gobernanza y el rentismo, las condiciones laborales en países en desarrollo y el impacto medioambiental de la actividad minera, que en el caso de varias de las tierras raras tiende a ser considerable. Esto último, por ejemplo, plantea el elemento geoeconómico de cómo las diferencias en el nivel de exigencia de las regulaciones medioambientales (y laborales) han desplazado la actividad minera de estos recursos hacia el Sur global[32].

Conflictos por recursos y «rentismo renovable»

Ambos aspectos son relevantes, pues introducen dos elementos frecuentemente obviados en el debate sobre las implicaciones estratégicas de las energías

[30] Ibíd.

[31] Este argumento se desarrolla con más profundidad en SOLERA, M. «Critical metals: risks and opportunities for Spain». *Análisis del Real Instituto Elcano* (ARI) 12/2013, accedido el 11 de noviembre de 2016: http://www.realinstitutoelcano.org/wps/portal/web/rielcano_en/contenido?WCM_GLOBAL_CONTEXT=/elcano/elcano_es/programas/energiacambioclimatico/publicaciones/ari12-2013-solera-critical-metals-risks-opportunities-spain.

[32] SCHMITZ, O. y GRAEDEL, T. «The Consumption Conundrum: Driving the Destruction Abroad». *Yale Environment 360, Analysis*, 25 de abril del 2010, accedido el 17 de noviembre del 2016. http://e360.yale.edu/feature/the_consumption_conundrum_driving_the_destruction_abroad/2266/.

renovables: primero, que los recursos renovables pueden desatar o agravar conflictos; segundo, que en un contexto de baja calidad institucional también pueden darse situaciones de «rentismo renovable», equiparables en casos extremos en sus consecuencias a la que padecen muchos productores de hidrocarburos. La hidroelectricidad, especialmente en países en desarrollo, es donde mejor se aprecia ese doble impacto sobre el conflicto y la gobernanza. Además, representa el contraste entre los grandes diseños geoestratégicos propios de la geopolítica clásica y la nueva microgeopolítica de la seguridad humana. El recuadro 2 ilustra ambas tensiones con los casos de la *Grand Ethiopian Renaissance Dam* y la *Grand Inga Dam*.

Recuadro 2. Presas de África: el Nilo Azul y el río Congo



Imagen 1. Map credit: Wikimedia Commons/Yale Environment 360 http://e360.yale.edu/slideshow/on_the_river_nile_a_move_to_avert_a_conflict_over_water/430/1/.

Las primeras implicaciones estratégicas de las energías renovables se dieron por el ataque a presas, como los que llevaron a cabo los «*dam busters*» británicos contra presas y centrales hidroeléctricas alemanas durante la Segunda Guerra Mundial, llegando a causar la inundación del Ruhr y el ahogamiento de más de 1.500 civiles en la Operación Chastise. O en sentido inverso cuando en la guerra de Palestina de 1948, tras varios ataques a la presa de Naharayim y su central hidroeléctrica por parte de fuerzas jordanas e iraquíes, se abrieron las puertas de la presa de Degania para impedir el ataque de tanques iraquíes a los pueblos judíos del valle del Jordán. Aunque estos ejemplos no resultan relevantes para nuestros propósitos, los grandes proyectos hidroeléctricos son los primeros casos de estudio del flujo transfronterizo de electricidad (o de los flujos hídricos con que se genera). En concreto, en el caso africano permite explorar dos dimensiones de la seguridad energética poco o nada exploradas en los países desarrollados: el acceso a la electricidad y los problemas de gobernanza de la hidroelectricidad.

El Nilo es el mayor río de África y discurre por casi 7.000 kilómetros y nueve países, seguido por el río Congo (4.700 kilómetros y ocho países) que es no obstante el más profundo del mundo y en parte por ello el más potente de África, con un caudal de 42.000 metros por segundo. Ambos se utilizan desde hace años para generar electricidad en el seno de las dos cuencas hidrográficas más conflictivas del mundo. Ya en 1929 Egipto se garantizó, con apoyo británico, un acceso privilegiado al Nilo y el derecho de veto sobre cualquier proyecto aguas arriba. Tras incorporar a Sudán al acuerdo en 1959, Egipto se reservó las 2/3 partes de su caudal a expensas de los demás países ribereños.

Las necesidades económicas, energéticas y agrícolas de los países excluidos (Etiopía, Ruanda, Tanzania, Uganda, Burundi, República Democrática del Congo-RDC y Kenia) impulsaron la creación en 2010 del Nile River Basin Cooperative Network, con la participación inicial de Etiopía, Ruanda, Tanzania y Uganda, que incluye la construcción en Etiopía por la compañía italiana Salini Impreglio (a escasos kilómetros de la frontera con Sudán) de la Grand Ethiopian Renaissance Dam (GERD), con una capacidad de 6.000 MW.

Egipto y Sudán no dudaron en mostrar su oposición al proyecto, llegando incluso el primero a amenazar con bombardear la presa por temor a perder caudal. No obstante, la evidencia de que una escalada solo podía empeorar la situación de todos los actores (un conflicto en una delicada situación interna para Egipto y las dificultades para obtener la financiación necesaria por parte de Etiopía) permitió primar la cooperación. Tras la firma entre Egipto, Sudán y Etiopía de un acuerdo sobre principios básicos en 2015 la tensión se ha ido disipando lentamente, aunque quedan aspectos relevantes por acordar, como el ritmo de llenado de la presa y la dedicación del caudal, que en parte dependerá del resultado de los estudios de impacto, cuyo encargo fue recientemente acordado entre los tres países.

Curiosamente, y pese a que la población de Etiopía padece una de las situaciones de pobreza energética y falta de accesibilidad más graves del mundo, con

una tasa de electrificación de solo el 24%, el gobierno etíope pretende convertirse en el mayor exportador de electricidad de África. Ya en los últimos años las exportaciones de electricidad a Djibouti, Kenia y Sudán se han convertido en uno de los principales vectores de crecimiento del país, planteando un dilema entre la exportación y el abastecimiento de la demanda interna. Etiopía ya ha construido interconectores con Uganda, Ruanda, Tanzania y Yemen para aumentar las exportaciones de electricidad cuando complete la GERD.

El caso de la *Grand Inga Dam* (GID) en la República Democrática del Congo es menos conocido. El gran potencial hidroeléctrico del río Congo, especialmente en los rápidos de Inga en el Bajo Congo, empezó a explotarse con la presa Inga 1 (350 MW) en 1972, a la que siguió la Inga 2 (1.750 MW) en 1982. Ese mismo año se terminó el corredor de alta tensión (HVDC) Inga-Kolwezi, que simboliza el potencial de la integración eléctrica regional, pese a los problemas de mantenimiento de Inga 1 y 2. En 1995, el Banco Mundial impulsó la creación del Southern African Power Pool (SAPP) para aplicar una integración del mercado eléctrico regional. El Grand Inga está formado por una serie de presas a construir en varias fases, de las cuales la siguiente es la Inga 3. Una vez concluido, el proyecto generaría unos 40.000 MW, más del doble que la presa de la Tres Gargantas en China y más de la tercera parte del total de electricidad generada actualmente en África.

El proyecto contó con el apoyo de la comunidad internacional para financiar un coste previsto en los 80.000 millones de dólares, y ha sido considerado prioritario por varias organizaciones regionales y organismos financieros multilaterales y el propio World Energy Council. Sin embargo, el activismo de la sociedad civil (destacando la ONG *International Rivers*), que considera el proyecto propio de un modelo de desarrollo desfasado que prima a las empresas mineras (compradoras de buena parte de la electricidad generada en las fases ya construidas) y los mercados de exportación a expensas de los pobres, dificultaron mucho el apoyo del Banco Mundial. En 2014, el Banco Mundial aprobó un primer crédito pese a la abstención de Estados Unidos y a que el propio Banco destacó la existencia de «riesgos de implementación significativos». Finalmente, en julio de 2016 el Banco Mundial suspendió la financiación del proyecto aumentando la incertidumbre sobre su futuro.

Se ha argumentado que la seguridad energética en África debe enfocarse a través del prisma del desarrollo, el acceso a la energía y el buen gobierno de los recursos energéticos. Con dichos criterios, es evidente que los mega-proyectos suponen un vector importante de modernización y creación de empleo, pero en un contexto de pobreza energética y mala gobernanza sus beneficios en materia de accesibilidad y buen gobierno pueden ser limitados o incluso contraproducentes. Debe considerarse que en la RD del Congo poco más de un 10 % de la población tiene acceso a la red eléctrica, y el fenómeno no se circunscribe al mundo rural, sino que la red no llega a algunas ciudades importantes del país. Por otro lado, la exportación de electricidad por parte de un país con tales tasas de pobreza energética, baja accesibilidad y niveles de gobernanza limitados

plantea los bien conocidos problemas económicos de la «enfermedad holandesa» y políticos de la «maldición de los recursos», en este caso por la mala la gestión de las rentas derivadas de los recursos hidroeléctricos[33].

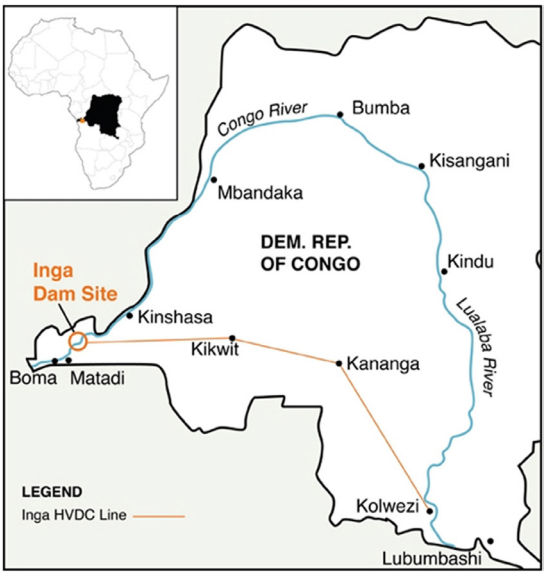


Imagen 2. Créditos del mapa: International Rivers. https://www.internationalrivers.org/campaigns/grand-inga-dam-dr-congo.

Se ha apuntado que, con la excepción de la gran hidroelectricidad por su carácter extremadamente centralizado, las renovables no presentan el mismo grado de propensión al conflicto y, por tanto, al desarrollo de esa dimensión de la maldición de los recursos. Los recursos renovables son más difíciles de controlar en el tiempo y el espacio, puesto que las rentas se generan mediante la explotación de flujos, no de *stocks*, están mejor distribuidas geográficamente y su densidad energética es menor. Todo ello reduce los incentivos económicos y geopolíticos para motivar conflictos, sea entre Estados o a nivel nacional, con

[33] Recuadro elaborado en base a ESCRIBANO, G. «La Grand Inga Dam: a través del corazón de África». Comentario del *Real Instituto Elcano,* 42/2016-26.10.2016 http://www.realinstitutoelcano.org/wps/portal/web/rielcano_es/contenido?WCM_GLOBAL_CONTEXT=/elcano/elcano_es/zonas_es/comentario-escribano-grand-inga-dam-a-traves-corazon-africa; FOI-Swedish Defence Research Agency «The Wider Security Implications of the Grand Ethiopian Renaissance Dam (GERD)». Dispatch no. 9 (10) 2016, accedido el 7 de octubre. http://www.foi.se/Documents/FOI%20Memo%205492%20Nr%209.pdf; GREEN, N., SOVACOOL, B. K. and HANCOCK, K. «Grand Designs: Assessing the African Energy Security Implications of the Grand Inga Dam». African Studies Review, 2015, pp. 58: 133-158; NÚÑEZ VILLAVERDE, J. A. «Tensiones sobre las aguas del Nilo». Post en blog Elcano, 11 de enero del 2016, accedido el 7 de octubre. http://www.blog.rielcano.org/tensiones-sobre-las-aguas-del-nilo/.

la salvedad de conflictos locales con actores no estatales por la competencia por la tierra[34].

Un caso tan especial como el de las granjas solares en el desierto del Negev, en Israel, ilustra este último punto. Aunque estas son apreciadas por la opinión pública por su contribución a la seguridad energética y a la descarbonización, no están libres de conflicto. Al tratarse de una tecnología intensiva en tierra en un país de dimensión reducida, compite con usos alternativos como la agricultura (de gran peso político, incluyendo los kibutzs), las reservas naturales (muy importantes para el ocio en un país pequeño y aislado) y la defensa nacional (campos de entrenamiento y otras instalaciones militares). Esta competencia entre grupos de interés tiende a encuadrarse en discursos securitizados para obtener la atención del gobierno y la opinión pública por motivos de seguridad ambiental, alimentaria, energética y militar[35].

Es importante destacar que en esa competencia por securitizar el uso de la tierra los defensores de la opción solar fracasaron por dos motivos: primero, porque en Israel es muy difícil competir con el discurso tradicional de la seguridad nacional y la preeminencia del Ejército; segundo, porque al recurrir a la narrativa de la independencia energética, cuando se descubrieron los grandes yacimientos de gas *offshore* en el país, el grupo de interés gasista capturó con facilidad ese relato ante la opinión pública y el gobierno. Este caso muestra como el recurso a los discursos securitizados para promover el despliegue de las renovables puede volverse en contra de sus promotores ante el desarrollo de otras fuentes autóctonas. Algo semejante ocurre con el desarrollo de los hidrocarburos no convencionales (o la energía nuclear) en Europa: el argumento de la independencia energética a favor de las renovables puede acabar llevando por sendas insospechadas (pero escrutables).

Además de reconocer la posibilidad de generación de conflictos, internacionales o domésticos, el recuadro 2 muestra como una mala gobernanza puede degenerar en rentismo y en una mala distribución de las rentas generadas por las renovables en perjuicio de los más necesitados, creando situaciones inaceptables de falta de acceso a la electricidad y pobreza energética junto a grandes proyectos de generación. Por ello, se ha destacado que aunque las características técnicas y económicas de las renovables son menos proclives a la aparición de mecanismos predatorios, la clave radica en el diseño institucional: en ausencia de agencias regulatorias independientes, marcos transparentes de competencia o una justicia independiente puede darse un rentismo renovable de baja intensidad en que las élites capturen una parte desproporcionada de las rentas (Escribano *et al*., 2013). En todo caso, salvo en la hidroelectricidad, la magnitud de esas rentas es muy inferior a las que proporcionan los hidrocarburos, por lo

[34] MÅNSSON, A. «A resource curse for renewables? Conflict and cooperation in the renewable energy secto»». *Energy Research & Social Science*, 2015, pp. 10: 1–9.

[35] FISCHHENDLER, I., BOYMEL, D. y BOYKOFF, M. «How Competing Securitized Discourses over Land Appropriation Are Constructed: The Promotion of Solar Energy in the Israeli Desert», *Environmental Communication*, 2014, pp.10 (2): 147-168.

que el problema se refiere más a cuestiones de justicia social (y energética) que de graves perturbaciones en los sistemas políticos.

Escenarios nacionales *versus* continentales

En el esquema de Scholten y Bosman expuesto en la sección anterior los países deben tomar una decisión estratégica: optar por un modelo nacional cerrado que requiere un sistema energético basado en la generación distribuida; o decidir abastecer una parte de su demanda energética con importaciones de electricidad renovable (lo que implica que habrá países que puedan vender), lo que supone una red continental más centralizada. Se trata evidentemente de dos escenarios extremos, puesto que también pueden contemplarse escenarios híbridos más realistas, pero ayudan a discernir las diferentes implicaciones geopolíticas de cada uno de ellos y frente al sistema energético actual. Esto plantea el conocido debate de fondo, que de nuevo se deberá soslayar aquí, entre modelos centralizados y distribuidos[36]. Dado el enfoque de relaciones internacionales de este artículo, tras presentar brevemente los rasgos básicos del escenario nacional la presente sección se centra en el continental.

A los efectos de este artículo (analizar las implicaciones geopolíticas y sugerir elementos para la reflexión estratégica) pueden relajarse los supuestos y considerarse un continuo entre ambos extremos, con escenarios más distribuidos y pocas interconexiones transfronterizas; y escenarios relativamente más centralizados e interconectados regionalmente. También pueden relajarse las premisas de una electrificación total y global, para considerar en el primer caso las interacciones entre energías convencionales y renovables; y en el segundo las asimetrías internacionales que introduciría una transición energética a diferentes velocidades en distintas zonas del mundo (especialmente en la vecindad europea).

El escenario nacional

Una vez relajados ambos escenarios, el nacional sigue presentando las mayores diferencias con el modelo energético vigente desde la perspectiva geopo-

[36] Baste indicar que recientemente Elon Musk (Tesla) ha declarado que no se trata de optar entre lo uno o lo otro, y que ambos sistemas coexistirán, sugiriendo incluso que el reparto será de una tercera parte para la distribuida y el resto para la centralizada. Este punto es importante, pues Musk es el gran defensor de la generación distribuida y actor relevante en esa competencia por la pugna entre su empresa Solar City y el adalid de las renovables centralizadas, Warren Buffet y su empresa Berkshire Hathaway Energy. Pese a la insistencia en la generación distribuida (por ejemplo en su Master Plan), Tesla ya está vendiendo su batería Powerpack a compañías y cooperativas eléctricas. Véase SPECTOR, J. «Elon Musk's Clean Energy Vision Includes a Strong Role for Utilities». *Greentech Media,* 1 de noviembre del 2016, accedido el 5 de noviembre de 2016. https://www.greentechmedia.com/articles/read/elon-musk-vision-energy-future-tesla-strong-role-utilities-buffett.

lítica. En él la dependencia energética se minimiza pero no se resuelven los problemas de dependencia tecnológica ni de minerales críticos, aunque como se ha visto estos son relativamente menores. El verdadero problema es que geopolítica no es estática y la adopción de un modelo semejante afecta a los suministradores y, en su caso, a los países de tránsito. Por un lado, en un modelo de gobernanza global abierto es difícil mantener posiciones mercantilistas o estratégicas en materia tecnológica o de materias primas. Por ello, sería posible que en el escenario nacional las políticas estratégicas tecnológicas y sobre minerales críticos tuvieran mayor peso que en escenarios más abiertos. Igualmente, los modelos nacionales presentan menor vulnerabilidad a ataques terroristas en otros países, pero siguen siendo vulnerables ante ciberataques o ataques a las infraestructuras críticas nacionales. Evidentemente, este escenario no plantea riesgos de largo plazo sobre la inestabilidad política en países productores a causa de la maldición de los recursos, en todo caso al contrario.

De hecho, una transición acelerada que conlleve una reducción de la demanda de fuentes convencionales ocasionaría un doble quebranto a los países productores: el descenso de sus exportaciones y la caída en el precio pueden generar convulsiones importantes en países relevantes para la seguridad de Europa, como Argelia o Rusia, por citar sólo a sus dos principales suministradores de gas no europeos. Especialmente si no se les ofrece una alternativa, en el caso de Argelia, por ejemplo, desarrollar sus recursos solares y exportar la electricidad así producida. En escenarios híbridos lo que tendría sentido es destinarla al consumo interno y liberar gas para la exportación bajo algún esquema cooperativo con la Unión Europea, tipo mecanismos de flexibilidad. Pero el escenario nacional cierra ambas posibilidades y no deja margen para recurrir a la gestión de la interdependencia energética como instrumento de la acción exterior.

El objetivo de la independencia energética conlleva una disminución del comercio internacional, así como de la interrupción de una de las mayores transferencias de renta desde los consumidores de los países industrializados a los productores del Sur global. El impacto de la caída de los precios del petróleo en países como Argelia, Nigeria o Venezuela puede dar una idea de los retos geopolíticos que entrañaría una debilitación continuada de sus economías y la de otros productores situados en zonas tan sensibles como Oriente Medio o Asia Central. Un mayor aislacionismo energético de la Unión Europa, por ejemplo tendría efectos importantes sobre los productores africanos, latinoamericanos y de Oriente Medio, que la acción exterior española debería atender prioritariamente.

Por otro lado, la sustitución en Argelia, el golfo Pérsico u otros productores del Sur global de los hidrocarburos por las renovables requiere una gran transformación institucional, casi cultural, que precisa de periodos de transición muy largos y probablemente discontinuos y fragmentados. Asegurar la estabilidad política y social en esas condiciones supondría un ajuste considerable de la naturaleza del contrato social en muchos productores, lo que también requiere tiempo, incentivos y expectativas.

Se ha argumentado también que un modelo cerrado de estas características solo puede justificarse por una elevada aversión al riesgo, pues desde la perspectiva de la selección de carteras entrañaría una combinación subóptima de riesgo y costes, salvo que los riesgos geopolíticos y regulatorios de los países miembros de una potencial comunidad de red se juzguen inasumibles e impidan su conformación[37]. Finalmente, la decisión de optar por un modelo nacional implica renunciar a los dividendos geopolíticos de una eventual situación geográfica favorable. En primer lugar los geoeconómicos, por desperdiciar las ventajas comparativas estáticas que otorga la dotación de recursos renovables (sol, viento o agua) y las dinámicas que suelen implicar la preexistencia de una base empresarial para explotarlos, sea para la generación o el almacenamiento. Segundo, al no aprovechar las rentas de situación geopolíticas de una situación geográfica dada que permita al país proyectarse como país de tránsito o compañero de capacidad para una comunidad de red.

En suma, se trata de un escenario con menos riesgos, pero que también renuncia a muchas oportunidades (elevado coste de oportunidad), por lo que la decisión estratégica de optar por uno u otro dependerá mucho del balance final entre ambos vectores para la situación específica de cada país (geográfica, tecnológica, empresarial, institucional y de dotación de recursos e infraestructuras), así como de su aversión al riesgo. También plantea problemas de cooperación regional y de efectos inesperados (e indeseados) en terceros países. Todo ello puede espantar a los partidarios de enfoques cosmopolitas por el desprecio a las externalidades políticas de la interdependencia, pero resulta coherente y los argumentos en su favor son consistentes.

El escenario continental

Si, por el contrario, un país decide cubrir parte de su consumo energético mediante importaciones de electricidad renovable, otros países tendrán que abastecer esa demanda. Ello implica contar con una red a escala continental (o al menos regional o bilateral) con la suficiente capacidad de interconexión, un mercado líquido y la regulación adecuada para soportar esos flujos, además de una mínima estabilidad geopolítica. Las implicaciones más destacables de semejante escenario en comparación con la realidad actual pueden resumirse en los cuatro puntos enumerados a continuación.

En primer lugar, se produciría una reconfiguración de las reglas de juego de la geopolítica de la energía en torno a las nuevas comunidades de red. En esas comunidades de red ganarían influencia estratégica los grandes países consumidores sobre los productores, y dentro de estos los productores más eficientes. Pero los grandes beneficiados serían los países con mayor capacidad de red, puesto que como ya se avanzó se produciría una reorientación estratégica desde el control de los recursos al control de las redes. La geopolítica de las renovables en

[37] ESCRIBANO *et al.*, 2013. *Op. cit.*

escenarios continentales supone un mayor peso estratégico de aquellos países capaces de aprovechar sus ventajas geográficas para controlar la red, asumiendo capacidades de gestión, transporte, balanceo, almacenamiento y/o capacidad ociosa de generación. Se pasaría así de una geopolítica basada en los recursos a otra basada en la gestión de las redes. Una buena ilustración de ello es el reposicionamiento estratégico de Noruega de suministrador de gas a compañero de capacidad de la Unión Europea, como se muestra en el recuadro 3.

Recuadro 3:

Noruega: ¿la batería de Europa?

Noruega, uno de los grandes productores mundiales de petróleo y gas, es también uno de los mayores generadores de hidroelectricidad gracias a sus más de 900 plantas hidroeléctricas. Ello no solo le permite cubrir la práctica totalidad de la demanda eléctrica doméstica (más de un 95 %) sin recurrir a sus hidrocarburos, sino también exportar tanto la electricidad excedente como el grueso de su gas y petróleo, lo que no deja de resultar paradójico en un país que ha anunciado la prohibición de la gasolina y el diésel para 2025.

El caso es que hace años que la capacidad hidroeléctrica noruega se proyecta como un elemento de poder energético adicional (o compensatorio) al que proporcionan sus recursos de hidrocarburos. Hasta el punto de que en una Unión Europea dominada por las renovables suele postularse como la «batería» de Europa: sus ríos y lagos podrían convertirse en vehículo de almacenamiento de la electricidad generada por parques eólicos o solares en otros países europeos mediante el bombeo aguas arriba y la posterior generación en sus presas para exportar la electricidad de vuelta a sus vecinos.

Se ha argumentado que esa capacidad potencial de almacenamiento y re-exportación de electricidad podría resultar crucial para el desarrollo de un sistema energético europeo basado en las energías renovables. La Comisión Europea (en especial Maroš Šefčovič, su vicepresidente y encargado de la Unión de la Energía) ha mostrado un gran entusiasmo por la idea y prepara una propuesta al respecto. Šefčovič ha declarado que el papel de Noruega resulta crucial para el futuro de la *North Sea Offshore Grid Initiative*, un proyecto que incluye a diez países y pretende desarrollar una red eléctrica *offshore* que interconecte bidireccionalmente diferentes fuentes de generación de origen renovable.

Noruega ya está dando pasos en ese sentido, exportando hidroelectricidad a los Países Bajos e intercambiando electricidad de origen renovable con Suecia y Finlandia. Pero los planes más ambiciosos son los que pretenden extender dichos intercambios a Alemania y Reino Unido en los próximos años y, sobre todo, a Dinamarca. Alrededor del 40 % de la demanda eléctrica danesa se cubre con energía eólica y dada la escasez de fuentes no renovables para actuar de soporte el país depende de Noruega en un doble sentido: para exportarle su exceso de electricidad cuando el viento sopla e importar hidroelectricidad cuando no basta para atender la demanda danesa.

Aunque hay dudas respecto a la viabilidad a corto plazo de semejante idea, sí existe un amplio consenso de que en el largo plazo Noruega podría jugar el papel de batería de, al menos, el norte de Europa. Pero para ello deberían resolverse problemas técnicos y políticos. Aunque la idea es factible técnicamente, requiere una costosa red de cables submarinos e interconectores capaces de redirigir los flujos de electricidad en función de las necesidades del sistema. Noruega tiene previsto conectarse a Alemania en 2020 mediante el tendido del *NordLink*, cuyo coste se estima en unos 2.000 millones de euros; y en 2021 reforzar su conexión con Reino Unido gracias el NSN Link, de coste similar. Además, *Statkraft*, la compañía pública noruega de hidroelectricidad, está dispuesta a tender nuevos cables y aumentar la generación destinada a la exportación.

Sin embargo, el propio gobierno noruego ha rebajado las expectativas, su ministro de energía, Tord Lien, ha mostrado su renuencia a emplear el concepto de «batería de Europa» y prefiere referirse al rol de su país con el más suave «compañero de capacidad» (*capacity companion*). Statfnet, el operador de red noruego, también se expresa con prudencia y advierte de que antes de embarcarse en nuevos grandes proyectos debe ganar experiencia en cómo las interconexiones que van entrando en operación interfieren con el sistema eléctrico nacional. Por ejemplo, la gestión de la interconexión con Dinamarca ha requerido de varios ajustes, especialmente cuando el viento supera los 25 metros por segundo y las turbinas danesas deben pararse, obligando a Statfnet a cambiar los flujos de importar a exportar en un contexto de grandes volúmenes y breve espacio de tiempo.

También persisten algunos interrogantes políticos domésticos. Por un lado, grupos ecologistas y actores locales se resisten a la construcción de nuevas infraestructuras de transmisión. Los consumidores, por su parte, temen que la exportación aumente los precios domésticos. El análisis de las posiciones de las autoridades y de los grupos de interés noruego muestra su disposición a transitar de un modelo eléctrico nacional cerrado a otro abierto e interconectado con sus vecinos europeos. No obstante, la política del gobierno y de los actores eléctricos se caracteriza por el incrementalismo y no por una ruptura abrupta: la toma de decisiones acerca de nuevos interconectores se sigue tomando caso a caso y no basándose en una gran estrategia global encaminada a convertir al país de manera acelerada en la pila de Europa, que además debiera incluir el desarrollo de otras fuentes de generación renovable en el país.

Por ello, aunque Noruega podría jugar a largo plazo ese papel geoestratégico axial, en el corto plazo las limitaciones técnicas y políticas pueden limitarlo a contribuir a equilibrar la red de sus vecinos con la capacidad hidroeléctrica existente[38].

---

[38] Este recuadro está basado en GURZU, A. «Oil-rich Norway could become Europe's (green batter)». *POLITICO Europe*, 16 de agosto del 2016), accedido el 5 de octubre: http://www.politico.eu/article/norways-glaciers-could-fill-europes-energy-gap-green-battery-renewables/; y GULLBERG, A. T. «The political feasibility of Norway as the 'green battery' of Europe». *Energy Policy*, 2013, pp. 57: 615–623.

En segundo término, la creación de una comunidad de red implicaría una nueva gobernanza de red, además de una nueva gobernanza de las energías renovables a nivel continental como sugiere la estrategia europea de seguridad energética. Esa nueva gobernanza de red supondría cambios en la estructura de los mercados y requeriría una regulación transnacional. Aunque los reguladores y operadores de red europeos han creado embriones de ese nuevo marco de gobernanza, se ha apuntado que el modelo energético de la Unión Europea no puede modificarse con adaptaciones menores para funcionar de manera integrada con una penetración masiva de energías renovables[39]. La convergencia normativa es imprescindible para la emergencia de una comunidad de red al mitigar el riesgo regulatorio[40]. Así en el caso de terceros países es necesario acompañarla de estrategias de generación de capacidades para que esa convergencia surta efectos reales, por ejemplo en materia de gestión de la red[41].

Un tercer aspecto interesante es hasta qué punto un exportador de electricidad de origen renovable podría aplicar comportamientos estratégicos, replicando esquemas basados en la petropolítica (o incluso el petropopulismo). En cierto sentido es la dimensión exterior del problema de la mala gobernanza y el rentismo renovable[42]. Como se ha visto, las propias características de las energías renovables dificultan esos enfoques. Puesto que son difíciles de almacenar, a diferencia de lo que ocurre con los hidrocarburos, no puede pararse la exportación sin dilapidar el recurso y alargar la amortización de las instalaciones. Tampoco es tan sencillo redireccionar los flujos a corto plazo como pasa con los petroleros o metaneros (aunque oleoductos y gasoductos comparten ambas características). Es cierto que el desarrollo de capacidades de almacenamiento y de red pueden matizar ambos beneficios y favorecer comportamientos estratégicos, pero el argumento más fuerte a favor de las comunidades de red es que los comportamientos oportunistas tienen un coste muy elevado para el que los lleva a cabo: la posibilidad de ser expulsado, o como mínimo marginado, de dicha comunidad.

Finalmente, los escenarios (trans)continentales suponen una desglobalización más contenida en lo que se refiere a los flujos energéticos entre países y regiones. Es decir, una situación de mayor regionalización de los flujos en comparación con la actual por los imperativos geográficos de las renovables y las redes eléctricas, pero mucho más interdependiente que los escenarios nacionales. Es cierto que la consideración de las características combinadas de renovables y redes eléctricas supone un regreso de la geografía; en ese

---

39 Véase recientemente, por ejemplo: GLACHANT, J-M. «Tacking stock of the EU (Power Target Model)... and steering its future course». *Energy Policy*, 2016, pp. 96: 673–679.

40 ESCRIBANO *et al.,* 2013, *Op. cit.*

41 CARAFA, L., FRISARI,G. y VIDICAN, G. «Electricity transition in the Middle East and North Africa: a de-risking governance approach». *Journal of Cleaner Production*, 2016, pp. 128 (1): 34–47.

42 MÅNSSON. *Op. cit.*

sentido, puede entenderse como una renovación de lo que se ha denominado la geopolítica clásica de los mapas[43]: una transición de poder horizontal hacia nuevos actores (productores de renovables, actores con capacidad de red y almacenamiento, prosumidores, industria renovable) y, en consecuencia, una nueva geografía de la seguridad energética. Dicha transición puede analizarse con las herramientas de la geopolítica clásica, en tanto el poder energético se proyecta en el ámbito geográfico y altera los equilibrios estratégicos. Las comunidades de seguridad suelen tener un marcado componente geográfico, que en una comunidad de red basada en renovables se vería reforzado por sus características técnicas: los vecinos son ahora más importantes, casi minuto a minuto, para casar oferta y demanda y mantener la seguridad del sistema energético.

Pero al mismo tiempo, podría darse un desplazamiento vertical desde un poder energético basado en los recursos materiales (reservas, producción, inversión, tamaño del mercado), hacia un poder energético blando basado en normas y vectores ideacionales, como el desarrollo sostenible, la lucha contra el cambio climático y la pobreza energética o el buen gobierno de los recursos energéticos, incluyendo las renovables[44]. Estos vectores posmateriales conforman una «geopolítica de las ideas» igualmente capaz de transformar los equilibrios geopolíticos: el poder blando puede tener consecuencias duras[45].

Así, la geopolítica de las renovables en escenarios transnacionales podría ser al tiempo más geoestratégica y más ideacional, muy enfocada a gestionar la interdependencia en el seno de una comunidad de red articulada en torno a infraestructuras y normas, acompasando recursos materiales y normativos para obtener una combinación óptima de poder duro y blando.

Energías renovables y renovación de la geopolítica europea de la energía

Los conceptos expuestos en las páginas precedentes no son siempre fáciles de aplicar a cuestiones concretas, como tampoco resulta sencillo derivar sus implicaciones geopolíticas para casos particulares. En este apartado se esbozan algunas aplicaciones para Europa y otras tantas implicaciones para

[43] ESCRIBANO, G. «Energía: de la geopolítica de los mapas a la geopolítica de las ideas». *Tribuna en El Orden Mundial en el Siglo XXI,* 17 de junio del 2016: http://elordenmundial.com/2016/06/energia-la-geopolitica-los-mapas-la-geopolitica-las-ideas/.

[44] Se emplea aquí «poder blando» en el sentido de Nye, como aquel que ejercen los países mediante el ejemplo, proponiendo modelos energéticos atractivos para el resto del mundo por su contribución a la lucha contra el cambio climático o la degradación ambiental, el desarrollo sostenible o la justicia energética. NYE, J. S. Soft Power: The Means to Success in World Politics. New York: Public Affairs, 2004.

[45] GOLDTHAU, A. y SITTER N. «Soft Power with a Hard Edge: EU Policy Tools and Energy Security». *Review of International Political Economy 22,* 2015, pp. (5): 941-965.

España, todas ellas ciertamente especulativas. El objetivo no es realizar un análisis exhaustivo, sino más bien apuntar posibles líneas de reflexión estratégica.

Aplicaciones para Europa

Pueden encontrarse posibles aplicaciones de los conceptos precedentes sin necesidad de salir de la propia Unión Europea, y hay quien piensa que roza el sarcasmo que la Comisión proponga la interconexión con la vecindad cuando ni siquiera es capaz de impulsar tendidos eléctricos a través de los Pirineos, salvo a duras penas, altos costes y largos tiempos de ejecución. Todo lo expuesto refuerza el impulso del gobierno español a las interconexiones eléctricas, pero también gasistas, y a la consecución de un mercado único de la energía. En escenarios de penetración elevada de renovables con papel relevante del gas, las interconexiones de gas ganan también en relevancia, y algunas de las implicaciones estratégicas de las comunidades de red se verían reforzadas por la interacción de ambas fuentes y sus respectivas redes.

En las comunidades de red sugeridas por el escenario continental (tan híbrido como se quiera), las interconexiones eléctricas es la clave de los equilibrios de influencia, aunque no bastan. Además de estar interconectado, un país que quiera ejercer influencia de red debe ser capaz de aportar utilidad a sus socios (abastecerles, equilibrar sus sistemas y/o almacenar su electricidad), así como mantener una cooperación basada en la institucionalización y en la reputación entre pares. Pero siendo relevantes los aspectos intraeuropeos, este apartado se centra en las implicaciones relativas a países terceros. Evidentemente, el escenario continental incluye sistemas transcontinentales cuando las distancias y las infraestructuras de interconexión lo permiten. Así, para el caso de la Unión Europea, no solo deben considerarse otros países europeos, ya sean miembros del Tratado de la Comunidad de la Energía (los Balcanes, Ucrania y Moldavia), solo observadores (como Noruega o Turquía) o meros países terceros (Rusia o Bielorrusia, por ejemplo). Así diseñado, el contorno del escenario continental de la Unión Europea abarca su vecindad europea pero eventualmente también la asiática y norteafricana.

De hecho, en los últimos años se han propuesto numerosas interconexiones eléctricas entre las riberas norte y sur del Mediterráneo, aunque en la actualidad las únicas interconexiones transcontinentales existentes en el Mediterráneo son las de Grecia y Bulgaria con Turquía, y las de España con Marruecos. Y dentro de estas, solo estas últimas tienen la capacidad suficiente como para sincronizar los sistemas eléctricos marroquí, argelino y tunecino con el europeo; con Turquía, en cambio, se trata de interconexiones asíncronas. Entre las propuestas, unas cayeron en el olvido, como la posibilidad de tender un cable eléctrico entre Argelia y España en paralelo al gasoducto Medgaz; pero otras siguen vigentes, especialmente una línea HVDC entre Italia y Túnez, que parece la más adelantada pese a un contexto geopolítico desfavorable, y proyectos

mucho menos avanzados para tender sendas líneas HVDC entre España y Argelia, Argelia y Cerdeña, y Libia con Sicilia.

En lo que respecta al Mediterráneo, la Unión Europea ha sido relativamente activa en el plano institucional, con iniciativas como el Anillo Eléctrico Euro-mediterráneo (MEDRING) lanzado en 2000, que consiguió la sincronización de Marruecos, Argelia y Túnez, aunque no ha podido progresar más por cuestiones técnicas y regulatorias y, desde 2011, por la inestabilidad política y la violencia desatada en varios países clave, como Libia, Egipto y Siria[46]. También se lanzó una asociación de operadores de red mediterráneos (Med-TSO) y otra de reguladores (MEDREG), tratando de seguir un enfoque *bottom-up* con la participación de todos los *stakeholders* que resulte más efectivo en la consecución de la integración eléctrica. Debe destacarse el activo protagonismo del regulador y del operador de red italiano en todas estas iniciativas[47].

Pero esa misma región ha visto fracasar los dos proyectos estrella para promover las energías renovables en la ribera sur del Mediterráneo: Desertec y el Plan Solar Mediterráneo[48]. El precedente fue la iniciativa *Trans-Mediterranean Renewable Energy Cooperation* (TREC) de 2003, destinada a aprovechar el potencial renovable de la región mediante su integración en el mercado energético comunitario. A partir de 2007 la iniciativa TREC se convirtió en el proyecto Desertec, esta vez centrado preferentemente en la tecnología solar concentrada (*Concentrated Solar Power*-CSP), consiguiendo el apoyo de la Unión Europea (por presiones alemanas) y numerosas empresas energéticas europeas (y españolas). Sin embargo, el proyecto fracasó estrepitosamente y el consorcio se disolvió *de facto* en 2014.

El Plan Solar Mediterráneo se había lanzado en 2008 como el proyecto estrella de la nueva Unión por el Mediterráneo (UpM) (de nuevo por presiones alemanas) con el objeto de exportar electricidad de origen solar (foto-voltaica y solar concentrada) *y* eólica desde la ribera sur del Mediterráneo a la Unión Europea. El Plan incluía la cooperación con Desertec, cuya caída arrastró a su *alter ego*. En 2013, y ante la abierta oposición española, el máster plan preparado por la

[46] TAGLIAPIETRA, S. «Renewable Energy in the Southern and Eastern Mediterranean: Current Trends and Future Developments», en Rubino, Costa, Lenzi y Otzurk: Regulation and Investments in Energy Markets. Solutions for the Mediterranean. Oxford: Academic Press, 2016, pp. 41-71.

[47] Para una análisis reciente sobre las relaciones energéticas euro-mediterráneas puede consultarse la monografía coordinada por A. Rubino, M. Costa, V. Lenzi, y I. Otzurk. *Op.cit*.

[48] Sobre las vicisitudes de ambos puede consultarse en ESCRIBANO, G. (en prensa). «RES in the Hood and the shrinking Mediterranean Solar Plan», en Solorio y Jörgens (eds.): A GUIDE TO EU RENEWABLE ENERGY POLICY. Cheltenham, Edward Elgar; y CARAFA, L. y ESCRIBANO G. (en prensa). «Renewable energy in the MENA: Why did the Desertec approach fail?» en Looney (ed.): *The Routledge Handbook of Transitions to Energy and Climate Security*. Oxon, Routledge.

Secretaría de la UpM no consiguió ser aprobado por sus ministros de energía y el proyecto fue abandonado[49].

Ambas iniciativas fracasaron por varios motivos, pero los dos elementos más destacables son su falta de realismo, que les hizo perder credibilidad; y una narrativa errónea que redujo mucho su atractivo a ambos lados del Mediterráneo. La falta de realismo radicaba en generar expectativas irrealizables en un marco de ausencia de interconexiones, políticas y regulaciones energéticas incompatibles y, sobre todo, en un momento en que Europa tenía un exceso de capacidad de generación y una demanda menguante, mientras que la ribera sur del Mediterráneo necesita nuevas capacidades de generación para abastecer una demanda en rápido crecimiento. La realidad del mercado imponía que fuese Europa (si hubiese tenido más interconexiones como la que permite exportar electricidad de España a Marruecos) la que exportase su electricidad al sur, al menos al norte de África.

Otro aspecto que resultó clave en el fracaso de ambos proyectos fue el adoptar una narrativa equivocada (e innecesaria), presentándolos como una mera sustitución de las importaciones de hidrocarburos por las de electricidad de origen renovable, y de los gasoductos por líneas HVDC. En vez de presentar el proyecto como un vector de desarrollo de la vecindad mediterránea de la Unión Europea, contribuyendo a su desarrollo energético sostenible, a la generación de empleo y a la transferencia de tecnología y capacidades, la narrativa utilizada estaba más bien dirigida a primar a las empresas europeas (industria, ingenierías y empresas eléctricas) y a transferir esos recursos energéticos a una Europa que realmente no los necesita[50].

Este aspecto levantó la oposición de quiénes creían que el despliegue de renovables en la ribera sur del Mediterráneo debía dedicarse a abastecer sus crecientes necesidades energéticas, e incluso como política industrial para impulsar el desarrollo de su sector renovable; pero también de productores como España que se veían perjudicados por no poder exportar su excedente de renovables por la insuficiencia de las interconexiones con Francia y no querían tener además que absorber nuevas renovables del norte de África, sobre todo en plena crisis económica y de fatiga renovable tras una dolorosa remodelación de los sistemas nacionales de apoyo.

Esta última posición fue convenientemente aderezada de los argumentos al uso sobre la seguridad energética y la reducción de la dependencia. Es decir, de nuevo una posición más defensiva que ofensiva, más adversa a los

[49] VANTAGGIATO, F. P. «Defining Euro-Mediterranean Energy Relations», en Rubino *et al.* (eds.), 2015. *Op. cit.* pp. 24-40.

[50] ESCRIBANO, G. y SAN MARTÍN E. «Morocco, the European Energy Policy and the Mediterranean Solar Plan: A Driver for the Development of Whom?» en Morata y Solorio (eds.): European Energy Policy: An Environmental Approach. Cheltenham, Edward Elgar, 2012, pp. 193–210.

riesgos a corto plazo que proactiva con las oportunidades estratégicas de largo plazo. Y no siempre consistente con un relato favorable hacia las interconexiones cuando estas discurren hacia el norte pero restrictivo cuando lo hacen desde el sur; especialmente siendo estas últimas contingentes (y altamente improbables a corto plazo) mientras que las exportaciones españolas de electricidad hacia Marruecos son una realidad con claras implicaciones estratégicas.

En cambio, los proyectos en el norte de Europa sí han conseguido avanzar gracias a narrativas más claras y realistas. Destaca la *North Seas Countries' Offshore Grid initiative* (NSCOGI), creada en 2010 e integrada por Alemania, Bélgica, Dinamarca, Francia, Irlanda, Luxemburgo, Países Bajos, Suecia y Reino Unido. Su misión, explícitamente declarada, es desarrollar una red *offshore* para maximizar el uso de las renovables y cumplir los objetivos en la materia de la Unión Europea. La iniciativa cuenta con los gobiernos firmantes representados por sus ministros de energía, apoyados por los operadores de red organizados en el ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity), los reguladores organizados en torno a la Agencia para la Cooperación de los Reguladores de Energía (ACER), y la Comisión Europea.

Implicaciones para España

Desde una perspectiva española, además de las nuevas perspectivas que un enfoque como el precedente ofrece sobre el ya mencionado (y bien conocido) énfasis en las interconexiones con Francia, parece importante evaluar las implicaciones estratégicas para el Mediterráneo. Es decir, salir del corsé intelectual de la dependencia y la seguridad energética para incorporar en la reflexión los nuevos riesgos, pero también el potencial para la acción exterior española de modelos energéticos crecientemente renovables. Dando por sentada la aportación a favor de una menor dependencia, este subepígrafe se centra en los demás vectores apuntados en este trabajo.

Si la transición hacia modelos energéticos electrificados de elevada penetración renovable entraña una transferencia de poder desde el detentor del recurso al actor con mayor capacidad de red, una comunidad de red paneuromediterránea supondría un mayor peso estratégico de aquellos países capaces de aprovechar sus ventajas geográficas para controlar la red, asumiendo como ya se apuntó capacidades de gestión, transporte, balanceo, almacenamiento y/o capacidad ociosa de generación. El recuadro 4 ilustra este aspecto con la problemática de la tercera interconexión propuesta por Marruecos a España.

Recuadro 4.

Encuentros en la tercera interconexión Marruecos-España[51]

Marruecos viene demandando desde hace años una tercera interconexión eléctrica con España sin conseguir despertar el entusiasmo del gobierno español. En la actualidad, ambos países están interconectados por dos líneas eléctricas, una de 600 MW y otra de 900 MW, y Marruecos ha pedido una tercera interconexión de 900 MW. En 2015, el 14 % de la demanda eléctrica de Marruecos fue satisfecha por España, más que la generación conjunta eólica e hidráulica marroquí (7 % y 6 %, respectivamente) y casi tanto como la electricidad generada con gas (17 %). Los estudios realizados por Medgrid apuntan a que una tercera interconexión tendría beneficios sociales importantes al facilitar el despliegue de las energías renovables en Marruecos. Aunque en el medio plazo España aumentaría la exportación de electricidad hacia Marruecos, el gobierno teme que ello podría encarecer ligeramente los precios en el mercado ibérico (en cambio, los abarataría sustancialmente en Marruecos). Ante la indefinición española, Marruecos ha propuesto realizar esa interconexión con Portugal como elemento de presión hacia España, puesto que la viabilidad económica y técnica de dicho proyecto es más discutible que una tercera interconexión con España.

Hay que recordar que Marruecos es uno de los países de la vecindad sur europea más avanzado en las reformas energéticas, si bien aún dista mucho de poder homologarse al contexto europeo. De hecho, fue uno de los candidatos a incorporarse a una versión mediterránea del Energy Community Treaty (ECT) propuesta en 2011 por la UE (y rápidamente olvidada) como nuevo incentivo en respuesta a las revueltas árabes en el documento «*Partnership for democracy and prosperity with the Southern Mediterranean*». Dada la dificultad de una plena convergencia hacia el acervo comunitario energético como la demandada por el ECT, se optó por una convergencia diferenciada en el seno de tres plataformas para renovables, electricidad y gas. La mayor cercanía de Marruecos en el ámbito de la energía se plasma en la existencia de redes consolidadas de funcionarios (*policy networks*), lo que genera un ecosistema más proclive a la cooperación y la presión doméstica hacia la modernización normativa.

En el informe Elcano *España mirando al Sur* se concluía que la complejidad de los riesgos y las oportunidades de un norte de África ampliado obliga a un

[51] Recuadro elaborado en base a datos del Observatorio Imagen de España del Real Instituto Elcano; Artega, F., coord. *España mirando al Sur: del Mediterráneo al Sahel*, informe Elcano 18, 2014, accedido el 26 de octubre de 2016: http://www.realinstitutoelcano.org/wps/portal/web/rielcano_es/publicacion?WCM_GLOBAL_CONTEXT=/elcano/elcano_es/publicaciones/informe-elcano-18-espana-mirando-al-sur-mediterraneo-sahel; ESCRIBANO, G. «Encuentros en la tercera interconexión (Marruecos-España)», *post* en el blog del *Real Instituto Elcano*, 15 de septiembre del 2016: http://www.blog.rielcano.org/encuentros-la-tercera-interconexion-marruecos-espana/.

enfoque integral de todos los instrumentos, públicos y privados, de la acción exterior española. También se destacaba la ausencia de mecanismos integrados que permitan desarrollar estrategias de intervención a largo plazo. De especial aplicación a una eventual tercera interconexión eléctrica, se recomendaba incentivar la colaboración entre el sector público y privado, así como aprovechar fondos disponibles de la UE e influir en positivo en proyectos que satisfagan los intereses españoles.

Con el objetivo de conocer la percepción de los consumidores marroquíes sobre su sector eléctrico y el papel que España podría jugar, el Observatorio Imagen de España del Real Instituto Elcano realizó dos preguntas en Marruecos: ¿Qué tal cree usted que funciona el sistema eléctrico marroquí? ¿Cree usted que el sistema eléctrico marroquí podría mejorar recibiendo energía de algún otro país y en su caso de cuál? Aproximadamente la mitad de los encuestados consideraron que el sistema eléctrico marroquí funciona regular, mal o muy mal, un grado de satisfacción muy modesto. Respecto a la segunda pregunta, el 28% de los encuestados consideraron que España podría ayudar a Marruecos exportándole electricidad, muy por delante del 6,7 % de encuestados que contestaron Argelia o el 4 % que respondió otros países (incluido Portugal). Estos resultados sugieren que los marroquíes valoran positivamente la interconexión eléctrica con España, ofreciendo un vector de cooperación estructural alineado con las preferencias europeas, marroquíes y españolas.

Pese a la competencia de Italia, España sería el más claro candidato a jugar ese papel en el Mediterráneo Occidental por sus interconexiones con Marruecos e indirectamente a través de este con Argelia (y Túnez), por las rentas de situación de su posición geoestratégica, y por sus capacidades de gestión de red. En este escenario, España podría trabajar en las implicaciones estratégicas de postularse como la batería del Mediterráneo Occidental; o mejor, recogiendo la preferencia noruega por una narrativa basada en el poder blando, proyectando a España como un nuevo compañero de capacidad no solo para la Unión Europea, sino también para su vecindad mediterránea. Por el contrario, en una comunidad de red exclusivamente europea o interconectada de manera significativa con el norte de África solo a través de Italia, España seguiría siendo un país periférico incapaz de proyectar sus ventajas comparativas y geoestratégicas.

Es cierto que la posición geográfica central de Italia, capaz de proyectarse al Mediterráneo oriental y occidental, ha quedado atemperada por las turbulencias geopolíticas que atraviesan los socios naturales italianos (Túnez, Libia y Egipto) y las que aquejan al Mediterráneo oriental. Todas las opciones italianas son también inferiores a Marruecos (con todas sus insuficiencias) en términos de convergencia normativa, política energética y *policy networks* con la Unión Europea[52].

[52] KATSARIS, A. «Europeanization through Policy Networks in the Southern Neighbourhood: Advancing Renewable Energy Rules in Morocco and Algeria». *Journal of Common Market Stud-*

No obstante, estas desventajas quedan compensadas por la estrategia italiana de posicionamiento institucional y su capacidad propositiva, sea en *MedReg*, *MedTSO*, la propuesta de las plataformas mediterráneas o su participación en proyectos europeos, que en conjunto constituye un formidable despliegue en el espacio energético mediterráneo. Una mayor presencia y actividad española, pública y privada, en todas esas iniciativas parece un primer paso inexcusable. El seguimiento de otras iniciativas como la *North Seas Countries' Offshore Grid initiative* (NSCOGI) también parece interesante.

El segundo vector favorable a España es el reconocimiento de que la heterogeneidad del contexto de las energías renovables en la ribera sur del Mediterráneo exige una diferenciación por países por parte de la Unión Europea[53]. Y que, a su vez, el fracaso de los esquemas europeos sugiere que la vía bilateral puede resultar más efectiva, al poder diseñarse de manera más específica al contexto; pero que se requiere más realismo y un apoyo político y financiero más elaborado por parte de la Unión Europea[54]. Por tanto, además de una mayor propensión a participar en la vía regional o multilateral en las plataformas euromediterráneas de renovables y electricidad, España está interesada en plantear propuestas bilaterales alineadas con las preferencias europeas y norteafricanas. De nuevo Marruecos parece el socio más inmediato, pero sería importante ofrecer perspectivas a otros vecinos como Argelia y Túnez. Debe hacerse notar aquí que las nuevas provisiones de la Unión de la Energía implican una cierta comunitarización de los acuerdos energéticos bilaterales, aunque no está claro cómo se aplicaría a la electricidad ni mucho menos a los flujos de renovables con terceros países.

En todo caso, en ese plano bilateral cabe considerar como tercer elemento los aspectos geoeconómicos, en particular hasta qué punto puede primar un enfoque de rivalidad frente a uno de complementariedad en los intercambios eléctricos hispano-marroquíes. Si algo muestra la experiencia en lo relativo a las relaciones hispano-marroquíes, es que los enfoques proteccionistas (reducir las importaciones) o incluso mercantilistas (aumentando además las exportaciones) tienen un recorrido limitado en la Unión Europea. Frente a posturas que podría calificarse de «mercantilismo renovable», el enfoque de la competitividad compartida podría permitir superar la rivalidad y promover la complementariedad, evitando replicar con la electricidad renovable los irritantes generados con los tomates[55]. Especialmente considerando que, en contraste con la europea, la demanda marroquí (y norteafricana) de electricidad seguirá

ies, 2016, pp. 54 (3): 656–673.

53 ESCRIBANO, G. «Convergence towards Differentiation: The Case of Mediterranean Energy Corridors». *Mediterranean Politics*, 2010, pp. 15 (2): 211-230.

54 TAGLIAPIETRA, S. y ZACHMANN G. «Energy across the Mediterranean: a call for realism». *Bruegel Policy Brief* 2016/03, 2016, accedido el 7 de noviembre. http://bruegel.org/wp-content/uploads/2016/04/pb-2016_03-1.pdf.

55 Véase ESCRIBANO, G. «De tomates y cables: de la competencia a la complementariedad en las relaciones hispano-marroquíes». *Boletín de Economía y Negocios de Casa Árabe n.º* 17; y, más

aumentando a ritmos muy elevados; que por tanto en el medio plazo lo previsible es que España continúe exportando electricidad a Marruecos; y que si a largo plazo y bajo escenarios europeos de descarbonización, el norte de África ha de abastecer de electricidad de origen renovable a Europa, la participación de las empresas españolas puede ser preponderante si se ha trabajado en un posicionamiento adecuado.

En esta línea puede interpretarse el reciente acuerdo alcanzado en la COP22 de Marrakech entre España, Marruecos, Portugal, Francia y Alemania para facilitar el intercambio de energía eléctrica de origen renovable entre Marruecos y la Unión Europea mediante la progresiva integración de sus mercados eléctricos. El acuerdo consiste por el momento en una declaración para elaborar una hoja de ruta con los diferentes elementos técnicos, económicos, medioambientales y legales con el objetivo de alcanzar un acuerdo de implementación en la COP23[56]. De los párrafos precedentes resulta sencillo inferir que puede resultar también adecuado considerar los elementos de acción exterior de la iniciativa.

Para cerrar la dimensión regional, puede recordarse que España es un sistema energético transcontinental, pero que no hay interconexión eléctrica con los sistemas extrapeninsulares de las islas Canarias ni con los de Ceuta y Melilla. Especialmente interesante desde la perspectiva estratégica es el caso de Ceuta y Melilla, verdaderas islas energéticas en el sentido literal del término. Ambos son pequeños subsistemas aislados en los que no existe red de transporte y obligados a generar la electricidad que consumen, lo que influye de manera determinante en el coste, la estabilidad y la calidad del suministro. El grueso de la electricidad se genera en pequeñas centrales diésel (Ceuta, 99 MW; Melilla, 85 MW) que además operan con elevados márgenes de reserva dada la inexistencia de fuentes de generación alternativa en caso de producirse picos de demanda, interconexiones con Marruecos ni con la península que ayuden a equilibrar ambos subsistemas.

Curiosamente, pese a contar con niveles de insolación elevados, en este caso las tecnologías fotovoltaica y solar térmica en techo no parecen concebirse como un instrumento para reducir la dependencia de combustibles importados ni la vulnerabilidad que entraña la monogeneración. Y se da la segunda paradoja de que mientras España exporta electricidad a Marruecos, Ceuta y Melilla no están conectadas a la red marroquí, lo que sin duda sería la solución más racional desde la perspectiva económica para las ciudades autónomas. Sin embargo, las consideraciones estratégicas pesan en este caso más que la racionalidad económica, puesto que la situación actual se estima menos vulnerable que depender de la electricidad de Ma-

---

recientemente, ESCRIBANO, G. y SÁNCHEZ C. «Por la renovación del discurso hispano-marroquí». *Política Exterior*, 2015, pp. 166: 74-85.

[56] Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital. «España firma un acuerdo para facilitar el intercambio de energía eléctrica renovable entre el Mercado Interior Europeo y Marruecos». *Nota de Prensa*, 17/11/16. http://www.minetad.gob.es/es-es/gabineteprensa/notasprensa/2016/documents/np%20acuerdo%20interconexiones%20marrakech%2017%2011%2016.pdf.

rruecos. En el caso de Ceuta, la vigente planificación de infraestructuras eléctricas contempla como solución la construcción de un enlace eléctrico con la península cuyo coste se estima en unos 130 millones de euros.

Y podrían darse varias versiones de una tercera paradoja: que se construyese una tercera interconexión con Marruecos y otra con Ceuta (dos interconexiones desconectadas), o solo una de las dos a expensas (o no) de la otra. Además, siempre quedaría Melilla pendiente de interconexión. Esta situación recordaría al actual régimen económico de las dos ciudades autónomas: en la Unión Europea pero no en la Unión Aduanera; en una comunidad de red euro-mediterránea pero sin interconexiones (o solo parciales) con ella. En la literatura académica no queda claro el papel de las interconexiones eléctricas como herramienta para promover la resolución de conflictos, aunque el enfoque funcionalista de la Comisión Europea haya recurrido a él (de manera selectiva y tal vez por ello con poco éxito) en su vecindad, especialmente en la ribera sur del Mediterráneo y en los Balcanes.

Se trata de otro tema sobre el que hay un incipiente interés y muy relacionado con este trabajo, pero al igual que la relación entre seguridad y cambio climático, escapa a los propósitos de estas páginas. Baste apuntar aquí que los aspectos políticos y económicos no son suficientemente tenidos en cuenta a la hora de elaborar proyectos de interconexión transfronterizos, y que ello puede explicar las grandes dificultades que encuentran la mayor parte de ellos[57]; y que los efectos de las interconexiones eléctricas sobre los conflictos son ambiguas y vienen determinados por la naturaleza de las relaciones bilaterales y si los flujos atraviesan fronteras de conflicto, de coexistencia o de integración[58].

Finalmente, hay un elemento que trasciende al ámbito regionalizado de un sistema energético de elevada penetración renovable: el poder blando que proporcionaría más allá de su comunidad de red y reconectaría a los países con otros sistemas (eventualmente) continentales. Es decir, los dividendos geopolíticos y geoeconómicos de proyectarse como una potencia sostenible no solo en la escena regional, sino a escala global. Si además de una transición horizontal geopolítica tradicional, la transición energética implica un desplazamiento vertical hacia vectores ideacionales y normativos, parece importante estar presente también en el tablero de las ideas[59]. Ese poder blando se puede proyectar a escala global como contribución a la gobernanza climática (mitigación del cambio climático y desarrollo sostenible), como se espera de una potencia media como

---

[57] Véase: PUKA, L. y SZULECKI K. «The politics and economics of cross-border electricity infrastructure: a framework for analysis». *Energy Research and Social Sciences*, 2014, pp. 4: 124–134.

[58] Para una ilustración del papel de las interconexiones eléctricas en fronteras entre el conflicto y la coexistencia (y vuelta al conflicto), véase: ITAY FISCHHENDLER, I., HERMAN, L. y ANDERMAN, J. «The geopolitics of cross-border electricity grids: The Israeli-Arab case». *Energy Policy*, 2016, pp. 98: 533–543.

[59] ESCRIBANO, G. «Towards a Mediterranean Energy Community: No roadmap without a narrative», en Rubino, Costa, Lenzi y Otzurk: *Regulation and Investments in Energy Markets. Solutions for the Mediterranean*. Oxford: Academic Press, 2016, pp. 117-130.

España. Pero, también como potencia media con proyección regional, puede traducirse en un instrumento de la acción exterior española en el Mediterráneo y América Latina, tanto en los aspectos económicos (promoción de las empresas españolas) como políticos (diplomacia climática).

Consideraciones finales

Este artículo explora conceptos y marcos teóricos que abordan la complejidad de la renovación geopolítica que implican las energías renovables, con el objetivo de enriquecer futuros ejercicios estratégicos sobre seguridad energética, pero también de ofrecer elementos para construir una narrativa más completa y atractiva hacia la vecindad europea. Básicamente, el artículo concluye que las renovables tienen implicaciones geopolíticas y geoeconómicas mucho más complejas que la mera reducción de la dependencia energética: nuevos riesgos y vulnerabilidades a gestionar, y potenciales ventajas estratégicas que merecen ser exploradas.

Si además se consideran las proyecciones a medio y largo plazo de un mix energético global donde los hidrocarburos seguirán manteniendo un peso importante, la creciente penetración de las renovables supone añadir un elemento adicional: una geopolítica con renovables mantiene la mayor parte de los elementos tradicionales de la geopolítica de la energía, pero añade sus propias implicaciones estratégicas y las de su interacción con las fuentes convencionales; lejos de desaparecer, con renovables la geopolítica de la energía se hace más compleja, obligando a llevar a cabo una renovación de la reflexión estratégica. Esa reflexión debe incluir también nuevas pautas de interdependencia, y los efectos no deseados en la seguridad regional y global de un colapso de algunos países clave productores de hidrocarburos. Y nuevas competencias estratégicas en el acceso a minerales críticos y tecnologías renovables. De hecho, la seguridad energética es solo una parte de esa reflexión estratégica; y dentro de ella, el discurso de la independencia energética resulta especialmente reduccionista, y puede tener efectos contraproducentes, como ha ocurrido en Israel con la energía solar.

Para contar con una visión estratégica más comprensiva, el artículo sugiere incorporar también los elementos geoeconómicos y geopolíticos de proyección exterior, sea mediante el poder blando o el duro, el *software* (modelos, normas, tecnología) o el *hardware* (infraestructuras de generación, almacenamiento e interconexión). Así, se explora la combinación de ambos en el caso de Noruega y su proyección como «compañero de capacidad». En el caso de España, se refuerza la relevancia de las interconexiones con la Unión Europea y en superar las reticencias de Francia; pero también se alerta del riesgo de caer en comportamientos que podrían denominarse «mercantilismo renovable» y de no aprovechar las externalidades estratégicas que podría procurar una comunidad de red paneuromediterránea. El reciente acuerdo renovable alcanzado en los márgenes de la COP22 puede ofrecer una posibilidad interesante y estas pá-

ginas podrían proporcionar un primer marco de análisis de sus implicaciones estratégicas.

Finalmente, cabe insistir en la necesidad de evitar la politización, o como mínimo la securitización de las energías renovables, y de mantener un criterio objetivo y ponderado capaz de elaborar un relato consistente sobre renovables y acción exterior sin simplificaciones ni reduccionismos, más proactivo y menos defensivo, más global y menos dominado por las pulsiones unidimensionales de la independencia energética. Al mismo tiempo, ese relato debe ser capaz de articular la gestión de las nuevas geografías de la seguridad energética impulsadas por la penetración de las renovables y su potencial de proyección ideacional, presentando un panorama al tiempo más geoestratégico y de mayor peso del poder normativo. En suma, la consideración de las renovables supone un aumento de la complejidad de la geopolítica de la energía, no su desaparición.

Agradecimientos

El autor reconoce el apoyo del proyecto de investigación «España como proveedora de seguridad energética para Europa» (UNED, BICI N.º 41: 27.07.2015).

Capítulo segundo

La política energética de los EE. UU. y sus implicaciones geoestratégicas

Isidoro Tapia Ramírez

Resumen

La política energética de EE. UU. ha oscilado a lo largo de su historia entre los diferentes vértices del denominado trilema energético. En un primer periodo, EE. UU. persigue un acceso competitivo a las fuentes de energía para sostener el fuerte crecimiento de su demanda. Posteriormente, la política energética en EE. UU. gira hacia la garantía de la seguridad del suministro, especialmente a partir de la crisis del canal de Suez y las posteriores crisis del petróleo en los años setenta. Desde mediados de los ochenta, la política energética de EE. UU. es mucho más poliédrica, con una creciente preocupación por las cuestiones medioambientales, sin descuidar la seguridad y la competitividad del suministro. Se analiza también el efecto de la denominada revolución de los hidrocarburos no convencionales sobre los mercados internacionales del petróleo, donde la capacidad de Arabia Saudí para desempeñar su tradicional papel pivotal se ha visto erosionada, y del gas natural, analizando la posible integración de los diferentes mercados regionales. Finalmente, se analizan las implicaciones que la elección de Donald Trump podría tener sobre la orientación de la política energética de EE. UU. en los próximos años, así como sus repercusiones geopolíticas en el medio y largo plazo.

Palabras clave

Geopolítica, seguridad energética, hidrocarburos no convencionales, Estados Unidos, Arabia Saudí, Donald Trump.

Abstract

US energy policy has changed throughout history, swinging between the three sides of the so-called energy trilema. In a first period, the US pursued a competitive access to the sources of energy to sustain the strong growth of its demand. After the Suez Canal crises and the subsequent oil crisis in the 1970s, the US energy policy focused primarily on ensuring the security of supply. Since the mid-eighties, US energy policy is much more multi-sided, with growing concern about environmental issues, without detriment to the importance given to security of supply and competitiveness. The effects of the so-called unconventional revolution are analyzed: first, on the international oil markets, where Saudi Arabia's ability to play its traditional pivotal role has been eroded, and second on natural gas markets, discussing the potential integration of the largest three regional markets. Finally, the implications on the US energy policy of the election of Donald Trump and the incoming Administration are discussed, as well as its geopolitical effects in the medium and long term.

Keywords

Geopolitics, Energy Policy, Energy Security, Unconventional, Oil, Natural Gas, United States, Saudi Arabia, Donald Trump.

Un repaso histórico de la política energética de EE. UU.

Es un lugar común empezar el análisis de una política energética determinada, en este caso la de EE. UU. a lo largo de los cien últimos años, haciendo referencia al archiconocido trilema de la política energética: competitividad, seguridad y sostenibilidad. La política energética, se dice, debe contribuir a que el suministro de energía sea barato (competitividad), a minimizar el riesgo de interrupción del suministro (seguridad) y garantizar la sostenibilidad medioambiental. En mi opinión, el trilema energético constituye un marco conceptual hasta cierto punto engañoso: ninguna de las tres variables constituye una realidad independiente del resto, sino que están estrechamente relacionadas. Existe un *trade-off* evidente entre escasez y precios (entre seguridad de suministro y competitividad), como también entre ambas variables y la sostenibilidad medioambiental, cuya exogeneidad mengua al mismo ritmo que las externalidades negativas de los modelos energéticos son corregidas por la actuación de los reguladores e internalizadas por los agentes, algo que no obstante, todavía está lejos de completarse.

Pese a las insuficiencias del trilema energético, constituye un poderoso referente visual, que, al menos a efectos expositivos, tiene una importante utilidad. Porque ciertamente, el énfasis puesto por los responsables de la política energética ha evolucionado a lo largo de la historia, oscilando entre los diferentes vértices del trilema, predominando en algunos momentos el interés por el acceso a una fuente competitiva de recursos energéticos (competitividad), la preocupación por un suministro estable (seguridad), o los efectos medioambientales (sostenibilidad).

Quizás convenga dar un paso atrás para preguntarnos qué entendemos por política energética, o de manera más modesta, qué entenderemos por política energética a lo largo de este capítulo. Conviene distinguir claramente dos niveles en el análisis: la política energética que los autoridades responsables definen y persiguen en cada momento, y lo que podríamos denominar el modelo energético, el resultado de la interacción entre esta política y las decisiones de todos los agentes que participan en el sistema energético, incluidos no solo los gobiernos y reguladores, sino también empresas, consumidores, terceros países, etc. Con cierto riesgo de estigmatización podría hablarse, en una terminología caída en desuso, de la superestructura y la infraestructura energética.

Sin duda, es mucho más fácil el rastreo histórico de la primera dimensión, la superestructura energética. De la política energética se puede encontrar huella en discursos, programas de gobierno y actos normativos, entre otros. Esta primera dimensión de la política energética en EE. UU. ha vivido tres momentos históricos claramente diferenciados: un primer periodo (que vamos a situar entre 1918 y 1956, fechas hasta cierto punto arbitrarias pero cuya elección se explicará más adelante) donde la competitividad constituía el objetivo prioritario de la política energética; un segundo periodo que arranca en 1956 a raíz de la crisis del canal de Suez y la consecuente definición de la denominada doctrina

Eisenhower, que sitúa la seguridad de suministro energético en el primer plano, preocupación que llegaría a su cenit en 1973 a raíz del embargo declarado por los países árabes a EE. UU. por su apoyo a Israel durante la denominada guerra del Yom Kippur. La seguridad del suministro prácticamente monopolizaría el debate energético en EE. UU. durante los setenta, y con diferentes grados de intensidad, se mantendría en el centro del debate en los siguientes años. Y, finalmente, un tercer periodo, que empieza a mediados de los ochenta, en el que el debate es mucho más poliédrico: por un lado, como hemos indicado, el interés por la seguridad energética nunca se diluye, ya sea por la existencia de conflictos bélicos en zonas estratégicas (Guerra del Golfo en 1990-91, Afganistán en 2001 o Irak en 2003), la irrupción del terrorismo global con ramificaciones en los mercados energéticos (una de las recurrentes acusaciones de Bin Landen a EE. UU. es la de haber «robado nuestro petróleo a precios ridículos, el mayor robo del que haya sido testigo la humanidad»[1]), o el fuerte crecimiento de la demanda de energía en los países emergentes, que reintroduce en el léxico estratégico norteamericano el concepto de «competencia por los recursos»[2], que a su vez genera una fuerte alza de los precios energéticos internacionales, que alcanzarían sus niveles máximos en el primer trimestre de 2009. En paralelo, estos niveles altos de precios reintroduciría el debate sobre la «competitividad» del modelo energético norteamericano. Y finalmente, la sostenibilidad del modelo energético irrumpe con fuerza en el debate en EE. UU. durante este tercer periodo, con distinto énfasis en función del color político de las administraciones (mayor en el segundo mandato de Clinton-Gore, entre 1996 y 2000, y en la Administración Obama a partir de 2008), aunque con una tendencia secular al alza. Debido a su particular interés, dedicaremos un apartado específico al análisis de la política medioambiental en EE. UU.

Primer periodo: de Wilson a Eisenhower. La preocupación por el crecimiento: la política energética de EE. UU. hasta 1956

Las revoluciones industriales del siglo XIX supusieron un salto gigantesco en la tasa de crecimiento a largo plazo de las economías y, simultáneamente, en la escala de los procesos de transformación de energía. En 1850, el consumo energético de EE. UU. era de apenas 2,1 billones de Btu[3], prácticamente todo madera. En el año 2010, el consumo de madera era similar. Pero sin embargo el consumo total de energía en EE. UU. era de 91,1 billones de Btu, con una importante participación del petróleo, el carbón, el gas natural, la energía nuclear y la hidroeléctrica.

Las tensiones derivadas de la dependencia creciente entre el progreso económico y el abastecimiento energético no pasaron desapercibidas. En 1865, apa-

1 BIN LADEN, Osama. «Letter to America». *Observer Worldview*. 24 de noviembre de 2002.

2 Esta expresión aparece desde 2006 en el informe anual del Departamento de Defensa como un potencial caso de conflicto con China, al mismo nivel por ejemplo que Taiwán.

3 British thermal unit. Fuente: US Energy Information Administration (EIA).

reció un libro escrito por un economista inglés, William Stanley Jevons. Su tesis central era que la supremacía internacional del Reino Unido estaba amenazada al sostenerse sobre un recurso finito, no renovable, como el carbón. Como veremos, la «competencia por los recursos escasos» será una constante en el debate energético a lo largo de la historia.

En cierta medida Jevons acertó al anticipar el declive del Reino Unido, que no fue sin embargo el resultado malthusiano del agotamiento de las reservas del carbón, sino más bien del descubrimiento de un nuevo combustible, el petróleo, inicialmente usado para la iluminación doméstica a través del queroseno, uno de sus derivados, y que posteriormente sería utilizado para innumerables usos industriales y cotidianos (transporte, generación de electricidad, plásticos, asfalto, lubricantes, detergentes, etc.). Algunas de las propiedades del petróleo eran conocidas desde siglos atrás. La utilización del bitumen en Oriente Medio, está documentada al menos desde el siglo I a. C. y fue utilizado en la construcción de las murallas de Jericó y Babilonia[4]. Sin embargo, como ocurrió con muchos otros conocimientos clásicos, hubo una discontinuidad en el acervo científico mundial, y el aprovechamiento del petróleo prácticamente desapareció a lo largo de la Edad Media. Cuando empezaron a utilizarse derivados del petróleo a mediados del siglo XIX para la iluminación, se trataba en gran medida de un verdadero descubrimiento, un nuevo producto. EE. UU. sería el principal beneficiario de su rotundo éxito comercial. En primer lugar, porque su desarrollo inicial ocurrió principalmente en suelo norteamericano, primero en los campos petrolíferos de Pensilvania, y posteriormente, tras la guerra civil americana, en los estados de Ohio, New York y West Virginia. Cuando su éxito se extendió al continente europeo, EE. UU. obtendría importantes rentas comerciales. Entre 1870 y 1880, el queroseno se convertiría en el cuarto producto entre las exportaciones de Estados Unidos, el primero entre los productos manufacturados[5]. Pero al mismo tiempo, EE. UU. disfrutaría de otras ventajas añadidas: el crecimiento industrial derivado de la aplicación de los derivados del petróleo a un número cada vez mayor de procesos productivos, así como una posición estratégica en el comercio marítimo del crudo y sus derivados. La transición entre el carbón y el petróleo, de hecho, quedó famosamente retratada en una de las primeras decisiones de Winston Churchill, tras ser nombrado primer lord del almirantazgo en 1911, la de promover el cambio de carbón a petróleo de la flota británica, tras anticipar que la mejora de la velocidad y la reducción de los tiempos de recarga con el nuevo combustible, otorgarían una ventaja estratégica en el dominio de los mares[6].

Durante estas décadas el precio del petróleo sufrió violentas oscilaciones. En 1864 el crudo alcanzó lo que de acuerdo con algunas estimaciones todavía sigue siendo el precio más alto registrado, lo que no es sino una anécdota

[4] YERGIN, Daniel. «The Prize: The Epic Quest for Oil, Money & Power», 1990.
[5] Ibíd.
[6] Ibíd.

histórica debido al limitado tamaño del mercado en aquel momento. Más adelante, volveremos sobre este periodo de la industria petrolera, por sus semejanzas con el desarrollo del petróleo y el gas no convencionales durante la primera década de este siglo.

Lo cierto es que una vez que el descubrimiento de los grandes yacimientos de petróleo en Texas y Luisiana a principios del siglo xx garantizó el suministro suficiente de crudo, la preocupación por la seguridad del suministro fue paulatinamente enterrada. Durante este mismo periodo, el comprendido entre 1870 y 1914, la comunidad internacional vivía lo que se ha denominado la «primera globalización económica». El debate sobre el agotamiento de los recursos estaba sepultado por la fortaleza del crecimiento económico. El acento se pone sobre las condiciones para el libre intercambio, como la libertad de tránsito por los mares. El estallido de la Primera Guerra Mundial en 1914 no altera fundamentalmente este contexto. De hecho, muchos interpretan la guerra precisamente como una consecuencia natural de la voluptuosidad del crecimiento. Por eso, cuando en enero de 1918, el presidente de EE. UU. Woodrow Wilson, en un discurso ante el Congreso norteamericano, expone lo que rápidamente se conocerían como los «Catorce puntos», un conjunto de enunciados políticos sobre cómo debería ser la paz en Europa, el énfasis sigue puesto sobre la libertad económica como garante de un crecimiento sostenido.

Los catorce puntos de Wilson son generalmente asociados a una visión idealista de las relaciones diplomáticas internacionales, incluida su defensa de la libre determinación de las naciones (punto 5), la reducción de armamentos (punto 4) o (la defensa de una diplomacia abierta y no secreta (punto 1) y la propuesta de creación de una liga de naciones (punto 14).

Los Catorce puntos tienen también varias cláusulas destinadas a proteger el abastecimiento energético de los EE. UU.: ninguna de ellas, sin embargo, se refiere a la competencia por unos recursos escasos, ni refleja una preocupación genuina por el acceso al suministro. Por el contrario, se refieren a la libertad de los mares (punto 2), la eliminación de barreras económicas y comerciales (punto 3), o la propuesta de que «el paso de los Dardanelos sea permanente abierto al libre tránsito y al comercio de todas las naciones bajo garantías internacionales». La visión predominante, en resumen, es que la seguridad energética estaba mejor protegida por la colaboración librecambista que por la competencia por los recursos.

La visión de Wilson no fue sin embargo la que reguló el periodo posterior a la guerra. Al comienzo de las negociaciones de paz en París, el presidente Wilson cayó enfermo, seguramente uno de los motivos de que triunfasen las posiciones más duras defendidas por el presidente francés Georges Clemenceaue, recogidas en el famoso artículo 231 del Tratado de Versalles. Además de cuantiosas reparaciones económicas y la pérdida de todas sus posesiones coloniales, el tratado de Versalles impuso severas restricciones sobre la producción alemana de carbón y acero. Al fin y al cabo, como escribió Keynes, el imperio alemán

se había construido a base de «carbón y acero (industrialmente) más que de sangre y acero (militarmente)»[7]. Sin embargo, de manera muy llamativa, pese a que el consumo de petróleo estaba ya creciendo vertiginosamente, el Tratado de Versalles ignora la transición energética en marcha, y guarda un perfecto silencio sobre las limitaciones de abastecimiento de Alemania de otros productos energéticos aparte del carbón y acero, y en particular de petróleo crudo o sus derivados, combustibles que serían la piedra angular del desarrollo industrial durante los siguientes años. De nuevo, la aproximación al petróleo durante este periodo era a grandes rasgos expansiva.

La Gran Guerra no cambiaría el perfil de la política energética, que seguiría inmersa en una fase de intenso crecimiento. Tendría, sin embargo dos consecuencias: por un lado, un mayor protagonismo de los Gobiernos en detrimento, o mejor dicho, en simbiosis, con la iniciativa privada, que había liderado el desarrollo del sector a finales del siglo XIX. En segundo lugar, un movimiento proteccionista, que amenazaría el proceso de globalización económica anterior a la guerra. El reflejo de este nuevo contexto histórico pos-Versalles en suelo americano es inmediato. EE. UU. empieza a vivir un periodo de introspección y progresivo alejamiento de la comunidad internacional. En 1920 se aprueba la *Mineral Leasing Act*, que prohíbe la concesión de derechos mineros a empresas extranjeras, salvo casos de reciprocidad. Al presidente Wilson le sustituye el republicano Warren Harding en 1921, que casi inmediatamente rechaza la participación de EE. UU. en la ya de por sí descafeinada Liga de Nacionales. Harding muere en ejercicio en 1923 y es sustituido por el vicepresidente Coolidge, cuya visión del papel de EE. UU. en el mundo es aún más aislacionista.

Durante este periodo se aprueba también la «Merchant Marine Act» (conocida comúnmente como «Jones Act») que obliga a que todos los cargos transportados entre puertos de EE. UU. se realicen a través de buques construidos y registrados en EE. UU., y a que sus propietarios sean también nacionales de EE. UU. En el sector energético, la Jones Act impuso severas limitaciones en el comercio de petróleo crudo y sus derivados que han llegado hasta el presente, por ejemplo, dificultando que el crudo procedente de los Grandes Lagos y los puertos del golfo de México sea transportado a las refinerías de la costa este, lo que ha obligado a levantar las restricciones en algunos episodios para garantizar el suministro energético (por ejemplo, durante el huracán Katrina).

La Gran Depresión, que arranca con el crack bursátil de 1929, no hizo sino incrementar estas tendencias aislacionistas. La comunidad internacional entra en una espiral de medidas proteccionistas, que en el caso de EE. UU. se entremezclan con una oleada de quiebras bancarias y de restricción del crédito. La salida de la Gran Depresión, como es bien conocido, se produjo a través de dos programas de estímulo de la demanda agregada. El primero, se conoció como New Deal. El segundo, como II Guerra Mundial.

[7] KEYNES, John Maynard. «The Economic Consequences of the Peace», 1919.

En el sector energético, el New Deal se tradujo en un programa de grandes infraestructuras públicas, que abriría la puerta, por un lado, al continuo crecimiento del consumo de petróleo, gracias a la construcción de más de 40.000 millas de nuevas carreteras, más de 45.000 puentes y alrededor de un millar de aeropuertos, entre nuevas instalaciones y reparaciones[8]. Por otro lado, pondría las bases para la incorporación de tres fuentes a la matriz energética de EE. UU.: la generación hidroeléctrica (a través de la construcción de las presas hidráulicas), el gas natural (a través de la construcción de las primeras infraestructuras interestatales de transporte mediante gasoductos) y, más adelante, la generación nuclear, que como es bien conocido, fue inicialmente impulsada durante el periodo bélico a través del Proyecto Manhattan, en el que, bajo dirección militar, muchas de las mentes más prodigiosas de la época se encerraron en el desierto de los Álamos hasta desarrollar un prototipo de bomba atómica, que sería utilizado en el bombardeo de Hiroshima y Nagasaki en 1945. Tiempo después, esta misma tecnología se reconvertiría a usos civiles a partir del célebre discurso «*Atoms for Peace*» del presidente Eisenhower en Naciones Unidas en 1953. La contribución hidráulica se estabilizó rápidamente alrededor del 2,5 % del consumo de energía primaria, una vez que los grandes potenciales hídricos fueron explotados. La contribución de la energía nuclear se incrementó sobre todo a partir de la segunda mitad de los setenta, cuando entraron en funcionamiento la mayor parte de las centrales en EE. UU. Su contribución se situó entonces ligeramente por debajo del 10 %, umbral que ya no superaría al ralentizarse significativamente los nuevos desarrollos nucleares a partir del accidente de Three Mile Island en 1979. El gas natural, por su parte, experimentó un crecimiento muy significativo, hasta situar su contribución alrededor del 25 por ciento. Mientras tanto, el petróleo siguió aumentando su importancia en la ma-

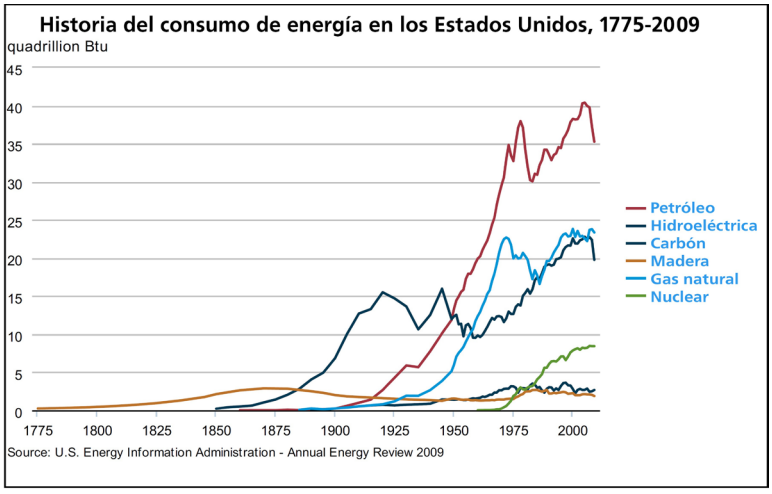


Imagen 1: Elaboración propia.

[8] Datos del Civilian Conservation Corps (CCC) y del Civil Works Administration (CWA).

triz primaria de EE. UU. superando en algunos momentos el umbral del 40 por ciento. Debido a su importancia cuantitativa, y a los cambios experimentados en los últimos años, dedicaremos sendos capítulos al análisis de los mercados del petróleo y gas natural.

Volviendo a nuestro recorrido histórico, hemos indicado que la preocupación por la competitividad del modelo energético caracteriza este primer periodo hasta 1956. Dos importantes hitos abonan esta tesis: en primer lugar, la separación del monopolio petrolero de John Rockefeller, Standard Oil, decretada en 1911 por el Tribunal Supremo de EE. UU., en aplicación de la legislación antimonopolio (comúnmente conocida como *Sherman Act*). La historia de Standard Oil es probablemente una de las historias industriales más fascinante de EE. UU. Fundada en 1870 por Rockefeller, esta empresa no solo desarrolló por sí sola el mercado de producción, refino y transporte de derivados del petróleo en EE. UU., mercados en los que llegó a acumular cuotas superiores al 80 por ciento, sino que fue pionera en la integración vertical de estas actividades, constituyendo el primer conglomerado industrial de la historia. El papel de Standard Oil tuvo muchos aspectos positivos para el desarrollo del mercado del petróleo: no solo fue responsable de su crecimiento, sino también de la estabilización de los precios del petróleo a finales del siglo XIX, que como ya hemos indicado vivieron fuertes oscilaciones que provocaron varios ciclos de auge y caída. Sin embargo, el éxito de Standard Oil llegó demasiado lejos. Algunas de sus prácticas comerciales, efectivamente muy agresivas, provocaron fuertes controversias en la opinión pública a raíz de una serie de reportajes publicados en la revista *McClure's* por la que muchos consideran la primera «gran periodista» norteamericana, Ida Tarbell[9]. Controvertidos eran por ejemplo los denominados «reintegros», mediante los cuales Standard Oil recibía un descuento por parte de las compañías ferroviarias cuando estas transportaban productos derivados del petróleo de otras compañías. El eco de estas informaciones en la opinión pública, las protestas de los productores independientes y de las propias compañías ferroviarias, formaron la amalgama que engendró el llamado «*progressive momvement*», dando lugar a la reacción de las autoridades en defensa de los consumidores y el respeto a unas reglas elementales de competencia. Standard Oil sería dividida en hasta treinta y tres empresas, muchas de las cuales acabarían integrándose entre sí o con otras empresas internacionales, para formar lo que más adelante se conocería como las «siete hermanas»: Standard Oil of California (actual Chevron), Standard Oil of New Jersey (Esso/Exxon) y Standard Oil Company of New York (Socony) (conocida como Mobil, ahora parte de ExxonMobil), además de Texaco (posteriormente fusionada con Chevron), Gulf Oil, Anglo-Persian Oil Company (actual BP) y Royal Dutch Shell, hasta completar las «siete» hermanas. La separación de Standard Oil fue un hito en la historia económica de EE. UU., y puede decirse con rotundidad que marca el inicio de una nueva política industrial, más centrada en el mantenimiento de unas condiciones efectivas de competencia en los mercados.

[9] Ibíd. 3.

El segundo hito, que subrayamos en este primer periodo de la política energética en EE. UU., es la aprobación de la Smoot-Hawley Act en 1930, el resultado de las pulsiones proteccionistas de la época, que incrementa los aranceles sobre más de 20.000 artículos situándolos, en media, en su nivel más alto en casi cien años[10]. De manera más que llamativa, y pese a los intentos de los llamados «intervencionistas» por proteger la industria petrolera americana del crudo procedente de Venezuela, los aranceles del petróleo no se incrementan, uno de los pocos artículos que se salvan de la pira proteccionista[11].

Como hemos visto, tanto en el contexto de globalización económica de principios de siglo, en el agresivo de Versalles o en el más proteccionista del periodo de entreguerras, la industria del petróleo está caracterizada por un fuerte crecimiento. El resultado de esta política energética expansiva, el propio desarrollo de la industria y el descubrimiento de nuevos yacimientos, puede observarse en el siguiente gráfico[12]: tanto el precio del petróleo como del gas natural en EE. UU. fue extraordinariamente bajo durante este periodo, especialmente si se compara con los registrados posteriormente.

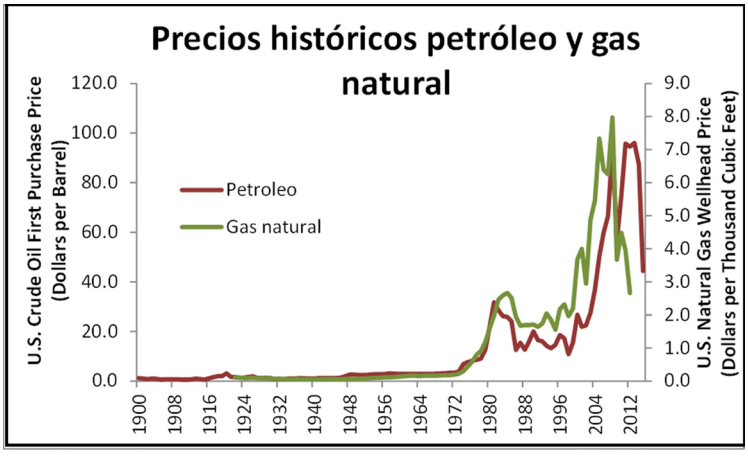


Imagen 2: Elaboración propia.

De hecho, tiene interés hacer zoom sobre el periodo que nos ocupa, hasta 1956, reflejado en el siguiente gráfico[13]. La evolución del precio del gas natural tiene

[10] KRUGMAN, Paul. WWS 543: Class notes, 2/17/10, February 16, 2010, Presentation, slide 4.

[11] Para ser precisos, en 1932 se impuso finalmente un arancel sobre el petróleo, el fuel oil y la gasolina. Pese a la cercanía temporal, la motivación fue distinta, y respondía al intento de racionalización de la industria ante el desplome de los precios durante los primeros años de la Gran Depresión, buscando preservar la capacidad productiva en el largo plazo. Además, proporcionalmente a los precios, los niveles del arancel sobre los productos petroleros estaban muy por debajo de los aprobados en la Smoot-Hawley Act en 1930.

[12] Fuente: US Energy Information Administration y elaboración propia.

[13] Fuente: US Energy Information Administration y elaboración propia.

menos interés, debido al limitado tamaño del mercado en aquel momento. La del petróleo, en cambio, registra un pico coincidiendo con el incremento de la demanda para uso militar durante la I Guerra Mundial, primero la demanda internacional y posteriormente también la interna a raíz de la entrada de EE. UU. en el conflicto bélico en 1917. El pico responde también al incremento de los costes de transporte y distribución debido a las interrupciones al tráfico marítimo cuando el ejército alemán empieza a utilizar su flota de submarinos para atacar buques mercantes con destino en las potencias aliadas, especialmente Gran Bretaña y Francia, incidentes que provocaron la entrada en el conflicto de EE. UU., al verse amenazado uno de los pilares del modelo económico de aquel tiempo, el libre tránsito de los mares.

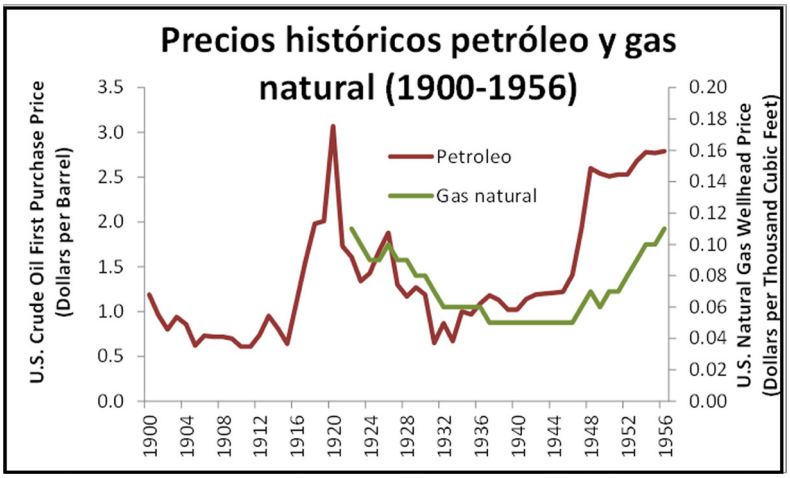


Imagen 3: Elaboración propia.

El precio del petróleo vuelve a descender rápidamente acabada la guerra, y mantiene esta tendencia hasta la segunda mitad de los años treinta. Ni siquiera en este caso el desencadenamiento de la II Guerra Mundial rompe los precios al alza, dado que el hundimiento de la demanda durante los años treinta había generado una notable capacidad ociosa en el mercado petrolero.

El primer incremento significativo del precio del petróleo se produce en 1948, coincidiendo con la declaración de independencia del Estado de Israel en mayo de aquel año, que es seguida (al día siguiente) de una invasión conjunta de Egipto, Jordania y Siria, junto con fuerzas iraquíes. Tras diez meses de luchas, Israel no solo mantiene el área señalada por Naciones Unidas en el Plan de Partición de 1948, sino que obtiene el control de una parte significativa del territorio inicialmente reservado para el Estado de Palestina, como Galilea, Jerusalén Oeste y una parte importante de Cisjordania.

El conflicto árabe–israelí marcaría efectivamente un punto de inflexión en los mercados energéticos. Podíamos por tanto haber elegido 1948 para cerrar este

primer periodo, pero lo cierto es que el precio del petróleo, una vez absorbido el incremento inicial, se mantuvo bastante estable hasta principios de los setenta. ¿Por qué, por tanto, elegimos 1956? Porque ese año tuvo lugar la conocida como crisis del canal de Suez.

Segundo periodo: de Eisenhower a Reagan. El acceso a los recursos: La política energética de EE. UU. entre 1956 y 1980

En 1956 el canal de Suez es nacionalizado por el gobierno egipcio de Nasser, respondido por un ataque combinado de Israel, Francia y Gran Bretaña, con la oposición de EE. UU. Las fuerzas egipcias fueron derrotadas militarmente, pero consiguieron bloquear el canal, cerrándolo al tráfico por completo entre octubre de 1956 y marzo de 1957, y cortando con ello una arteria fundamental para el transporte marítimo de petróleo.

La crisis del canal de Suez se cerró con la retirada de las tropas británicas y la confirmación de la soberanía egipcia sobre el Canal. Para muchos historiadores, la crisis marca el punto final del papel hegemónico de Gran Bretaña, en clara decadencia desde principios de siglo. La crisis de Suez también acelera los procesos de descolonización. Muchas de las antiguas colonias de la propia Gran Bretaña y de Francia acceden a la independencia en los siguientes años. En lo que nos atañe, hay dos consecuencias directas de la crisis del canal que cambiarían para siempre la geopolítica energética: por un lado, la denominada Doctrina Eisenhower. Por otro, la creación y desarrollo de las llamadas empresas nacionales del petróleo (NOC, por sus siglas en ingles).

En enero de 1957 el presidente Eisenhower hizo pública una nueva posición de EE. UU. en sus relaciones internacionales confirmada por el Congreso estadunidense dos meses más tarde. Bajo la nueva doctrina, cualquier país podría solicitar asistencia económica y/o ayuda militar de EE. UU. en caso de verse amenazado militarmente por otro Estado. Esta doctrina marca uno de los momentos álgidos de la Guerra Fría, con una referencia explícita a las amenazas que proviniesen de países «controlados por el comunismo internacional». La decisión de la administración Eisenhower viene motivada por la incipiente hostilidad árabe y la influencia creciente de la Unión Soviética en la región. Se trata, en definitiva, de un giro de la política exterior de EE. UU., desde las posiciones más pasivas que caracterizan los años posteriores a Yalta, donde se aceptaba resignadamente la hegemonía soviética sobre su área de influencia, a una posición más beligerante, donde esta hegemonía es contestada en aquellas otras zonas que no están claramente alineadas con ninguna de las dos potencias mundiales. La doctrina Eisenhower no se aplicaría tan solo a Oriente Medio, sino que tendría importantes consecuencias en el sudeste asiático (Corea y Vietnam), Latinoamérica o incluso frente a las propias costas estadounidenses, en la isla de Cuba. Pero su origen tiene su epicentro en Oriente Medio y en la transición energética ya señalada: de la preocupación por la competitividad del periodo anterior, EE. UU. pasa a una preocupación por asegurar el acceso a los recursos.

La segunda consecuencia fue la creación de las empresas nacionales de petróleo. India (ONGG) y Brasil (Petrobras) crean sus propias empresas petroleras en esos años, con el objetivo declarado de alcanzar la autosuficiencia energética. En Oriente Medio, ya se habían producido intentos infructuosos de nacionalización de los recursos, como el llevado a cabo por el primer ministro iraní Mohamed Mossadeq en 1951, que dio lugar a un boicot internacional seguido de un golpe apoyado por EE. UU. y Gran Bretaña, que lo depuso en 1953. La segunda ola de nacionalizaciones comenzó a principios de los sesenta, siendo mucho más exitosa debido a su mayor gradualismo, menor agresividad, y el contexto internacional más favorable, en el marco del poscolonialismo que siguió a la crisis de Suez. Kuwait crea su compañía petrolera (KNPC) en 1960, Arabia Saudí hace lo propio en 1962 y posteriormente nacionaliza Aramco en varios pasos sucesivos, pagando compensaciones que a grandes rasgos se consideran apropiadas. Irak también crea su propia compañía en 1967 (INOC).

La aparición de las NOCs es contemporánea a la creación de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEC, por sus siglas en inglés) por parte de Irán, Iraq, Kuwait, Arabia Saudí y Venezuela[14]. Estos cinco países contaban en aquel momento con alrededor del 40 % de la producción mundial de petróleo pero cerca del 60 de las reservas[15]. La aparición de la OPEC cambiaría para siempre la dinámica del mercado internacional de petróleo. De manera muy resumida pueden citarse al menos las siguientes consecuencias:

I. La cartelización de la producción, y la consiguiente restricción de la oferta, a través del sistema de cuotas de la OPEC;
II. La condición de productor pivotal de Arabia Saudí;
III. Los efectos sobre el sistema financiero internacional de lo que se denominaron los «petrodólares», especialmente a partir de lo que se conoce como el fin del sistema de Bretton Woods, tras la suspensión por la Administración Nixon de la convertibilidad de dólares en oro en 1971.

Los efectos de la cartelización se harían evidentes en 1973, con la denominada primera crisis del petróleo. En octubre de 1973, Siria y Egipto lanzan un ataque sorpresa contra Israel durante la celebración de la fiesta judía del Yon Kippur. El presidente Nixon autoriza el envío de armamento y otros materiales a Israel. Inmediatamente, la OPEC incrementa el precio ofertado del petróleo un 70 % (hasta 5,11 $ el barril), y acuerda una reducción de la producción agregada del 5 por ciento cada mes, hasta cumplir sus objetivos. El precio *spot* de petróleo se cuadruplica, pasando de 3 a 12 $ por barril.

[14] A los cinco países fundadores se unieron después nueve miembros adicionales: Catar (1961) Indonesia (1962) –cuya pertenencia fue suspendida entre 2009 y 2015–; Libia (1962); Emiratos Árabes Unidos (1967); Argelia (1969); Nigeria (1971); Ecuador (1973) –suspendida entre 1992 y 2007–; Angola (2007); y Gabón (1975) –terminada su pertenencia en 1995 pero reingresada en 2016–.

[15] Fuente: *BP Statistical Review* 2016.

Las razones del embargo árabe son múltiples: es inevitable asociarlo a la caída del precio del dólar desde la suspensión de su convertibilidad en oro dos años antes, que había reducido las rentas de los países exportadores. Asimismo, el mercado del petróleo vive su particular transición de poder, que como se ha argumentado ha sido históricamente uno de los factores causantes de los conflictos bélicos[16]. El mercado del petróleo en los setenta asiste a la batalla por el control entre las denominadas «siete hermanas» y las pujantes empresas nacionales del petróleo (NOCs). Asimismo, la producción petróleo de EE. UU. había alcanzado su máximo en 1970 (con 9,6 millones de barriles diarios[17], niveles que solo se volverían a alcanzar en 2015), evidenciando la debilidad de EE. UU. para responder a una reducción de la producción de petróleo. También debe enmarcarse la crisis de 1973 en el contexto de la guerra fría, donde, como ya hemos indicado, los países árabes jugaron un papel geoestratégico de primer orden, pivotando entre la influencia de EE. UU. (en aquel momento, Arabia Saudí, Turquía, Irán e Israel) y la Unión Soviética (Egipto, Siria e Irak).

La primera crisis del petróleo tuvo un coste significativo directo sobre los países de la OCDE, que ha sido estimado en el 2,6 por ciento[18], pero más importantes fueron sus efectos indirectos. Dio lugar a la creación de la Agencia Internacional de la Energía (IEA) en 1974 para coordinar las estrategias de los países consumidores de petróleo. LA IEA rápidamente acordó ciertas reglas para hacer frente a situaciones de emergencia, como el mantenimiento de un *stock* de reservas estratégicas. En 1976, la IEA proponía un plan a largo plazo para reducir la intensidad del consumo energético, incluyendo una mejora de la eficiencia energética y el desarrollo de fuentes alternativas. La reacción en EE. UU. es también inmediata: en noviembre de 1973, el presidente Nixon anuncia el «Proyecto Independencia»», un plan para conseguir la autosuficiencia energética en 1980[19], que incluía medidas como el cambio de hora según la estación, la reducción de la temperatura en los edificios públicos de 23 - 24° C a entre 18 y 20° C, y la limitación de velocidad de los vehículos de la administración a 80 km/h. En 1975, el Congreso aprobaría la *Energy Policy and Conservation Act*, que además de crear la reserva estratégica de petróleo siguiendo las recomendaciones de la IEA, impondría por primera vez estándares de eficiencia para los vehículos.

El objetivo de la independencia energética fue abrazado por el presidente Carter, que lo convirtió en central a su mandato, en un célebre discurso[20] en el que definió la crisis energética como el «equivalente moral de la guerra». Carter creó el Departamento de Energía, y destinó miles de millones de dólares al desarrollo de tecnologías alternativas. También, como es conocido, instaló 32 pa-

16 ORGANSKI, A. F. K. «World Politics», 1958.

17 Fuente: US Energy Information Administration.

18 TORDO, Silvana *et al.* «National Oil Companies and Value Creation». *World Bank Working Paper n. 218*.

19 http://www.presidency.ucsb.edu/ws/?pid=4034.

20 http://www.presidency.ucsb.edu/ws/?pid=7373.

neles solares en el tejado de la Casa Blanca, que Reagan ordenó desmontar en una de sus primeras decisiones al llegar a la presidencia.

En definitiva, la independencia energética entraría a formar parte del léxico político norteamericano, y sería abrazada, a veces de forma totémica, por las sucesivas administraciones. Como se ha escrito, la independencia energética en EE. UU. puede compararse a partir de entonces con la cita de Mark Twain sobre el tiempo: todo el mundo habla de él, pero nadie hace nada por remediarlo[21].

La segunda consecuencia de la crisis del petróleo en 1973 fue el acceso a un papel pivotal por parte de Arabia Saudí, acentuado tras la revolución iraní de 1979 liderada por el ayatolá Jomeini. El efecto de la revolución iraní fue doble: sustrajo a este país de la órbita de influencia de EE. UU., y además redujo su producción en entre 3 y 4 millones de barriles anuales (alrededor del 7 por ciento de la producción mundial en aquel momento), capacidad que nunca se recuperaría del todo debido a los sucesivos estrategos sufridos por la industria petrolera iraní.

Estos hechos provocaron el reforzamiento del papel de Arabia Saudí y la formulación de lo que se conoció como Doctrina Carter. En el discurso sobre el estado de la nación en enero de 1980, el presidente Carter proclamó que Estados Unidos usaría la fuerza militar, en la medida necesaria, para defender sus intereses nacionales en el golfo Pérsico[22]. Se trataba, claro está, de la respuesta a la crisis de los rehenes en Irán y la presencia militar soviética en Afganistán, pero constituye el momento geopolítico de mayor intensidad en la lucha por los recursos energéticos con la que hemos caracterizado este segundo periodo de la historia de la política energética de EE. UU. Las dudas habían desaparecido: el petróleo, que tenía un papel fundamental en la economía norteamericana, constituía un recurso escaso y EE. UU. estaba dispuesto a usar su fuerza militar, en la medida necesaria, para garantizar su suministro.

La geopolítica del petróleo y las consecuencias del desarrollo del petróleo no convencional

Hemos detenido nuestro repaso histórico a la política energética de EE. UU. a principios de los ochenta. La razón, como indicamos, es que la política energética a partir de entonces es mucho más poliédrica, y se entremezclan los tres vértices del trilema energético. Por este motivo, parece oportuno combinar a partir de este momento la forma discursiva cronológica con la sectorial. Empezamos en este apartado por analizar le geopolítica del petróleo.

Nos detuvimos en el apartado anterior señalando las consecuencias de la crisis del petróleo de los años setenta: la cartelización del mercado del petróleo y el papel pivotal del Arabia Saudí. A continuación, analizamos por separado estas consecuencias.

---

21 WIRTH, Wirth, *et al.* The Future of Energy Policy. 82 *Foreign Affairs*, July–Aug. 2003, p. 139.

22 http://www.presidency.ucsb.edu/ws/?pid=33079.

La cartelización del mercado del petróleo

La dinámica de un cartel ha sido descrita con precisión por la teoría de juegos, a través de los denominados juegos cooperativos repetidos. En el corto plazo, cada uno de los participantes tiene incentivos para engañar a los demás produciendo más de lo acordado (una variante del dilema del prisionero). Este incentivo, sin embargo, se atenúa en una relación a largo plazo si el resto de participantes pueden, de manera creíble, amenazar con represalias a los miembros del cartel que falten a sus compromisos. La dinámica de las relaciones se ve afectada también por el equilibrio del mercado (situaciones de exceso de demanda favorecen el mantenimiento del cartel, y viceversa), de la tendencia en el largo plazo del tamaño del mercado (si alguno de los participantes piensa que quedan pocas rondas del juego, tiene cada vez más incentivos a desviarse), o de la transparencia sobre el cumplimiento de los acuerdos. A pesar de los efectos de la primera crisis del petróleo en 1973 (con importantes consecuencias, ya señaladas, sobre la política energética de EE. UU.) lo cierto es que el poder del cartel de la OPEC durante los setenta era todavía limitado, y contrarrestado en gran medida por las grandes compañías petroleras. Esta situación se agrava a raíz de los descubrimientos de petróleo en Alaska y el mar del Norte en la primera mitad de los ochenta. La crisis económica de principios de esa década y la consiguiente contracción de la demanda mundial, incrementa el desajuste en el mercado del petróleo. Como hemos señalado, es habitual que la firmeza de los acuerdos dentro de los cárteles se resienta durante los periodos de exceso de oferta. Y, en efecto, así sucedió durante este periodo. Los países de la OPEC produjeron sistemáticamente por encima de las cuotas oficialmente asignadas (lo que es una constante del cartel petrolero) pero en una proporción mayor a la habitual. En algunos casos concretos, como Libia, empezaron a vender petróleo con fuertes descuentos para sortear las sanciones impuestas por el presidente Reagan. Y finalmente Arabia Saudí inicia una «guerra de precios» con el objetivo declarado de preservar su cuota de mercado ante el descubrimiento de nuevos yacimientos con costes de extracción mucho más altos[23], en un movimiento que guarda notables semejanzas con el vivido recientemente. Tras la invasión iraquí de Kuwait en 1990, la OPEC acuerda el incremento de las cuotas de producción, oficialmente para compensar la pérdida de los 5 millones de barriles diarios combinados de Irak y Kuwait, y mantener la estabilidad en los mercados internacionales, oficiosamente reconociendo el incremento de la capacidad de producción de sus principales productores como Arabia Saudí, Venezuela y Nigeria, como demuestra el hecho de que las nuevas cuotas se mantendrían incluso tras el restablecimiento de la producción kuwaití tras la finalización de la guerra, y de la producción iraquí a partir del programa «Petróleo por alimentos» lanzado por Naciones Unidas en 1996. En este contexto,

[23] EL-GAMAL, Mahoud A. and MYERS JAFFE, Amy. «Oil, Dollars, Debt and Crises: The Global Curse of Black Gold», 2009.

el precio del petróleo se desmorona hasta situarse en una franja de entre 10 y 20 dólares por barril (situándose por momentos por debajo de los dos dígitos) hasta llegar a 1998.

En 1998 la guerra de precios entre dos de los principales productores de la OPEC, Arabia Saudí y Venezuela, alcanza su momento más álgido: Venezuela había incrementado su producción desde mediados de los ochenta de manera sostenida, desde 1,7 millones de barriles diarios (mbd) en 1985 hasta 3,5 mbd en 1998[24], gracias a una política de apertura a la inversión extranjera. De hecho, en 1998 Venezuela se sitúa justo por detrás de la producción de Irán (3,8 mbd) y está a un paso de convertirse en el segundo productor de la OPEC, tan solo por detrás de Arabia Saudí. Nunca más estaría tan cerca de lograrlo. Arabia Saudí, que intenta preservar su papel pivotal, incrementa también su producción desde los 5 mbd de mediados de los noventa hasta los 9,5 mbd de 1998. El objetivo, de nuevo, es preservar la renta petrolera en un entorno de precios bajos, y forzar la retirada de Venezuela de esta guerra de precios, debido a sus mayores costes de extracción y por tanto su menor capacidad de resistencia en un entorno de precios bajos. La crisis financiera asiática en 1997 y la consiguiente reducción de la demanda mundial, junto con la sobreproducción de Arabia Saudí y de Venezuela provoca el desplome de los precios del petróleo ese año.

Ante una situación límite, en marzo de 1998, la OPEC acuerda una reducción histórica de su producción en casi 1,5 millones de barriles diarios, que acogen con satisfacción e incluso disposición a cooperar algunos de los principales productores externos a la OPEC, como México u Omán. El precio del petróleo se recupera situándose por encima de los 20 dólares. A finales de ese año, el acceso a la presidencia de Venezuela de Hugo Chávez permite consolidar el cambio de dinámica en el mercado petrolero. Los objetivos políticos de Chávez claramente priman el corto plazo, y por tanto favorecen la obtención de rentas del petróleo vía precios en lugar de vía cantidades. Es decir, Chávez constituye para Arabia Saudí una garantía de que Venezuela apostará por un mercado de precios altos en lugar de por incrementar su cuota de mercado. En marzo de 1999 se anuncian nuevas reducciones de la producción, mientras la OPEC incrementa su precio objetivo hasta los 30 dólares. Estaría a punto de empezar una década donde la dinámica del mercado del petróleo prácticamente se invertiría: precios altos, disciplina en el cumplimiento de los acuerdos de la OPEC, incrementos moderados de la producción y, sobre todo, de la capacidad existente, que llevan la capacidad excedentaria de los países productores hasta niveles mínimos históricos.

La siguiente tabla resume el equilibrio oferta/demanda en el mercado del petróleo en el siguiente periodo de nuestro análisis, el comprendido entre 2001-07[25].

[24] Fuente: BP *Statistical Review,* 2016.
[25] Fuente: BP *Statistical Review* 2016.

Mercado mundial de petróleo (% variación anual)		
	1991-00	2001-07
Consumo	1,3%	1,7%
Producción	1,3%	1,3%
Reservas	2,6%	1,3%

Imagen 4: Elaboración propia.

Son varias las circunstancias concomitantes que desequilibran el mercado durante estos años: por un lado, el consumo de petróleo se acelera debido al fuerte dinamismo de los países emergentes, acompañado de un crecimiento robusto de los desarrollados (la tasa de crecimiento interanual del consumo de petróleo pasa del 1,3 % de la década previa al 1,7 % en el periodo analizado); sin embargo, la producción mantiene su tasa de crecimiento del periodo anterior del 1,3 %, por debajo por tanto del crecimiento del consumo. Y, mientras tanto, el crecimiento de las reservas probadas de petróleo se reduce de manera significativa (su crecimiento pasa del 2,6 % al 1,3 %), como consecuencia de la reducción en las actividades de exploración, el efecto de los bajos precios del petróleo registrados durante la década anterior.

Un segundo elemento decisivo sería la irrupción del terrorismo internacional a partir de los atentados de las torres gemelas en 2001 y la reacción de la Administración Bush a los mismos. En su discurso sobre el Estado de la Unión apenas unos meses después, en enero de 2002, George W. Bush incluye a Irak, Irán y Corea del Norte en el denominado «eje del mal». Los dos primeros representaban entonces el 8 % de la producción anual de crudo y casi el 20 % de las reservas mundiales probadas. La lucha contra el terrorismo internacional incrementa la prima de riesgo en el mercado de petróleo, coadyuvando al incremento de los precios. También devuelve a primera línea el ya conocido concepto de independencia energética en EE. UU. Pocos meses antes del atentado de las torres gemelas, un grupo de trabajo encabezado por el vicepresidente Cheney publica la *National Energy Policy*, de claridad meridiana en las tesis que ya antes de los atentados imperaban en la administración Bush: «nuestra dependencia creciente del petróleo extranjero ilustra profundamente el fracaso de nuestra nación en establecer una política energética efectiva». Esta tesis neoconservadora se refuerza tras los atentados de septiembre: la dependencia de petróleo extranjero no solo hace vulnerable a la economía de EE. UU., sino que además es una fuente de financiación de las actividades del terrorismo internacional. Este sería el sustrato ideológico de la guerra de Irak en 2004, y del esfuerzo paralelo en desarrollar suministros alternativos al petróleo, resumidos en otro famoso discurso del estado de la nación del presidente Bush, el de 2006, en el que declaró que era necesario terminar con la adicción al petróleo de EE. UU.,

para sorpresa de aquellos que no esperaban un pronunciamiento semejante de un presidente texano cuya temprana carrera profesional había estado centrada precisamente en el sector petrolero.

La reaparición de la independencia energética de EE. UU., como aspiración política, es multidireccional: en 2005 se aprueba la *Energy Policy Act*, que establece cuotas y aprueba millones de subsidios con el objetivo de duplicar la producción de etanol; en 2007, se aprueba la *Energy Independence and Security Act*, que impone estándares de eficiencia más estrictos en los vehículos, y que establece el estratosférico objetivo de incrementar en casi un 800 % la producción de bioetanol para finales de la década siguiente. En 2008, la industria del bioetanol superaría en valor los 30.000 millones de dólares[26]. Mientras tanto, los precios del petróleo alcanzan niveles récord, lo que retroalimenta las tesis a favor de la independencia energética. Durante esta época, el partido republicano comienza a defender con entusiasmo la necesidad de relajar las condiciones para la exploración de hidrocarburos. Durante la convención de 2008, el vicegobernador del estado de Maryland, Michael Steele, acuña un lema que terminaría de hacer famoso la candidata a vicepresidenta Sarah Palin, tras repetirlo durante uno de los debates de la campaña: «*Drill, baby, drill*».

Son varias las condiciones que coinciden de manera simultánea hasta provocar lo que podríamos denominar una tormenta perfecta. El precio récord del petróleo, la sombra del terrorismo internacional, la vieja aspiración de independencia energética, un régimen de propiedad que permite a los dueños de terrenos reclamar la propiedad de los recursos del subsuelo, una industria consolidada de servicios y proveedores logísticos, una industria financiera tolerante del riesgo[27] (hasta en exceso, como la paralela crisis del mercado inmobiliario *subprime* haría evidente), y los miles de pequeños emprendedores inmersos en un nuevo episodio del sueño americano, la misma mezcla de aventura, riesgo y promesas de riqueza que se vivieron durante la fiebre del oro a mediados siglo XIX, o durante la del petróleo pocas décadas después, en definitiva, el perfil jubiloso que históricamente ha moldeado el carácter americano, conformarían unas condiciones ideales a las que, por último, se uniría el requisito decisivo: las favorables condiciones geológicas del Nuevo Mundo. Había empezado la revolución del petróleo y gas no convencionales[28].

El papel pivotal de Arabia Saudí

Para entender mejor la dinámica del mercado del petróleo durante este periodo, conviene volver por un momento al papel pivotal de Arabia Saudí.

---

[26] HOMANS, Charles. «Energy Independence: a Short History». *Foreign Policy,* 3 de enero de 2012.

[27] Blackwill 2014.

[28] LEVI, Michael. «The Power Surge. Energy, Opportunity and the Battle for America's Future», 1990.

No existe una definición formal de lo que se entiende por productor pivotal. Normalmente se aplica a aquel productor, dentro de un cartel, que tiene la capacidad para incrementar o reducir la producción en el corto plazo y alterar así el equilibrio en el mercado. De manera más general, podemos considerar productor pivotal a aquel cuyas modificaciones en el nivel de producción tienen un efecto mayor sobre los precios (reconociendo de esta manera que normalmente no existe un solo productor con la capacidad para influir en los precios). Hay una abundante literatura sobre las condiciones que debe reunir un productor pivotal, que pueden resumirse en las tres siguientes:

I. Tener el mayor volumen de capacidad ociosa.
II. Disponer de una cuota de mercado significativa.
III. Tener bajos costes variables, y de manera más general, tener la capacidad de incrementar o reducir la producción en el corto plazo, pudiendo así responder estratégicamente a *shocks* externos.

El departamento de energía de EE. UU. oficialmente reconoce el papel pivotal de Arabia Saudí, señalando en su página web que el país árabe, es «el mayor productor de petróleo dentro de la OPEC y también el mayor exportador» y en segundo lugar que «históricamente ha tenido también el mayor volumen de capacidad ociosa, manteniendo entre 1,5 y 2 mbd de capacidad excedentaria».

La condición de productor pivotal es, en última instancia, una cuestión empírica. La Agencia de Energía Americana incluye en su página web el siguiente gráfico, que aquí reproducimos, donde se observa cómo los cambios en la producción de petróleo de Arabia Saudí han estado históricamente muy correlacionados con las oscilaciones en los precios. Evidentemente, el productor pivotal no es el único que puede alterar los precios: el crecimiento económico, el cambio de

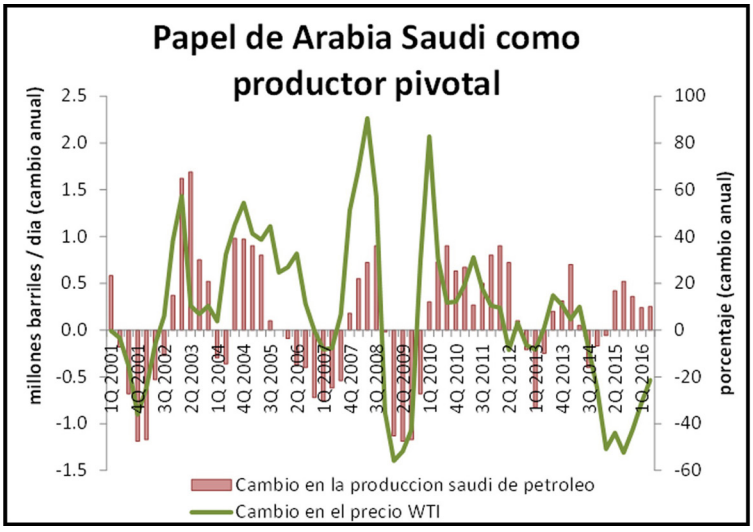


Imagen 5: Elaboración propia.

expectativas sobre el mismo, el consumo energético y sus expectativas, los cambios en la producción de países no-OPEC, y las interrupciones (imprevistas) en la producción son otros factores que históricamente han tenido un efecto significativo sobre los precios[29].

Es importante señalar que muchos de estos factores son endógenos: por ejemplo, la evolución de los precios del petróleo afecta a su vez al crecimiento económico o al consumo energético. Esto, junto al papel de las expectativas, complica enormemente el análisis econométrico de los factores determinantes del precio, en particular cuando se trata de aislar el efecto de una de las variables.

Sin perjuicio de lo anterior, el papel pivotal de Arabia Saudí ha sido históricamente reconocido, lo que explica la importancia geopolítica del país árabe y el interés de EE. UU. en preservar su estabilidad, que se ha traducido en unas privilegiadas relaciones comerciales y de asistencia militar.

¿Cómo ha cambiado este papel en los últimos años, con el desarrollo del petróleo no convencional? Conviene poner cifras a este desarrollo para dimensionarlo correctamente: desde 2008 hasta 2015, EE. UU. prácticamente ha duplicado su producción de petróleo, pasando de 6,8 a 12,7 mbd. Ha sido una reversión radical, dado que la producción de EE. UU. había caído de manera constante desde principios de los setenta. Gracias a ello, EE. UU. ha vuelto a convertirse en el principal productor mundial de petróleo, superando en 2015 a Arabia Saudí (cuya producción se situó en 12,0 mbd). En paralelo, las reservas probadas de petróleo en EE. UU. también se han duplicado, pasando de 28.400 millones de barriles en 2008 hasta los actuales 55.000 (en este caso, todavía muy lejos de los 266.000 millones de Arabia Saudí).

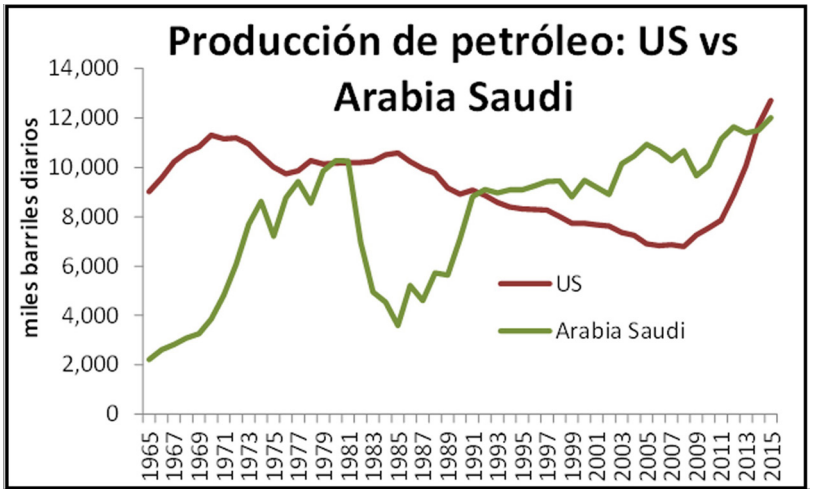


Imagen 6: Elaboración propia.

[29] What drives crude oil prices: Overview. EIA, 2015.

EE. UU. ha vuelto a ser el principal productor mundial de petróleo, condición que había perdido a principios de los noventa. ¿Significa esto que EE. UU. ha pasado a convertirse en el productor pivotal? La respuesta es no. EE. UU. carece de varias condiciones que hemos descrito como necesarias en un productor pivotal: en primer lugar, EE. UU. puede ser el primer productor mundial pero está lejos de ser el principal exportador, debido a su gigantesca demanda (que asciende a 19,4 mbd, es decir en términos netos EE. UU. importó 6,7 mbd en 2015 mientras Arabia Saudí exportó 8,1 mbd). En segundo lugar, EE. UU. no tiene cartelizada su producción de petróleo con el resto de países de la OPEC, es decir, no forma parte del cartel. EE. UU. (esto es, el Gobierno de EE. UU.) no puede incrementar o reducir su producción en el corto plazo para responder de manera estratégica a la evolución del mercado, simplemente porque no la controla. La producción de EE. UU. es el resultado agregado de miles de productores independientes. Por tanto, EE. UU. no tiene una cuota de producción asignada, y aunque la tuviese no podría controlarla de forma centralizada. Y, finalmente, los costes variables de extracción del petróleo no convencional se sitúan en la franja alta, complicando aún más la capacidad de EE. UU. de responder de manera estratégica a cambios en los precios. En definitiva, EE. UU. carece de varios de los rasgos básicos para desempeñar el papel de actor pivotal.

¿Podemos decir por tanto que Arabia Saudí sigue siendo el productor pivotal en el mercado? La respuesta es no necesariamente. La tesis aquí defendida es que Arabia Saudí ha dejado de ser el productor pivotal en el mercado sin que EE. UU. haya pasado a serlo. El papel regulador de la producción no convencional procedente de EE. UU. ha reducido de forma significativa la elasticidad del mercado petrolero mundial, erosionando con ello el papel pivotal que históricamente desempeñaba Arabia Saudí. Aunque en gran medida la decisión de Arabia Saudí de abandonar su papel pivotal fue voluntaria, la pregunta relevante es si, también voluntariamente, puede volver a serlo.

Ya hacia mediados de 2008, con el precio del petróleo por encima de los 100 dólares, Arabia Saudí empezó a dar muestras de su incomodidad con que estos niveles precios pudiesen destruir a largo plazo la demanda de petróleo. Pese al desplome de la economía mundial (y del precio del crudo) en 2009, la demanda de petróleo se recuperó con cierto vigor, rebotando en 2010, y mostrando un crecimiento más sostenido en los años siguientes. De forma paralela, el precio del petróleo, que había caído hasta una media de 60 dólares/barril en 2009, se recupera en los años siguientes, mostrando una notable estabilidad al situarse en una franja entre los 80 y los 100 dólares por barril.

2015 es el año clave. En ese ejercicio, se acumulan diversos acontecimientos: en primer lugar, la persistencia de los incrementos de producción en EE. UU. (solo ese año, la producción se incrementa en más de 1 mbd), que tiene efectos acumulados. En segundo lugar, el pacto nuclear entre Irán y la comunidad internacional (representada por la seis principales potencias), que limita el desarrollo nuclear iraní y, a cambio, devuelve al segundo país árabe con mayores reservas probadas de petróleo –en torno a 160.000 millones– a los mercados

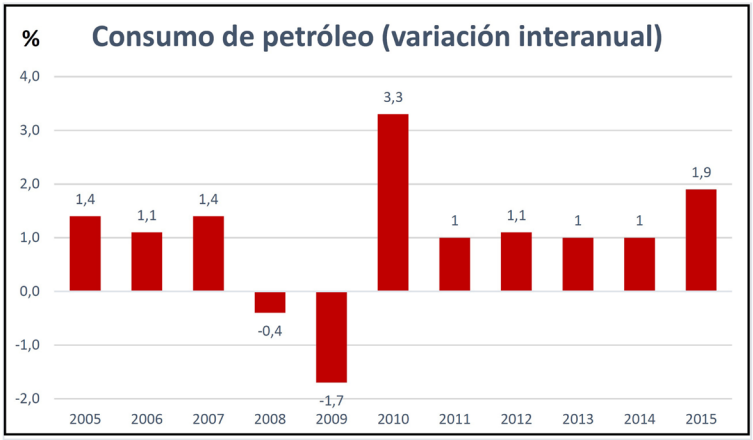


Imagen 7: Elaboración propia.

internacionales. Por cierto, ambos acontecimiento estuvieron estrechamente relacionados: habría sido muy difícil para EE. UU. imponer las restricciones sin precedentes en las exportaciones iraníes de petróleo establecidas en 2012 por la Administración Obama, que en última instancia forzaron al régimen iraní a sentarse a negociar, sin el incremento de la producción de petróleo en EE. UU. que sirvió como amortiguador de las posibles disrupciones[30].

Pero, quizás más importante, es una reunión que tiene lugar apenas unos meses antes del inicio de 2015. Es una reunión de la OPEC en la que no va a pasar nada. El precio del petróleo ha caído de manera continua desde mediados de ese año, casi un treinta por ciento. Durante la reunión, Arabia Saudí se opone a una reducción de la producción para atajar la caída de los precios, abanderando una postura que ya había defendido en 1985: Arabia Saudí decide defender su cuota de mercado, dejando que el precio del petróleo oscile libremente (previsiblemente, que siga cayendo), con la confianza de que esta caída terminará por expulsar a los productores no convencionales, con costes de extracción muchos más altos. Un razonamiento parecido al que, dos décadas atrás, Arabia Saudí utilizó para tratar de contener el crecimiento de la producción, primero en el mar del Norte y más adelante en Venezuela.

La estrategia saudí tiene dos debilidades notorias: la primera, su éxito depende de que el periodo de precios bajos sea relativamente corto (o mejor dicho, que la capacidad de resistencia de los productores no convencionales sea menor a la de los países OPEC de sostener la caída de sus ingresos fiscales); la segunda debilidad es que presupone que, más adelante, cuando el precio del petróleo se recupere, los productores no convencionales no regresarán al mercado.

[30] BLACKWILL, Robert D. y O'SULLIVAN, Megan L. «America's Energy Edge: The Geopolitical Consequences of the Shale Revolution». *Foreign Affairs*, 18 Mar 2014.

A día de hoy, la estrategia saudí no parece haber funcionado en el primer aspecto, y ni siquiera ha sido testado el segundo: el precio del petróleo se desplomó hasta un mínimo de 30 dólares, y se ha mantenido por debajo de los 50 dólares. Ello no ha sido óbice para el mantenimiento de la producción no convencional, que ha demostrado una capacidad de ajuste de costes por encima de lo esperado. La fallida estrategia saudí, de hecho, ha sido esgrimida como una de las causas de la salida del todopoderoso ministro saudí del petróleo Ali al-Naimi en mayo de 2016, después de dos décadas en el cargo, tras el ascenso al trono del nuevo monarca saudí Salman bin Abdulaziz. Como constatación final del fracaso de la estrategia saudí, a finales del pasado mes de noviembre la OPEC anunciaba su primer recorte en la producción en ocho años, echando el cierre a la batalla por expulsar a la producción no convencional del mercado.

Como indicábamos, el papel de productor pivotal es solo un rol voluntario. En 1985, Arabia Saudí ya anunció que renunciaba a actuar como productor pivotal y como tal modificar su producción para estabilizar el precio del petróleo, optando en cambio por preservar su cuota de mercado. La cuestión principal ahora, como ya lo era entonces, es si pasado este periodo transitorio (de renuncia voluntaria al papel pivotal), Arabia Saudí, puede recuperarlo. Es bien conocido, o al menos así se enseña en las escuelas de negocios, que las guerras de precios tienen efectos muy dañinos sobre todos los participantes, tanto sobre los perdedores como sobre los supuestos ganadores. Es mucho más fácil empezar una guerra que detenerla. De hecho, esto fue lo que ocurrió en la década de los noventa, cuando el exceso de oferta de petróleo se prolongó durante más de una década. Solo a finales de la década, una concatenación de circunstancias permitió ajustar la sobreproducción y, con ello, devolvió a Arabia Saudí su papel central en el mercado del petróleo.

Por recurrentes que sean las comparaciones históricas, y en este repaso a la política energética de EE. UU., hemos seguramente abusado de ellas, no existen dos ciclos que sean por completo idénticos. Señalemos a continuación las singularidades del actual ciclo de precios bajos del petróleo.

La primera es que existen razones para pensar que la duración del periodo de precios bajos podría ser más corta que en el pasado. En primer lugar, es cierto que la producción de petróleo no convencional se ha mantenido (en realidad, ha descendido alrededor de un 15 %[31]), pero las actividades de exploración han sufrido un brusco descenso (de 780.000 millones de dólares en 2014 a unos 440 en 2016). Por su parte, los pozos convencionales registran una caída en su producción de alrededor de 2 mbd cada año (un volumen significativo sobre una producción total que en 2015 se situó en 91,6 mbd). Y el volumen de nuevas reservas de petróleo convencional descubiertas ha caído de manera continua desde 2010, cayendo en 2015 hasta un mínimo histórico de los últimos 70 años[32]. Y finalmente, existe una notable incertidumbre sobre el volumen de reservas de

31 *World Energy Outlook 2016*.
32 Ibíd.

petróleo no convencionales (solo en EE. UU. se han estimado entre un mínimo de 30.000 y un máximo de 120.000 millones de barriles) y sobre la capacidad de recuperación de los pozos, por razones no solo geológicas, sino también económicas, ya que la propia estructura de la industria, muy atomizada, puede estar provocando un efecto bien conocido en la historia económica, conocido como la «tragedia de los comunes», que de hecho ya se registró en el propio desarrollo de los pozos convencionales en EE. UU. a finales del siglo XIX. La consolidación de la industria petrolera, con la aparición de las grandes petroleras integradas, hizo que estas utilizaran un horizonte de explotación de los pozos más largo, menos cortoplacista que los productores independientes, evitando la sobreexplotación de los pozos. Esta transición todavía está pendiente en la producción no convencional.

Por el lado de la demanda, también aparecen los primeros síntomas de corrección del desajuste en el mercado petrolero. Los bajos precios del petróleo provocaron que en 2015 se registrase el mayor crecimiento del consumo de petróleo en el último lustro, que se prevé se mantenga al cierre de 2016.

El segundo conjunto de singularidades del ciclo actual, son efectos de tipo estructural. Puede que cada fase del ciclo tenga rasgos comunes (por ejemplo, la dinámica, con un periodo de precios altos que incrementa la inversión en exploración, un desajuste mayor en el incremento de la oferta que en la reducción de la demanda, lo que a su vez genera un exceso de producción al que sigue una corrección de los precios, produciéndose entonces una parada de las inversiones, contracción de la oferta, etc.) pero los factores estructurales que cada ciclo genera son en gran medida idiosincráticos. Hagamos un breve repaso de algunos de estos efectos en el actual ciclo.

El primero es el papel futuro de las reservas no convencionales. Pese a la notable incertidumbre, ya indicada, incluso los escenarios más pesimistas dan un papel fundamental a la producción no convencional al menos hasta 2020, periodo durante el cual se espera que la práctica totalidad del incremento de la oferta sea producción no convencional. Debe contemplarse la posibilidad, cada vez más plausible, de que el periodo de precios bajos finalizase relativamente rápido sin que ello implicase la expulsión del mercado de los productores no convencionales.

Parece claro que la producción no convencional ha venido para quedarse, al menos durante los próximos años, lo que necesariamente implicará una pérdida de peso relativa de los países OPEC. Las ramificaciones se abren a partir de 2020. Si la producción no convencional se extiende a otras regiones, estaremos ante una dinámica nueva en el mercado del petróleo. Si no es así, la situación a partir de 2020 se parecerá bastante a la vivida desde principios de los setenta dada la concentración de reservas probadas entre los países de la OPEC (principalmente Arabia Saudí, Irak e Irán).

Pero antes de irnos tan lejos volvamos a los efectos estructurales del actual ciclo de precios bajos del petróleo. Hemos analizado ya el caso de Irán, donde se

ha reconducido un enfrentamiento que tenía un enorme potencial desestabilizador, aun con las necesarias cautelas sobre el acuerdo, que se han acrecentado tras el triunfo de Trump en las elecciones americanas, asunto sobre el que volveremos en el último capítulo.

Un segundo efecto dentro de la OPEC ha recaído sobre Arabia Saudí. En este caso, hay de hecho dos vectores en sentidos opuestos. Por un lado, el ciclo de precios bajos, unido a factores accidentales como la muerte del rey Abdalá bin Abdelaziz, han provocado unos todavía tímidos pero significativos impulsos reformistas en el sector petrolero saudí. Ya hemos mencionado la sustitución del ministro del petróleo, a la que habría que añadir el tentativo plan de hacer cotizar en los mercados de capitales un 5 % de la compañía nacional Aramco[33], lo que constituiría un hito sin precedentes desde su nacionalización. Si estos impulsos se materializasen, una gestión más profesionalizada del sector petrolero en Arabia Saudí podría poner fin a décadas de infrainversión en exploración y revertir la progresiva pérdida de reservas probadas en el reino saudí y el deterioro de su capacidad de producción.

Un efecto en el sentido contrario es el siguiente: durante años se ha especulado con la posibilidad de que las reservas petroleras saudíes estuvieran sobreestimadas. Ya en 2005, un libro de un banquero de inversión americano que tuvo una notable repercusión, advertía de esta posibilidad[34]. En 2008, el propio presidente Bush levantó dudas sobre la capacidad petrolera saudí después de que el país árabe se negase a incrementar la producción en un entorno de precios récord. Posteriormente, una comunicación confidencial entre un ejecutivo saudí y la administración americana, hecha pública a través de la filtración de datos conocida como *Wikileaks*, señalaba que las reservas saudíes podían estar sobrestimadas en alrededor de un 40 %[35]. Si estas sospechas fuesen correctas, el ciclo del petróleo que arranca después de la reunión de la OPEC de noviembre de 2014 reuniría las condiciones perfectas para poner al descubierto las debilidades de la industria saudí: el incremento de la producción saudí con el objetivo de mantener su cuota de mercado, combinado con un entorno de precios bajos que lastra las inversiones en nueva exploración y tensiona las cuentas públicas, lo que a su vez podría hacer necesario incrementar la participación del Estado saudí en las rentas petroleras. No sería de extrañar, por tanto, que de persistir este ciclo de precios bajos durante un tiempo mayor del inicialmente previsto por el reino saudí, y de ser ciertas las sospechas sobre la capacidad petrolera saudí, su papel como productor pivotal podría verse seriamente comprometido.

Dicho esto, conviene señalar que la supuesta sobreestimación de las reservas saudíes casa bastante mal con la estrategia seguida por el país árabe de pre-

[33] «The big float». *The Economist*. 30 de abril del 2016.

[34] SIMMONS, Matthew. «Twilight in the Desert: The Coming Saudi Oil Shock and the World Economy». 2005.

[35] «WikiLeaks cables: Saudi Arabia cannot pump enough oil to keep a lid on prices». *The Guardian*, 8 de febrero del 2011.

servar su cuota de mercado en el mercado internacional de crudo. Como también, por cierto, con el riesgo de deterioro del valor de las reservas (*stranded assets*, en inglés), un concepto muy en boga en relación con el análisis de los denominados riesgos climáticos, abanderado por el gobernador del Banco de Inglaterra, Mark Carney.

Pasemos a analizar los efectos estructurales sobre otro de los principales países productores de la OPEC, Venezuela. En ocasiones se ha denominado a Venezuela el productor marginal, en contraposición al papel pivotal de Arabia Saudí. Este dudoso honor se justifica por los altos costes de extracción del crudo pesado venezolano, que según algunas estimaciones serían los más altos junto con los del Reino Unido y Brasil. Debido a su mayor volumen que el de estos países, el coste de extracción venezolano determinaría a menudo el precio internacional del crudo. Lo cierto es que Venezuela ha desempeñado un papel importante en el mercado del petróleo en las últimas décadas, tanto en el ciclo de precios bajos de la segunda mitad de los ochenta y los noventa, como en la reducción de la oferta acordada en 1998, como ya hemos comentado. El efecto estructural del actual ciclo de precios bajos sobre el régimen venezolano se está sin duda produciendo, aunque su evolución es casi imposible de predecir. Las dificultades del régimen de Maduro para sobrevivir a las tensiones fiscales, económicas, y políticas son cada vez mayores, pero aventurar la evolución del sistema político venezolano y el de su industria petrolera durante los próximos años, excede con mucho el objeto de este análisis.

Un efecto estructural más claro se ha producido sobre México, donde el actual ciclo ha provocado una reforma petrolera, incluida una modificación de la constitución, que hace tan solo algunos años se antojaba inimaginable. Pese a las dudas que todavía despierta la evolución de la reforma energética en México[36], es evidente que estos esfuerzos van en la dirección correcta para revertir décadas de progresiva del sector petrolero mexicano. Sin embargo, la reforma petrolera mexicana podría, en el mejor de los casos, estabilizar el país centroamericano, sin duda con importantes efectos geopolíticos, pero difícilmente tendrá un impacto significativo en los mercados internacionales, dado el limitado volumen de la producción mexicana (alrededor de 2,6 mbd que en los escenarios optimistas podría incrementarse hasta 3,0-3,5 mbd en 2030).

Y una última incógnita es Rusia, el mayor productor no-OPEC de crudo después de EE. UU. Los productores rusos han mostrado una notable capacidad de resistencia en el actual ciclo, y de hecho Rusia alcanzó en 2015 su récord histórico de producción, con 11,1 mbd. Dada la estructura fiscal rusa, las caídas en el precio del petróleo son absorbidas en su mayor parte por el Estado ruso. Las dudas, por tanto, son más de orden fiscal y político: cuánto tiempo adicional está en condiciones de soportar el Estado ruso una caída continuada de los ingresos fiscales, que se agrava debido a las sanciones económicas impuestas por los países europeos a raíz de la intervención militar en Ucrania. De nuevo, la situación

[36] «Mexico Energy Outlook». *World Energy Outlook* Special Report, 2016.

es de una notable incertidumbre. En todo caso, el envejecimiento demográfico ruso, las debilidades estructurales de su economía, las tensiones generadas en su búsqueda de un espacio geopolítico propio, y la propia evolución política interna, sugieren una continua pérdida de influencia rusa durante las próximas décadas, con una evolución paralela del papel de su industria petrolera en los mercados internacionales.

Hemos resumido en esta sección algunos efectos parciales del actual ciclo petrolero, tratando de distinguir entre las dinámicas repetidas en otros ciclos pasados, y sus efectos estructurales sobre el mercado. Volveremos, en la última sección, sobre estos efectos tratando de recomponer las piezas en un esquema más sistemático, teniendo en cuenta sus complejas interrelaciones, y la dirección que sobre los mismos podría tener la nueva administración americana.

Las consecuencias geopolíticas del desarrollo del gas no convencional en EE. UU.: ¿La integración de los mercados mundiales del gas?

El gas natural ha desempeñado históricamente el papel de «hermano menor» del petróleo, o incluso el de «hermano huérfano»[37]. Su peso en la matriz energética es efectivamente más reducido, aunque no a mucha distancia. En EE. UU., el gas natural representa el 31,3 % del consumo total de energía primaria, solo ligeramente por detrás del petróleo (37,3 %). A nivel mundial, la distancia es algo mayor (23,8 % para el gas natural y 32,9 % para el petróleo respectivamente[38]).

Es cierto que el peso del gas natural se ha incrementado a lo largo del tiempo. En 1965, el gas natural apenas representaba un 15 % de la matriz de energía primaria mundial. Sin embargo, curiosamente, su peso era ya muy significativo en EE. UU., donde en términos porcentuales, se encontraba en unos niveles similares a los actuales.

Las diferencias del gas natural respecto al petróleo van más allá de su diferente peso en la matriz primaria: la más importante es la diferente dimensión de los mercados. Debido a sus mayores costes de transporte a larga distancia, los mercados del gas natural son básicamente regionales, mientras que el del petróleo es verdaderamente global.

Otra importante diferencia es que el mercado del gas está, de forma natural, menos expuesto a una cartelización que el petróleo, debido a las mayores necesidades de inversión para el aprovechamiento de los recursos. Se ha estimado que para obtener un 1 por ciento de capacidad adicional de la producción mundial de gas es necesaria una inversión de 13.800 millones de dólares, frente a solo 2.200 en el caso del petróleo. Y la teoría económica predice con acierto

37 YERGIN, Daniel. «The Prize: The Epic Quest for Oil, Money & Power», 1990.
38 Fuente: *BP Statistical Review* 2016.

que es mucho más complicado cartelizar incrementos de capacidad que de los niveles de producción.

Por un motivo parecido el mercado del gas natural ha estado históricamente sujeto a una menor volatilidad. La sobreproducción de gas es mucho más cara que la del petróleo, lo que lleva a corregir más rápidamente los desequilibrios del mercado de gas natural.

Finalmente, cabe señalar la importancia que el petróleo tiene en el sector del transporte, que le otorga un papel decisivo en términos militares y geopolíticos. Por ejemplo, fue la falta de combustible la que impidió a las fuerzas aliadas dirigidas por el general Eisenhower alcanzar Berlín antes que el ejército ruso durante los últimos meses de la II Guerra Mundial, lo que tendría consecuencias geopolíticas durante al menos el siguiente medio siglo[39].

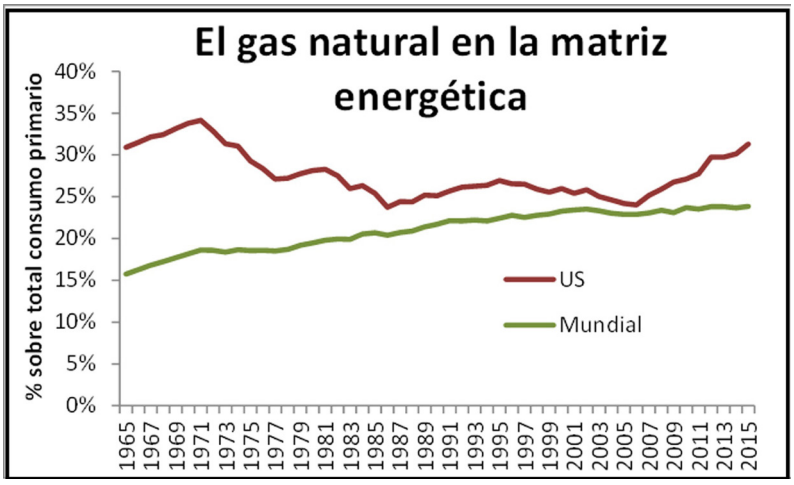


Imagen 8: Elaboración propia.

Para poner en perspectiva el papel del gas natural en la política energética de EE. UU., y analizar las consecuencias de los cambios registrados durante los últimos años, haremos un repaso histórico, mucho más breve en este caso, de su papel en la matriz energética de Estados Unidos.

Podemos volver de hecho por un momento a la II Guerra Mundial, cuando el racionamiento de combustible era una amenaza constante para las fuerzas aliadas y comenzaba a causar estragos en la vida cotidiana de los americanos. El presidente Roosevelt escribió a su secretario del interior una carta con una original idea: «Me gustaría que usted pusiese a parte de su equipo a trabajar en la posibilidad de usar gas natural. Según me han comentado, hay un número de pozos en el oeste y el sudoeste del país donde prácticamente no se ha

[39] BEEVOR, Antony. «The Fall of Berlin», 1948.

encontrado petróleo pero en los que existe sin embargo una inmensa cantidad de gas natural sin utilizar al encontrarse demasiado lejos de las zonas pobladas[40]».

No se trataba lógicamente del descubrimiento de un nuevo combustible, cuyas aplicaciones eran bien conocidas, pero cuyas posibilidades, se pensaba, estaban severamente limitadas por su coste de transporte. Lo que el presidente Roosevelt proponía no era un descubrimiento pero sí una medida insólita: utilizar el gas natural para cubrir la escasez de petróleo. El contexto regulatorio era el propicio. En 1938, se había aprobado la *Natural Gas Act*, que ponía bajo control público la red de transmisión interestatal de gas natural. La construcción de la gran red de gasoductos en EE. UU. comienza entonces a partir de los años cuarenta, y permitiría conectar las reservas de gas en el sudoeste con los centros de consumo industriales y urbanos en el noreste, y las reservas de Nuevo México y Texas con los centros de consumo en California. El gas vivió su primera fase de expansión hasta mediados de los setenta. Tanto fue su éxito que a punto estuvo de morir de ello. En el duro invierno de 1976-77, parte del Medio Oeste tuvo que cerrar sus escuelas y fábricas por falta de suministro de gas. La principal razón no era de tipo geológico sino económico. Los bajos precios del gas, fuertemente regulados, habían provocado una progresiva reducción de la oferta disponible. Para corregir este desequilibrio, la Administración Carter abordó la desregulación de los precios del gas, que se convirtió en una de las batallas domésticas más cruentas durante su presidencia. El secretario de energía James Schlesinger llegó a declarar al respecto: «Ahora sé cómo debe ser el infierno». La *Natural Gas Policy Act* de 1978 inició la desregulación del mercado del gas en EE. UU. Como parte de aquel paquete legislativo, el Congreso aprobó también la *Fuel Use Act*, que dispensaba un curioso tratamiento al gas natural: se prohibía su utilización para generar electricidad, reservando su uso para actividades que se consideraban de mayor valor añadido, como procesos industriales, refrigeración y calefacción. Al gas natural se le conocía entonces como el «príncipe de los hidrocarburos». Había pasado de huérfano a heredero en apenas treinta años.

La desregulación de los precios cumplió su función y el sector mantuvo su fuerte crecimiento. A principios de los noventa, se levantaron las restricciones para la producción de electricidad a partir de gas natural, y empezó lo que se conoció como el «*dash for gas*», no solo en EE. UU. sino también en Europa. En la actualidad, de hecho, la generación de electricidad constituye el principal consumo de gas natural en EE. UU. (alrededor de un 35 %), seguido del consumo industrial (30 %) y doméstico (cerca de un 20 %[41]). Durante los últimos 20 años, la generación de electricidad ha sido responsable de la totalidad del crecimiento de la demanda de gas en EE. UU. al haber disminuido tanto el consumo industrial como el doméstico.

[40] YERGIN, Daniel. «The Quest: Energy, Security, and the Remaking of the Modern World», 2011.
[41] Fuente: EIA.

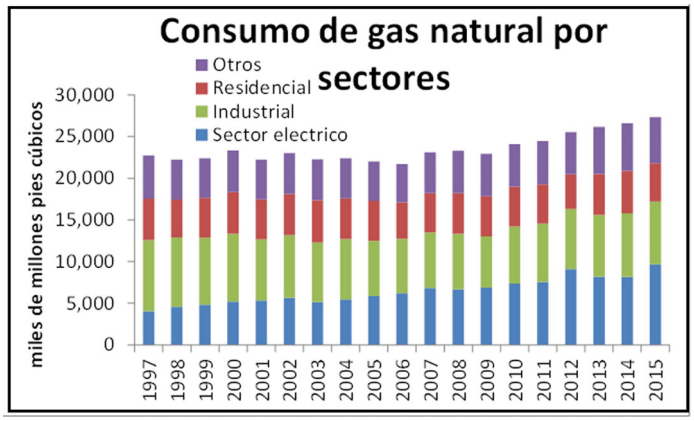


Imagen 9: Elaboración propia.

La mayor parte del gas natural consumido en EE. UU. se produce internamente: las importaciones representan menos del 10 % de la demanda (y en términos netos, descontando las exportaciones, menos del 5 %).

La mayor parte de las importaciones (cerca del 97 %) llegan a Estados Unidos a través de las conexiones por gasoducto con Canadá, mientras una pequeña cantidad lo hace procedente de México y otra en forma de gas natural licuado (GNL), de Trinidad y Tobago.

La situación de EE. UU. es hasta cierto punto acusada, pero no por completo singular en una comparativa internacional. A nivel mundial, el porcentaje de gas natural que procede de un país distinto a aquel donde se consume es del 30,1 % frente a un 65 % del petróleo y sus derivados. Además, el mercado del gas natural es mucho menos flexible. Alrededor de dos terceras partes de las transacciones internacionales de gas ocurren a través de gasoductos, que por definición restringen los desplazamientos de las moléculas. Además, incluso el tercio que se comercia en forma licuada (GNL, aproximadamente el 10 % del consumo) está sujeto en muchas ocasiones a cláusulas que prohíben su reexportación a terceros países.

No existe por tanto un único mercado de gas natural a nivel internacional, sino múltiples. Los más importantes por volumen son los que abastecen la Unión Europea (con importaciones netas de alrededor de 265 bcm, algo más del 60 % de su consumo anual), y Japón y Corea (175 bcm, el 98 % de su consumo). Los principales núcleos exportadores son Rusia (180 bcm), Oriente Medio (120 bcm), el Caspio (80 bcm) y el norte de África (53 bcm). Pero como decimos no son los únicos, existen multitud de mercados regionales conectados por ductos de decenas o centenares de kilómetros.

EE. UU. también ha vivido su particular revolución del gas no convencional. Para ser precisos, fue precisamente en la extracción de gas donde se generalizaron las técnicas de fractura hidráulica y perforación horizontal a finales de la

década pasada, que han incrementado de la producción de gas natural en EE. UU. alrededor del 50 % desde 2007.

Al contrario que en el caso del petróleo, las consecuencias sobre los mercados internacionales del gas natural han sido menores, principalmente, como señalábamos, por la ausencia de un verdadero mercado internacional como tal. Sin embargo, ello no quiere decir que no hayan existido consecuencias geopolíticas, sino que su manera de filtrase, de manifestarse, ha sido menos obvia.

La primera consecuencia es que EE. UU. ha vivido una suerte de dividendo económico y social. El incremento de la producción norteamericana a partir de 2007 ha desincronizado los precios internos de los internacionales (mejor dicho, de los de otros mercados). El precio del gas natural en EE. UU. se sitúa desde entonces en una franja entre 2 y 4 $/Mbtu, aproximadamente la mitad que los precios en Europa y una tercera parte de los precios en Japón, diferencias mucho mayores que las registradas en el pasado. EE. UU. se ha beneficiado de ello de diversas formas: a través de un incremento del consumo doméstico, pero también de una ganancia de competitividad en el sector industrial, que ha vigorizado algunos sectores como el químico. El dividendo del gas ha tenido un efecto doble sobre la economía norteamericana: por un lado, de carácter cíclico, contribuyendo a una recuperación tras la crisis financiera de 2008-09 mucho más vigorosa que la registrada en otras partes del mundo; por otro lado, de tipo estructural, con ganancias de competitividad que han provocado una reactivación de industrias que durante décadas habían sufrido un continuo declive en EE. UU.

Una segunda consecuencia es el desplazamiento de otras fuentes de energía primaria. En 2015, la producción eléctrica a partir de gas natural superó por primera vez en EE. UU. la producción a partir de carbón, un hito que no se habría producido sin la caída de los precios del gas natural. Se estima que desde 2012 cerca de 44 GW de plantas de generación eléctrica a partir de carbón han sido cerradas[42], a lo que también ha contribuido las limitaciones impuestas por la Administración Obama a través de la EPA a las emisiones procedentes de las plantas existentes, mediante el denominado *Clean Power Plan* de 2015. De hecho, bajo los actuales escenarios de precios, la generación eléctrica a partir de gas es más competitiva en EE. UU. que la generación a partir de carbón con independencia del factor de utilización de las plantas, mientras que por ejemplo en Asia, el gas solo es más competitivo que el carbón para atender puntas de demanda (es decir, para un factor de utilización de las plantas por debajo del 35 %[43]). De hecho, la sustitución de carbón por gas natural ha permitido a EE. UU. cumplir con los compromisos de reducción de emisiones, contenidos pero nunca ratificados, en el protocolo de Kyoto.

---

42 LADISLAW, Sarah O. «US Election Note: Energy and Climate Policy After 2016». Chatham House.

43 *World Energy Outlook 2016.*

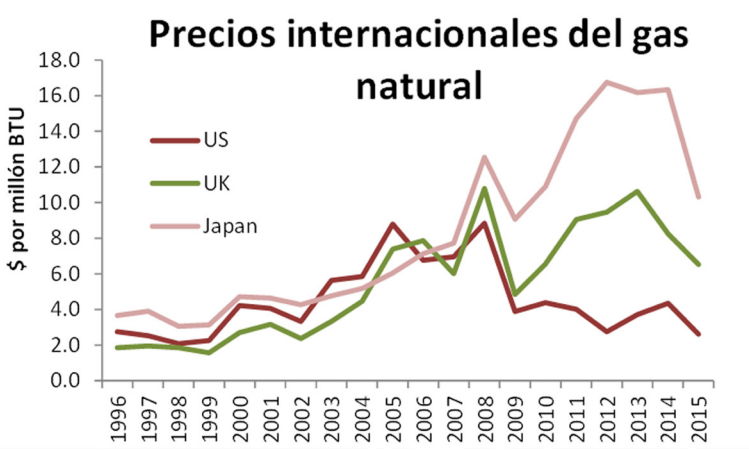


Imagen 10: Elaboración propia.

Un tercer conjunto de consecuencias puede identificarse sobre los mercados de gas en sí mismos. Como hemos dicho, se trata seguramente de los resultados menos visibles pero los más importantes: los efectos a largo plazo dependen de si la producción de gas no convencional en EE. UU. altera de una forma estructural la dinámica de los mercados internacionales. De lo contrario, podría suceder que el dividendo del gas en EE. UU. corriese una suerte parecida al descubrimiento de las reservas de hidrocarburos en el mar del Norte, que ha beneficiado a los países productores (Reino Unido y Noruega, principalmente) como un maná caído del cielo, incrementando la renta disponible durante algunas décadas sin modificar de manera sustancial los equilibrios internacionales en los mercados.

En este sentido, cabe señalar que en EE. UU. se están construyendo en la actualidad plantas de regasificación de gas, para ser utilizadas para su exportación, con una capacidad agregada de alrededor de 75 bcm, cuya entrada en funcionamiento se producirá de manera gradual durante los próximos años. Se trata aproximadamente del 50 % del total de la capacidad de regasificación que se está construyendo actualmente a nivel mundial. Esta capacidad contribuirá a un incremento del volumen del comercio internacional de gas (la AIE prevé que crezca a ritmos anuales del 2,1 % frente a un 1,5 % del consumo), principalmente a través de GNL, que podría incrementar su cuota hasta superar al transporte a través de gasoducto en la década de 2030. Esto podría beneficiar, además de a EE. UU., a aquellos países que están apostando fuertemente por las infraestructuras de GNL, como Australia, y más adelante, Canadá y Turkmenistán, e incluso Mozambique y Tanzania en África. Dentro de Oriente Medio, podría beneficiar a Catar (más orientado al GNL) en detrimento de Irán (más orientado a las conexiones por gasoductos, gracias a su posición estratégica). Entre el grupo de los consumidores, Europa estaría en condiciones de obtener réditos significativos, en su búsqueda por diversificar las fuertes de suministro del gas ruso.

Menos claro, sin embargo, es que la irrupción de EE. UU. como país exportador de GNL, conduzca a una radical transformación de los mercados internacionales del gas, provocando la integración de los diferentes mercados regionales. Por volumen, la producción de EE. UU. no está en condiciones de generar un efecto semejante, aunque sin duda proveerá de una mayor flexibilidad al mercado, gracias a la típica ausencia de cláusulas de prohibición de la reexportación en las exportaciones americanas, y al techo que impondrá la producción americana (sus costes de extracción más los costes de transporte) en el precio interno del gas en los mercados de Europa y Asia.

En definitiva, la revolución vivida en el sector del gas natural en EE. UU. es semejante a la del petróleo, aunque sus consecuencias, como cabía esperar, son mucho menores. El menor peso del gas natural en la matriz primaria y, sobre todo, la dimensión nacional o a lo sumo regional de la mayoría de mercados de gas, hacen que la resonancia de lo sucedido en EE. UU. sobre el resto del mundo sea más débil. Dicho lo cual, sus efectos no son en absoluto despreciables. En primer lugar, se está produciendo una evolución hacia la comoditización del gas natural que no obstante está todavía lejos de producirse. Los efectos son también importantes sobre otros mercados conexos, principalmente los mayores consumidores de gas, como el propio sector eléctrico (donde la sustitución de carbón por gas natural en EE. UU. tiene visos de ser estructural) o el sector industrial, con un apreciable repunte de la actividad en industrias intensivas en el consumo de gas natural.

La evolución de política de los EE. UU. en la lucha contra el cambio climático y los planes energéticos de la Administración Trump

Puede parecer una contradicción, con tintes casi provocadores, dedicar un capítulo conjunto al presidente electo Donald Trump y la política de EE. UU. en la lucha contra el cambio climático. Existe, sin embargo, una razón para ello. A día de hoy, la política contra el cambio climático (o mejor dicho, la ausencia de ella) podría ser la única certeza respecto a la política energética de la nueva Administración Trump. De hecho, como veremos, ni siquiera esto está claro. Pero, en comparación, todo lo demás son verdaderos interrogantes. A día de hoy, resulta aventurado, casi aleatorio, predecir la dirección de la Administración Trump en casi cualquier materia, incluida la energética. Todo lo más, puede predecirse un incremento de la incertidumbre y, por ende, de la volatilidad en los mercados. Analizaremos en este capítulo la evolución de la política americana contra el cambio climático, para cerrar con unas líneas, apenas unas intuiciones sobre la futura política energética de la Administración Trump y sus consecuencias geopolíticas.

EE. UU., no solo fue uno de los países firmantes de la Convención Marco de Naciones Unidas contra el cambio climático en Río de Janeiro 1992, sino que hasta cierto punto puede decirse que los movimientos de concienciación de los efectos de la acción humana sobre el medio ambiente tienen su

origen en EE. UU[44]. EE. UU. firmó también el Protocolo de Kyoto en 1998, durante el segundo mandato de la presidencia de Clinton. Este periodo, sin embargo, estuvo marcado por el dominio republicano de las cámaras legislativas y el fuerte enfrentamiento político que desembocó en el intento de destitución del presidente. En medio de este enfrentamiento, el Senado aprobó en 1997 la denominada *Byrd-Hagel Resolution*, que rechazaba cualquier acuerdo internacional que no exigiese a los países en desarrollo reducir sus emisiones de CO_2 y que pudiese «dañar la economía de EE. UU.». Esta resolución fue aprobada por un resultado incontestable en el Senado (95-0). Por tanto, cuando Clinton firmó el Protocolo de Kyoto, su estampa tenía un valor eminentemente simbólico, porque para entonces ya era evidente que las posibilidades de aprobar este Protocolo en el Senado eran prácticamente nulas. El Protocolo, de hecho, nunca se llegó a enviar al Senado para su ratificación.

La exención de los países en desarrollo del anexo 1 de Kyoto fue siempre la razón esgrimida por el partido republicano para justificar su rechazo al acuerdo. En marzo de 2001, al poco de acceder a la Presidencia, Bush anunciaba formalmente que EE. UU. renunciaba a implementar Kyoto.

Como ya hemos señalado, la política de acción climática fue en gran medida marginada por la Administración Bush. Esta situación de partida no hizo sino agravarse a partir de los atentados de las torres gemelas del 11S, que pondría la lucha contra el terrorismo internacional como prioridad absoluta de la Administración americana. Solo puede dibujarse una derivada parcial, ya comentada. La guerra de Irak supuso, por un lado, el alejamiento de EE. UU. de sus aliados clásicos dentro de la OPEC, en especial Arabia Saudí, que se había opuesto a la intervención armada. Por otro, la caótica gestión de la posguerra iraquí, cuando el desmantelamiento de la administración baazi disparó la violencia en Irak, hizo que se estrecharan las relaciones entre el petróleo iraquí y las actividades terroristas. Fue a partir de entonces cuando Bush promovió el desarrollo de fuentes alternativas al petróleo, aunque nunca retomó un papel activo en la lucha contra el cambio climático.

Esta situación cambió a partir de la llegada de Obama a la Casa Blanca en 2008. Obama asistió a la cumbre de Copenhague en 2009, aunque a la vista de su bloqueo, la abandonó antes de su finalización. Una de las lecciones que pareció extraer fue la necesidad de complementar el multilateralismo de la negociación climática, con el liderazgo de las principales potencias. Esta nueva estrategia, combinada con la nueva orientación al Pacífico de la política exterior norteamericana (conocida como «*pivot to Asia*») facilitó el histórico acuerdo, en noviembre de 2014, entre EE. UU., y China, para reducir sus emisiones durante las dos

[44] En este sentido, se señala habitualmente a la obra *Silent Spring*, de Rachel Carson, que advertía del efecto de los pesticidas en el medio ambiente, como la denuncia original que dio origen a los movimientos ecologistas.

próximas décadas[45]. El acuerdo dio un impulso decisivo a la negociación climática internacional que culminaría exitosamente en París en diciembre de 2015.

¿Qué perspectivas se abren para este acuerdo climático tras la elección de Trump? El análisis de las propuestas de Trump en materia energética tiene la dificultad de que no nos encontramos ante un programa electoral al uso. Frente al prolijo detalle de las propuestas de la candidata del Partido Demócrata, las de Trump no dejan de ser una serie de ideas-eslóganes, hilvanadas en discursos, intervenciones televisivas, o mensajes en las redes sociales.

El grueso de sus propuestas en materia energética (denominadas «*America First energy plan*») fueron anunciadas en el mes de mayo en un discurso en Dakota del Norte, uno de los lugares emblemáticos en el incremento de la producción no convencional de hidrocarburos durante los últimos años. Durante este discurso, Trump acusó a Hillary Clinton de «haber declarado la guerra a los trabajadores americanos» y de «querer cerrar todas las minas de carbón» y al presidente Obama de «querer eliminar la producción de petróleo y gas natural en América». También acusó al Departamento de Justicia de haber interpuesto una demanda contra las compañías petroleras de Dakota del Norte por la muerte de «28 pájaros» mientras «los proyectos eólicos de la Administración matan más de un millón de aves cada año». Más allá de estas soflamas, Trump anunció una serie de medidas concretas, entre ellas las siguientes:

- Incluir la «supremacía energética americana» entre los objetivos estratégicos económicos y de política exterior de EE. UU.
- Alcanzar la independencia total energética respecto a los países de la OPEC o de cualquier otra nación hostil.
- Remover todos los obstáculos administrativos para la exploración, y adoptar una posición neutral respecto al desarrollo de nuevas tecnologías, por ejemplo entre las renovables y la nuclear.

De manera aún más concreta, Trump detalló un conjunto de medidas que formarían parte de su plan de acción para los primeros 100 días, que incluían las siguientes medidas de política energética:

- Anular todas las decisiones ejecutivas adoptadas por el presidente Obama durante los últimos años en materia energética y climática, entre ellas el *Cimate Action Plan* y la *Waters of the US rule*.
- «Salvar» a la industria del carbón.
- «Solicitar» a Trans Canada que vuelva a presentar los permisos para la construcción del oleoducto Keystone, un ducto de casi 2.000 kilómetros para unir las reservas petroleras de Alberta en Canadá con las refinerías en Texas e Illinois, y que fue rechazado por la Administración Obama en 2015.

[45] El acuerdo compromete a EE. UU. a reducir sus emisiones, antes de 2025, entre un 26 y un 28 % respecto a 2005, y a China a alcanzar el pico de sus emisiones antes de 2030, y a que en esta fecha el 20 % de su energía provenga de tecnologías no emisoras (renovables, nuclear y secuestro y almacenamiento de CO_2).

- Levantar todas las restricciones sobre exploración y perforación de hidrocarburos.
- «Cancelar» el acuerdo del clima de París y suspender todas las contribuciones de EE. UU., a los programas de lucha contra el cambio climático de Naciones Unidas.
- «Deshacerse» del acuerdo nuclear con Irán (una de las frases preferidas de Trump era que mientras Obama levantaba las sanciones económicas sobre Irán, imponía sanciones económicas sobre América, en referencia a las limitaciones para la exploración de nuevos yacimientos).

Como señalábamos, es difícil analizar las implicaciones de esta colección de propuestas, muchas de ellas meros exabruptos propagandísticos, mientras otras son meras declaraciones de principios (como «salvar» a la industria del carbón, que claramente va más allá de la capacidad incluso del presidente de EE. UU.).

La propuesta sobre el oleoducto Keystone o sobre las restricciones de exploración y perforación son mucho más concretas, aunque levantan algunas dudas debido a la posible invasión de competencias de agencias formalmente independientes del ejecutivo americano. Es posible que levantar las restricciones para la exploración consolide o aumente la producción no convencional, aunque es dudoso que estas restricciones hayan supuesto un verdadero freno a la expansión del sector durante los últimos años.

Es en materia climática, sin embargo, donde las decisiones del presidente Trump pueden tener un efecto más inmediato. Durante los últimos años, gran parte de la agenda de la Administración Obama en esta materia ha adoptado la forma de decisiones ejecutivas, mediante cambios en la regulación medioambiental, en lugar de mediante medidas legislativas, debido precisamente a la oposición de las cámaras legislativas a regular estas materias. Tras el fracaso, durante su primera legislatura, para conseguir el apoyo del Senado a su plan legislativo de lucha contra el cambio climático, Obama decidió en 2014 impulsar este plan a través de un conjunto de decisiones ejecutivas, estableciendo entre otras medidas, y por primera vez, límites máximos a las emisiones de CO_2 en las plantas de generación eléctrica (e imponiendo una reducción de estas emisiones del 32 % entre 2005 y 2030, con gravosas consecuencias económicas como alternativa). Al tratarse de decisiones ejecutivas, su cambio por la Administración Trump es mucho más fácil, aunque podría exponer al ejecutivo a demandas ante los tribunales, de manera simétrica a lo que ha ocurrido con la Administración Obama[46].

La promesa de «cancelar» el acuerdo del clima de París, aunque realizable, levanta interrogantes de índole práctico sobre cómo llevarla a cabo: la denuncia del Acuerdo de París no puede producirse antes de tres años, aunque lógicamente puede anunciarse la voluntad de denunciar el acuerdo pasado este plazo.

[46] LADISLAW, Sarah O. «US Election Note: Energy and Climate Policy After 2016». Chatham House.

Otra opción sería la denuncia de la Convención Marco de Naciones Unidas, de la que el Acuerdo de París se deriva en última instancia, aunque esta opción tiene riesgos propios, y de hecho no fue utilizada por el presidente Bush cuando decidió retirarse del Protocolo de Kyoto[47]. Finalmente, para añadir más confusión el propio presidente electo Trump ha modificado ostensiblemente sus declaraciones después de ser elegido, manifestando que mantenía una «mente abierta» sobre el acuerdo internacional de París.

La situación del sector de las energías renovables es más sólida: a finales de 2015, después de un verdadero vía crucis legislativo, el Congreso americano decidió extender los créditos fiscales (el principal instrumento de promoción de las tecnologías solares y eólicas) hasta 2020, levantando al mismo tiempo, en un típico *quid pro quo* legislativo, las restricciones a la exportación de crudo que databan de cuarenta años atrás. Es muy dudoso que Trump altere este marco fiscal, que ni siquiera ha puesto en entredicho abiertamente, debido a la inseguridad jurídica que provocaría sobre inversiones ya en marcha.

En cualquier caso, seguramente es más oportuno, en lugar de analizar las propuestas de Trump una a una, dada su volubilidad, valorarlas en su conjunto. Una posible forma de realizar este análisis, es a través del análisis de escenarios. En un reciente libro, dos profesores de la Escuela de Diplomacia de la Universidad de Kentucky[48], utilizan un original enfoque, sirviéndose del modelo International Futures (IF), desarrollado por el profesor Barry Hugues. Una de las ventajas de este enfoque es que se modelizan muchas de las complejas interrelaciones entre las variables. Por ejemplo, un escenario alto de precios del petróleo tiene consecuencias evidentes sobre el desarrollo de fuentes alternativas de energía, y sobre el poder geopolítico de los países de la OPEC. O un conflicto entre China y EE. UU., motivado por la competencia por los recursos energéticos escasos, en un entorno de fuerte crecimiento mundial, tiene efectos al alza sobre el precio del petróleo.

El análisis de escenarios, combinado con un modelo de equilibrio general como el IF, tiene la ventaja de que disciplina el análisis: no todos los escenarios son posibles, porque en algunos casos la evolución de algunas variables esta irremediablemente entrelazada (por ejemplo, la evolución del poder geopolítico de Oriente Medio y el precio del petróleo). En otros casos, sin embargo, pueden darse diferentes combinaciones de variables. Por ejemplo, hay escenarios de precios energéticos altos o bajos y de crecimiento económico fuerte o débil. Cualquiera de los cuatro escenarios es plausible.

De hecho, esta es la mayor debilidad de este enfoque. A fuerza de combinar variables, cualquier escenario acaba siendo posible. Es decir, al ir incluyendo cada

[47] RIBERA, Teresa. «Trump y el cuento chino del cambio climático». *El País*, 10 de nov. del 2016.
[48] HILLEBRAND, Evan and CLOSSON, Stacy. «Energy, Economic Growth and Geopolitical Futures».

vez más variables para enriquecer el análisis, se acaba cubriendo la práctica totalidad del espectro, lo que debilita la disciplina del análisis a la que aludíamos.

Dicho esto, el análisis de escenarios reviste un especial interés, especialmente en un contexto de fuerte incertidumbre sobre los aspectos concretos, como el que se deriva de la elección de Trump como presidente de EE. UU. Los autores definen tres variables básicas, cuyas combinaciones generan ocho escenarios posibles de evolución, sobre tres periodos (la década actual, el periodo de 2020 a 2040 y el comprendido entre 2040 y 2050). Las tres variables básicas son: crecimiento económico fuerte o débil, precios energéticos altos o bajos (que también se puede caracterizar como escasez/abundancia de recursos energéticos) y armonía o conflicto en las relaciones internacionales. ¿Cómo afecta la elección de Trump a estas tres variables?

Empecemos por la última, cuyo efecto es quizás el más claro. La elección de Trump abre un periodo de mayor conflictividad en las relaciones internacionales. Al menos, debe aclararse, mayor conflictividad que la alternativa a Trump. La posición de Trump respecto al acuerdo nuclear con Irán, que podría hacerlo descarrilar, su beligerancia con China (a la que ha acusado repetidamente de manipular su tipo de cambio), sus propuestas de bombardear Siria y los enclaves de Isis al margen de la comunidad internacional, y en definitiva, la heterodoxia y aislacionismo que podrían marcar su presidencia, alimentadas no solo por su carácter y el perfil de su equipo, sino por la naturaleza de sus relaciones con el grueso del partido republicano, que controlará el poder legislativo, auguran un periodo de mayor conflictividad en las relaciones internacionales.

La segunda variable es la escasez/abundancia de recursos energéticos. De nuevo, conviene señalar que nos referimos al escenario de una presidencia de Trump frente a la alternativa, que representaba Clinton. Y, también, que en la medida de lo posible tratamos de aislar la evolución de esta variable de la anterior, ya que en general una mayor conflictividad provoca un mayor precio de los recursos energéticos. Dicho esto, la Administración Trump podría caracterizarse por un periodo de relativa abundancia de los recursos energéticos. En primer lugar, por el levantamiento de las restricciones a la exploración y perforación tanto de recursos convencionales como no convencionales. Además, por la desaparición (o atenuación) de las restricciones para el uso de otras fuentes como el carbón, incluido su uso para la generación eléctrica. Y todo esto mientras seguramente se mantienen los incentivos para la promoción de las tecnologías renovables, cuya expansión a nivel mundial, además, no depende tan solo de la postura hacia las mismas de la Administración Trump, sino que puede perfectamente producirse al margen de la misma, sin que por ello EE. UU. deje de beneficiarse de su reducción de costes.

Y, finalmente, se encuentra, la variable crecimiento económico. Lo más probable es que respecto a esta se produzcan dos periodos diferenciados. En el corto plazo, podría producirse una cierta expansión de la economía norteamericana, debido al gigantesco plan de infraestructuras anunciado por el presidente Trump, y sus

estrechas relaciones con el sector constructor. Sin embargo, en el medio y largo plazo son muchos más los factores que pesan en el sentido opuesto. Por un lado, el proteccionismo comercial, con la defunción anunciada al acuerdo comercial transpacífico (TPPA), y transatlántico (TTIP), este último ciertamente ya severamente herido antes de la elección de Trump, y el cuestionamiento de acuerdos comerciales, como el NAFTA entre México y EE. UU., cuya vigencia se remonta a más de dos décadas y cuyos efectos, de anclaje político y promoción económica, son mayoritariamente considerados de manera muy positiva. Por otro, la insistente crítica de Trump hacia la laxitud de la política monetaria y el previsible relevo de Janet Yellen al frente de la Reserva Federal cuando expire su mandato en febrero de 2018, podrían acelerar el endurecimiento de la política monetaria, con efectos sobre el crecimiento económico a medio plazo. Y, finalmente, las muchas incertidumbres generadas por la elección de Trump, auguran un periodo de bajo crecimiento económico en el medio y largo plazo.

Si aceptamos la dirección de estas tres variables (conflictividad internacional, bajos precios energéticos y débil crecimiento económico) el escenario resultante es el que los autores denominan «retroceso global», que vendría caracterizado por «alta volatilidad y bajo crecimiento económico en los principales países, que reduce el crecimiento y debilita la estabilidad geopolítica. Las políticas comerciales proteccionistas se erigen por doquier, lo que reduce aún más el crecimiento y siembra la discordia en la comunidad internacional. El bajo crecimiento económico da lugar a una débil demanda energética, lo que combinado con nuevas fuentes de energía convencional y no convencional, conducen a una drástica reducción de los precios energéticos».

Nos encontramos ante un «tumultuoso mundo multipolar». Los productores en Oriente Medio recurren a tácticas desesperadas para retener el poder. Irán emerge como potencia regional y en varias ocasiones entra en conflicto con Israel. Rusia vive décadas de decadencia, la eurozona se rompe y el centro-norte de Europa y el sur comienzan caminos divergentes que los alejan durante las siguientes décadas. EE. UU. mantiene una lenta pero continua pérdida de poder económico y geopolítico, aunque no se termina de producir una transición de liderazgos, dado que China nunca se convierte en una economía estable y moderna, y vive en una permanente lucha intestina de las élites por el control del poder. La mayoría de los países de la OCDE son bastante más pobres en 2040 de lo que lo eran en 2020.

Lanzadas las sombras, rescatemos algunas luces. Se trata en efecto del escenario de menor crecimiento económico, pero seguramente no el peor en términos de bienestar. En otros, la coexistencia pacífica se ve amenazada por una fuerte rivalidad entre China y EE. UU., o el fuerte crecimiento económico acaba con la estabilidad climática del planeta. Puede ser que nos toque vivir un futuro conflictivo, pero será un mundo multipolar, sin grandes liderazgos, de bajo crecimiento económico pero abundancia de recursos energéticos. En resumen, un mundo sin analogía histórica, al menos durante los dos últimos siglos. Nos queda al menos el consuelo de lo novedoso.

Capítulo tercero

Energía y geopolítica en América Latina

José María Pardo de Santayana y Gómez-Olea

Resumen

En un periodo histórico de grandes incertidumbres y tensiones geopolíticas, Latinoamérica, comparativamente más estable y previsible, podría ir ganando importancia en la geopolítica global de la energía. Los progresos sociales y económicos producidos durante el «superciclo» latinoamericano del *boom* de las materias primas han reforzado a sus sociedades para afrontar el futuro. Por otra parte, la experiencia de la profunda crisis inducida por el desplome del precio del petróleo está obligando a impulsar reformas largamente necesitadas. Una región tan generosamente regalada por la naturaleza no pude dejar de ofrecer grandes expectativas. El tiempo tendrá la respuesta. Conviene prestarle atención.

Palabras clave

América Latina, geopolítica, energía, petróleo, gas natural, electricidad, renovables, crecimiento, Estados Unidos, China.

Abstract

In a historical period of great uncertainties and geopolitical tensions Latin America, comparatively more stable and predictable, could gain importance in global energy geopolitics. The social and economic developments produced during the Latin American commodities super-cycle have strengthened their societies to face the future. On the other hand, the experience of the deep crisis induced by the collapse of oil price is obliging to push for long-needed reforms. A region so generously gifted by nature offers great expectations. Time will have the answer. It is advisable to pay attention.

Keywords

Latin America, geopolitics, energy, oil, natural gas, electricity, renewables, growth, United States, China.

Introducción

Para el objeto de este trabajo nos referiremos a América Latina en el sentido amplio que integra también a México y los países latinos del Caribe. Cuando corresponda distinguiremos entre América del Sur, Centroamérica y el Caribe latino como las tres subregiones de Latinoamérica.

Este documento pretende explorar la geopolítica de la energía de América Latina, una región con un enorme potencial y que despierta gran interés en España y en el mundo. Los países productores de hidrocarburos de la región están pasando un bache e interesa conocer las perspectivas de recuperación en el medio y largo plazo. El documento establece su máximo horizonte en el 2040, siguiendo el patrón del *World Energy Outlook 2016* (WEO 2016). Conviene preguntarse si la región será por fin capaz de responder a unas expectativas que hasta ahora se han quedado por debajo del ritmo de desarrollo que han demostrado otras regiones emergentes.

En el punto 2 de este capítulo «Presentación general» se ofrece un panorama global del sector de la energía en la región y de sus perspectivas a largo plazo, además se proponen unas consideraciones sobre el impacto que la evolución geopolítica del mundo pueda tener en el desarrollo del sector energético latinoamericano, prestando especial atención al papel de los EE. UU. en relación con la influencia creciente de China. En el punto 3 «Antecedentes» se explica el proceso que ha llevado hasta la situación actual, ahondando en algunos de los problemas del sector petrolero latinoamericano, poniendo de relieve la importancia de la década dorada latinoamericana, así como el impacto del posterior desplome de los precios del petróleo. En el punto 4 «Panorama actual del sector de la energía en América Latina», después de presentar la situación económica general y sus perspectivas, se pone el énfasis en temas concretos como la sostenibilidad medioambiental, el progreso social, las energías renovables, la esencial integración regional y el potencial de los recursos de hidrocarburos no convencionales. Para finalizar en el capítulo 5 presentando el perfil energético de los principales países de Latinoamérica, seguido de unas breves conclusiones finales.

Presentación general

Situación y prospectiva del sector energético latinoamericano

En cualquier lugar del mundo las políticas vinculadas al sector energético son una parte esencial de toda estrategia político-económica dirigida a vertebrar y desarrollar una sociedad. En Latinoamérica lo es por doble razón. Además de su influencia transversal en las demás actividades de la sociedad –como en cualquier otra región– el sector energético representa una parte sustancial tanto de su intercambio comercial como de los ingresos presupuestarios de la mayoría de sus Estados, sobre todo en América del Sur.

Los países de América Central dependen en gran medida de los avatares de la economía de los EE. UU. y, con la excepción de México, no disponen de significativas reservas de hidrocarburos. En el caso de México, con una economía más diversificada y, en consecuencia, menos subordinada al sector energético que los países productores de América del Sur, su talón de Aquiles es la dependencia que el presupuesto federal tiene de los ingresos que recibe de Pemex, la empresa estatal que monopoliza la industria del petróleo.

Aunque el peso del petróleo en la matriz energética mundial tiende a disminuir lentamente y se espera que lo siga haciendo hasta 2030 donde perderá su preeminencia, dicho hidrocarburo es y seguirá siendo por mucho tiempo el actor principal de la geopolítica de la energía, tanto por su peso específico, el valor de su comercio, como por la influencia que su precio tiene en los demás sectores energéticos. En América Latina, con mayor razón. Aunque tiene una matriz energética bastante diversificada, suponiendo el petróleo casi la mitad, este constituye la parte dominante de sus exportaciones de recursos energéticos.

Según el *World Energy Outlook 2016* (WEO 2016) la demanda global de crudo seguirá creciendo al menos hasta 2040. En el escenario más probable el crecimiento esperado será de una cuarta parte sobre la demanda actual, siendo China y la India los países con mayor crecimiento. Por contraste, en EE. UU. –en la actualidad el mayor importador de hidrocarburos latinoamericanos– la demanda va a decrecer de 18,0 mb/d en 2015 a 13,1 mb/d en 2040, lo que supondrá que para entonces, gracias a la producción no convencional y a las medidas de eficiencia energética, prácticamente no importe petróleo. China, que en la última década ha ido aumentando progresivamente sus importaciones de crudo latinoamericano, terminará sustituyendo relativamente pronto a los EE. UU. como primer destino de las exportaciones del petróleo regional.

En Latinoamérica se prevé un crecimiento de la demanda de petróleo de un 0,4 % anual de media para el mismo periodo, un poco por debajo de la media mundial de un 0,5 %. Por otra parte, la producción pasará de 10,7 md/d en 2015 a 15,4 mb/d en 2040, creciendo bastante las exportaciones y duplicando Brasil y Venezuela su producción actual[1]. En 2015 la producción latinoamericana supuso el 11,9 % de la producción mundial, su demanda el 9,4 % y su refino el 7 %[2]. EE. UU. cubre en gran medida el déficit de refino y lidera el sector de los derivados a nivel regional.

La mayoría de los expertos coincide en que los precios del petróleo subirán en el medio plazo por encima de los 65 dólares y que la demanda se igualará con la oferta, lo que daría un gran respiro a los productores latinoamericanos. Dos años consecutivos con una caída drástica de nuevos proyectos de inversión en *upstream*, y un previsible 2017 en el mismo sentido, terminarán afectando a la producción mundial. Un interrogante surge a causa de lo que pueda ser el com-

[1] World Energy Outlook 2016.
[2] BP Statistical Review of World Energy, junio 2016.

portamiento del petróleo no convencional en los EE. UU., que ya mostró mayor resiliencia de la esperada con precios muy bajos, y que, al tener plazos de ejecución de las inversiones más cortos, podría amortiguar algo la subida en el precio del barril de crudo. Al finalizar este texto (diciembre de 2016) no conocemos las políticas que pondrá en práctica el nuevo presidente de los EE. UU., Donald Trump, por lo que las incertidumbres se suman.

Un componente importante y que gana progresivamente protagonismo en la geopolítica de la energía latinoamericana es el gas natural. WEO 2016 pronostica que las energías renovables y el gas natural serán los grandes ganadores en la carrera para satisfacer el crecimiento de la demanda de energía hasta 2040, y que en la región se espera que crezca en un tercio. El WEO 2016 avanza también que el crecimiento de la demanda de energía se verá frenado por los aumentos más rápidos en la eficiencia energética. El aumento de la demanda energética mundial lo calcula en un 35 % y, sin embargo, el gas natural lo hará en un 50 %, superando al carbón en el mix energético global. El crecimiento de la producción mundial del gas vendrá principalmente de la mano del gas no convencional que crecerá al 3,5 % anual, alcanzando unos 1.700 bcm en 2040[3].

Todo esto refuerza el papel de Latinoamérica que aunque en la actualidad únicamente cuenta con un 4,1 % de las reservas probadas[4], el potencial es extraordinario, concentrando Latinoamérica –y muy en particular Argentina (23 tcm) y México (15 tcm)[5]– casi un 30 % de las reservas recuperables estimadas de gas no convencional, multiplicando por ocho sus reservas probadas de gas convencional[6]. Hasta ahora, EE. UU., Canadá y Australia lideran el desarrollo del gas no convencional y se calcula que habrá que esperar a la próxima década para que la producción tome fuerza en otros países con importantes recursos de gas no convencional, como es el caso de Argentina. En México la cercanía de los EE. UU. y su conexión por gaseoducto con dicho país retrasarán unos años más el momento en que el desarrollo local resulte rentable. WEO 2016 calcula que en 2040 Argentina pueda producir 40 bcm y México 15 bcm de gas no convencional. Aunque a largo plazo el crecimiento de la producción sea menor, el gas convencional latinoamericano seguirá representando el mayor volumen de la producción, con Brasil ganando posiciones para convertirse en 2040 en el principal productor.

Excluyendo a México, América Latina es exportador neto de gas natural con muy pequeño margen, con el tiempo la revolución no convencional permitirá que la región en su conjunto sea exportador neto. En la actualidad este hidrocarburo supone una cuarta parte del mix eléctrico latinoamericano con tendencia a seguir creciendo hasta duplicar su volumen en 2040, superando a la hidroelectricidad

[3] World Energy Outlook 2016.
[4] BP Statistical Review of World Energy, junio 2016.
[5] World Energy Outlook 2016.
[6] ESCRIBANO, Gonzalo. «El escenario energético de América Latina». Economía Exterior n.º 65, verano de 2013.

como líder de la matriz eléctrica[7]. El gas natural licuado (GNL), que representará unos dos tercios del incremento en el comercio mundial del gas hasta 2040, juega un papel importante para reajustar las necesidades del mercado latinoamericano.

En Latinoamérica el carbón (1,7 % de las reservas mundiales y 1,8 % de la producción[8]) apenas tiene la importancia geopolítica que lo distingue en el resto del mundo. Brasil y Colombia son los únicos países de América Latina con una producción significativa y el segundo el único donde el sector del carbón tiene un peso relevante en su economía y en el mix energético. Esto es una buena noticia porque, siendo el recurso más contaminante de todos, está claramente a la baja.

Las energías renovables, con un 60 % de su matriz eléctrica, son ya un realidad en Latinoamérica, teniendo la región uno de los mix energéticos más limpios del mundo. La naturaleza ha dotado a la región de tal cantidad de enormes ríos, de viento y de horas de sol que su potencial de aprovechamiento para renovables es inmensamente mayor que su potencial de demanda. Los biocombustibles, liderados por Brasil, están en expansión. La competitividad de las energías renovables está evolucionando rápidamente y WEO 2016 pronostica que en el escenario más probable en 2040 más del 60 % de la energía producida en el mundo por ese medio no necesitará subsidios. Los avances en almacenamiento, transporte y distribución de electricidad pueden tener un enorme impacto en la región. La digitalización en la distribución será un factor muy a tener en cuenta. En general, el desarrollo de un marco regulatorio más adecuado y homogéneo es clave para el crecimiento de las energías renovables en Latinoamérica.

Considerando únicamente la hidroelectricidad, esta representa el 54 % de la matriz eléctrica regional y el 10 % de la demanda de la energía primaria[9]. La hidroelectricidad presenta, por una parte, un gran potencial de mejora en la eficiencia energética y, por otra, está sometida a un impacto creciente de la variabilidad climática, que en Latinoamérica se está poniendo muy de manifiesto en los últimos años. Como las sequías en una parte de la región suelen ir acompañadas de exceso de lluvias en otra, tal como ocurre con El Niño y La Niña, ganan en importancia las infraestructuras y mecanismos que permiten responder con eficacia a las fluctuaciones de producción a nivel regional y también más local. El cambio climático ha de ser pues tenido en cuenta en el desarrollo y planeamiento de las infraestructuras y refuerza la relevancia de la complementariedad, interconectividad y cooperación regional en el sector eléctrico.

Van ganando espacio en la matriz eléctrica la energía eólica, que es la que está creciendo más rápidamente en la región, y la solar, que ve como los precios se están haciendo más competitivos. Los derivados del petróleo con menos de un

7 VERGARA, Walter, ALATORRE, Claudio y ALVES, Leandro. Documento de debate «Repensando nuestro futuro energético», Banco International de Desarrollo.

8 BP Statistical Review of World Energy, junio 2016.

9 International Renewable Energy Agency. «Latin America renewable energy market analysis», 2016.

10 % del mix eléctrico están perdiendo peso y la energía nuclear, que representa el 2 % de la producción eléctrica, se mantiene en un papel muy modesto[10]. Únicamente tres países Argentina, México y Brasil cuentan con centrales nucleares.

Atesorando Latinoamérica el 40 % de la biodiversidad del planeta, las cuestiones de orden medioambiental, así como también las de relación con las comunidades locales e indígenas, están ganando protagonismo en el desarrollo energético y han de ser muy tenidas en cuenta en el futuro. Todavía queda un 4 % de latinoamericanos sin acceso a la electricidad. Como el 80 % de la población es urbana y el problema es estrictamente rural, el reto no puede ser desdeñado.

Introducción geopolítica

Al contemplar la geopolítica de la energía en Latinoamérica, contrasta llamativamente la enorme importancia de sus reservas de hidrocarburos –con más de un 20 % de las reservas mundiales probadas de petróleo[11]– y su consiguiente potencial geopolítico, con su escasa relevancia en la configuración de los precios del petróleo. Se podría pues decir que, durante el reciente desplome de los precios del crudo a partir de junio de 2014, América Latina se ha comportado como un «gran consumidor» de la geopolítica mundial de la energía, pero únicamente como un «actor muy secundario» de ella. Esto se debe principalmente a su menor producción de petróleo que solo alcanza el 11,9 % mundial, a su fragmentación energética y al hecho de que una parte muy sustancial de las reservas regionales de crudo es el ultra pesado venezolano del cinturón del Orinoco que requiere inversiones importantes y tecnologías avanzadas. La actual situación política del *enfermo regional*, el horizonte de inversiones y los precios del crudo, no permiten pensar en un cambio significativo del volumen de producción a medio plazo.

A pesar del actual bache económico regional, hay razones para pensar que la situación general pueda ir cambiando en el medio y largo plazo, donde Latinoamérica está llamada a reforzar su protagonismo en la geopolítica mundial de la energía. Ciertamente hay factores que podrían impedir que esto ocurra, principalmente si la región tardara en recuperarse y se produjeran turbulencias socio-políticas, perdiéndose muchos de los parámetros positivos conseguidos durante el reciente superciclo latinoamericano asociado a los altos precios de las materias primas.

Si la situación evoluciona favorablemente en el muy largo plazo, en el horizonte del 2040, América Latina podría convertirse en uno de los pivotes de la geopolítica mundial de la energía, permaneciendo Oriente Medio como su nudo gordiano

[10] VERGARA, Walter, ALATORRE, Claudio y ALVES, Leandro. Documento de debate «Repensando nuestro futuro energético». Banco International de Desarrollo.

[11] BP Statistical Review of World Energy, junio 2016.

y siendo Asia el gran importador y factor de transformación. En la actualidad Latinoamérica es la cuarta región exportadora de crudo después Oriente Medio, África y Rusia. Según el WEO 2016, en 2040 podría convertirse en la segunda.

En la actualidad hay una percepción general de que estamos experimentando una vuelta a la geopolítica. El Instituto Internacional de Estudios Estratégicos de Londres en su *Strategic Survey 2016* afirma que «los cimientos del orden global se están debilitando alarmantemente», que «la política exterior se está convirtiendo en una rama de la psicología» y que «se está renacionalizando la gestión de crisis»[12]. En el orden internacional multipolar que se está dibujando China y Rusia, dos actores de primer orden en la geopolítica mundial de la energía, se han acercado entre sí y rivalizan con la posición hegemónica de los EE. UU. China está tensando la relación con sus vecinos y está reclamando abiertamente un reparto distinto del mar de China Meridional, de enorme importancia para Pekín, tanto por los recursos naturales que atesora, como por las rutas comerciales que lo atraviesan. Tras la anexión de Crimea por parte de Rusia y su intervención en Ucrania oriental en 2014, Moscú, al intervenir en Siria, le está disputando a Washington el liderazgo en Oriente Medio. Además, las dos principales potencias regionales del gran reservorio mundial de hidrocarburos, Arabia Saudí e Irán, se están desafiando y sostienen a los bandos enfrentados en las guerras de Irak, Irán y Yemen. Los conflictos armados y un radicalismo yihadista en expansión están amenazando la estabilidad de gran parte de los Estados de Oriente Medio y de muchos de los países adyacentes.

Si el corto y medio plazo se presenta lleno de incertidumbres por el alto grado de tensiones y conflictos del panorama internacional, en el horizonte de 2040 estará cercano a producirse el acontecimiento geoestratégico más importantes de los últimos siglos: la ascensión de China a la posición de primera potencia económica mundial. Cuando esto ocurra será la primera vez que una potencia no occidental obtenga la primacía mundial desde que a finales del siglo xv los navegantes españoles y portugueses pusieron en marcha el progresivo proceso globalizador con un orden y unos valores determinados por potencias europeas-occidentales. Según la primacía de China se vaya haciendo más cercana, todos los ámbitos de las relaciones internacionales irán creciendo en densidad geopolítica y Latinoamérica ganará aún más importancia como área de influencia para la gran potencia norteamericana que difícilmente podrá preservar su posición dominante en el gran núcleo del poder mundial que es la masa continental euroasiática.

Como China necesita asegurarse y diversificar las fuentes de suministro de materias primas, en general, y de recursos energéticos, en particular, Latinoamérica seguirá aumentando como objeto de deseo –legítimo– de China. Progresivamente la India y otros países de Asia irán llamando también a la puerta

[12] The International Institute for Strategic Studies (IISS). *Strategic Survey 2016*, 27 de septiembre de 2016.

de una región tan privilegiadamente dotada de tesoros geológicos. En 2040 se pronostica que China y la India sumen cerca de la mitad de las importaciones mundiales de crudo[13].

EE. UU. ha cambiado su visión tradicional en relación con los recursos energéticos de Latinoamérica. Si hasta hace menos de una década, antes de la revolución del *fracking*, la seguridad energética global –con acceso libre a los mercados en un escenario de escasez de recursos– era uno de los vectores constantes de la estrategia de seguridad norteamericana, a finales de 2016 la situación se interpreta de otra manera. En las actuales circunstancias las prioridades de la estrategia energética norteamericana en Latinoamérica son la competitividad económica y el cambio climático[14]. Sin embargo, para no ser completamente desbordado por China de su actual posición de primer socio comercial de Latinoamérica, particularmente en el sector energético, Washington se verá obligado a ir introduciendo las consideraciones geopolíticas, fortaleciendo su presencia y participación en el sector energético latinoamericano con criterios geopolíticos y no solo comerciales. Esta circunstancia de competencia entre superpotencias por la influencia en la geopolítica regional de la energía está llamada a revitalizar el sector latinoamericano de la energía y a ir poco a poco acercando la realidad energética de la región a su potencial de reservas.

En un siglo xxi de grandes incertidumbres, América Latina, con su gran homogeneidad cultural y conflictividad contenida, cuenta con la ventaja de permanecer fuera de los grandes movimientos tectónicos que subyacen en el nuevo orden internacional. Al contrastar la región con un Oriente Medio sometido a todo tipo de fricciones y conflictos, un continente africano inestable y con graves problemas de desarrollo, una Rusia con aspiraciones crecientes de poder y la región del Caspio, enclavada geográficamente y disputada por sus vecinos, Latinoamérica puede resultar una región más previsible y estable, con todas las ventajas que de ahí se derivan para el comercio, las inversiones y, sobre todo, para asegurarse el suministro regular de hidrocarburos.

Dado el enorme número de variables que entran en juego, no es prudente entrar en más detalles sobre las consideraciones geopolíticas del más largo plazo. Sin embargo, si podemos afirmar que, en el grado en que Venezuela salga del aturdimiento general y Brasil vuelva a crecer y a liderar con solvencia el desarrollo regional –algo mucho más probable y previsible–, América Latina pesará cada vez más en los asuntos energéticos globales, siendo ambos países los pivotes de su geopolítica regional de la energía.

---

[13] World Energy Outlook 2016.

[14] MCLARTY, Mack. Chairman of McLarty Associates and former White House Chief of Staff for President Bill Clinton. Wilson Center, Latin American program, Latin American Energy: Issues and Prospects, 19 de mayo de 2015. https://www.wilsoncenter.org/event/latin-american-energy-issues-and-prospects.

Antecedentes

Punto de partida

Tradicionalmente la geopolítica de la energía en América Latina estuvo marcada por su inserción regional basada en abastecer el mercado de Estados Unidos y por la heterogeneidad de los diferentes modelos energéticos nacionales, con grandes diferencias entre países productores y consumidores pero, sobre todo, entre los propios países productores, lo que permite hablar de una geopolítica de la fragmentación en términos energéticos[15].

El crecimiento de las reservas de hidrocarburos ha sido otro gran vector que ha ido perfilando la geopolítica de la energía de América Latina en los últimos lustros, convirtiendo a la región en la segunda con más reservas probadas de petróleo del mundo (340.000 millones de barriles), solo por detrás de Oriente Medio (803.500 millones de barriles)[16]. Si los 220.000 millones de barriles de crudos pesados descubiertos en la cuenca del Orinoco superan en valor económico potencial al resto de las reservas regionales, no hay que pasar por alto la importancia del petróleo encontrado bajo una capa salina de 1.500 metros de espesor y a otros 2.000 metros más de profundidad marina. Ese descubrimiento, que Lula da Silva denominó «un regalo de Dios», situó a Brasil como productor de hidrocarburos regional de primer nivel. Dichas reservas estimadas en 50.000 millones de barriles a un coste de extracción entre 45 y 65 dólares[17], y que se encuentran en la actualidad en el límite de la rentabilidad, ganarán valor según mejora la tecnología asociada a su extracción. Por otra parte, la pronosticada subida de los precios del petróleo irá devolviendo al presal brasileño el protagonismo que tuvo antes del desplome del precio del barril. Argentina se tropezó en Vaca Muerta, provincia de Neuquén, con otro enorme capital geológico, al igual que Ecuador que ha elevado en diez años sus reservas de petróleo de 4.900 a 8.000 millones de barriles[18].

La insuficiente integración regional es un factor que ha limitado el potencial de desarrollo energético de América Latina. Desde mediados del decenio de 1990 hasta comienzos del decenio de 2000, con el desarrollo de una importante infraestructura transfronteriza de gas y electricidad, la región consolidó un proceso de integración energética iniciado con la construcción de mega centrales hidroeléctricas bilaterales en los años setenta. Sin embargo, desde mediados de los años 2000 las prioridades energéticas de la región cambiaron drásticamente cuando Argentina y Bolivia alteraron las «reglas del juego», incumpliendo Argentina sus compromisos con Chile y limitando el suministro de gas natural. Desde entonces, la integración ha perdido fuerza y cada país se ha centrado en

[15] ESCRIBANO, Gonzalo. «El escenario energético de América Latina». Economía Exterior n.º 65, verano de 2013.
[16] BP Statistical Review of World Energy, junio 2016.
[17] Cartas al lector, Economía Exterior n.º 65, verano de 2013.
[18] BP Statistical Review of World Energy, junio 2016.

asegurar su suministro de energía mediante la diversificación de las fuentes de energía. En el sector del gas las importaciones de GNL han acomodado las diferencias[19].

Nacionalismo petrolero

La relación con el llamado nacionalismo petrolero ha sido un factor determinante de la geopolítica regional de la energía. Dicho enfoque, que ha tenido también sus momentos mejores y que con moderación puede tener su lógica, ha sido practicado con sus diversas variantes en la mayoría de los países productores del mundo. Además, en Latinoamérica las grandes empresas energéticas nacionales han sido utilizadas en muchos casos para sostener gastos y presupuestos del Estado, abusando de subsidios y creando distorsiones, con el talón de Aquiles de, por una parte, favorecer la corrupción y, por otra, dificultar enormemente la reinversión necesaria para renovar la tecnología y aumentar o al menos mantener la capacidad de producción. Algunos países latinoamericanos terminaron ahuyentando a inversores y compañías extranjeras en una época en que gracias a los altos precios del petróleo había beneficios razonables para todas las partes.

En 1938, tomó la delantera México, cuyo presidente Lázaro Cárdenas identificó la recuperación de las riquezas naturales, anteriormente en manos de empresas extranjeras, como una cuestión de dignidad nacional. Posteriormente, en 1968 la revolución peruana del general Velasco Alvarado haría lo mismo con la creación de Petroperú y en 1976 el venezolano Carlos Andrés Pérez nacionalizó la industria y creó Petróleos de Venezuela (PDVSA). Más recientemente, en 2006, Evo Morales dio al Estado boliviano el control absoluto de los hidrocarburos y, en 2012, la presidenta argentina, Cristina Fernández, declaró de utilidad pública y sujeto de expropiación las acciones de Repsol que suponían el 51 % de Repsol-IPF.

En México, hasta los años noventa, mientras hubo abundancia de crudo, el modelo no presentó grandes problemas. Posteriormente Pemex, que controlaba todo el sector en condiciones de monopolio, se fue lastrado por las deudas y la mala gestión, con su producción en declive y la tecnología obsoleta. En 2006, solo obtuvo 3.900 millones de dólares de beneficios, pese a que vendió por valor de 97.000 millones, una cifra sin precedentes. La razón es simple: tuvo que pagar 54.000 millones en impuestos y regalías. El gobierno central extraía de Pemex un tercio del presupuesto, dejando recursos insuficientes para invertir en encontrar más petróleo y no terminar agotando las reservas[20]. La situación se hizo tan evidente que el presidente Enrique Peña Nieto se ha visto obligado

[19] VIDJEN, Gabriela. «Energy Integration». Institute of the Americas, Latin America Energy Outlook 2016.

[20] G. MANRIQUE, Luis Esteban. «El eterno retorno del nacionalismo de los recursos». *Economía Exterior* n.º 65, verano de 2013.

a impulsar una ambiciosa reforma que liberaliza la petrolera estatal Pemex y pretende atraer inversiones para la infraestructura energética.

Argentina, tan generosamente dotada de recursos, también se vio contagiada por el nacionalismo petrolero y entre 2003 y 2013, los años que Fernández llama la «década ganada», la producción petrolera argentina cayó un 31,2 %[21]. Tampoco fue casual que la producción dejara de crecer en Ecuador, cuyo presidente Correa aprobó una ley de hidrocarburos que quitó todo incentivo a las compañías petroleras extranjeras, con una normativa añadida en 2007 por la que los beneficios debidos a la subida del precio del petróleo por encima del precio fijado por contrato iban todos al Estado. En Bolivia, pese a las medidas de nacionalización y el deterioro de las condiciones fiscales, el gobierno ha sido capaz de negociar con las empresas internacionales y favorecer el crecimiento de la producción de gas.

El caso de Venezuela es el más significativo y resume todos los vicios del nacionalismo petrolero latinoamericano. Los proyectos de Carlos Andrés Pérez produjeron una inflación crónica y dispararon la deuda pública de modo que en 1996 Venezuela era uno de los pocos países donde la renta per cápita era menor que en 1960[22]. Hugo Chávez dio al petropopulismo una dimensión ideológica y regional sin precedentes. En 2001 limitó la participación de las compañías extranjeras al 49 % del capital y endureció las condiciones fiscales, con la excepción del crudo extrapesado y el gas, politizando a su vez PDVSA, lo que produjo el «paro petrolero» de 2002-03. La producción y la exportación nunca se recuperaron. En 2005 creó Petrocaribe para proporcionar crudo barato a las naciones caribeñas ideológicamente afines, obteniendo Cuba condiciones aún más ventajosas. En 2006 nacionalizó la exploración y producción de crudo, imponiendo una participación mínima de un 60 %[23]. La producción y las exportaciones cayeron inevitablemente. Antes del desplome de los precios del petróleo PDVSA generaba el 80 % de los ingresos por exportaciones de Venezuela. A pesar de la incorporación de los 600.000 barriles diarios de crudo de la faja del Orinoco, la falta de inversión y la desconfianza de las multinacionales hicieron que la producción venezolana cayera en 900.000 barriles diarios desde 1998. Por otra parte, los subsidios a la gasolina costaban al país unos 20.000 millones de dólares diarios, el triple del gasto en sanidad[24].

En su dimensión exterior Brasil ha practicado tradicionalmente un modelo de proteccionismo energético dominado por el sector público basado en el poder de mercado de Petrobras y en condiciones de contenido local elevado que resultan muy restrictivas para los inversores extranjeros. No obstante, la magnitud

---

21 Ibíd.

22 Ibíd.

23 ESCRIBANO, Gonzalo. «El escenario energético de América Latina». *Economía Exterior* n.º 65, verano de 2013.

24 G. MANRIQUE, Luis Esteban. «El eterno retorno del nacionalismo de los recursos». *Economía Exterior* n.º 65, verano de 2013.

de los retos energéticos, que exceden la capacidad de las empresas públicas, impulsó una liberalización gradual y contenida del sector energético. El aprovechamiento del potencial de los campos del presal se convirtió en la prioridad energética brasileña. Petrobras domina también el mercado del gas con gran incidencia en el mercado regional latinoamericano. La insuficiencia de infraestructuras de transporte y los bajos precios han dificultado el desarrollo del mercado. En 2009 se aprobó una nueva legislación con la intención de facilitar la inversión privada y abrir una nueva ventana de oportunidades a las compañías internacionales[25].

Colombia, por su parte, se presenta en la región como el modelo liberal y alternativo al nacionalismo petrolero. A pesar de que sus reservas decrecen, su producción se ha duplicado en los últimos diez años. Perú es otra historia de éxito con moderación y fiabilidad política y un acertado desarrollo a largo plazo del sector eléctrico.

En 2013, antes de la caída de los precios del petróleo el panorama de la producción no podía ser más contradictorio: con la excepción de Brasil y Colombia los ingresos y la producción no habían dejado de caer en los años anteriores. La venezolana PDVSA y la mejicana Pemex estaban descapitalizadas sin capacidad para afrontar las necesarias inversiones, todo ello en unos años donde el precio del barril de *brent* no había bajado de los 100 dólares. En términos generales Latinoamérica no había aprovechado la gran década favorable ni para diversificar suficientemente su economía, ni para preparar el sector energético para los retos del futuro, quedando en evidencia debilidades estructurales.

Década de bonanza

Debido a su dependencia de las exportaciones de materias primas y a la escasez de recursos financieros propios, el crecimiento de la economía latinoamericana depende principalmente de tres factores exógenos: la demanda externa, consecuencia de la expansión o contracción del comercio mundial, las fluctuaciones en el precio de las materias primas y la liquidez internacional.

La conjunción favorable de estos tres factores permitió el desarrollo de una verdadera década dorada en América Latina, la cual se inició en 2002 a causa del gran auge de la actividad económica en China y el consiguiente crecimiento de los precios de las materias primas en todo el mundo. Según el FMI, entre 2001 y 2008 los precios del cobre, carbón, hierro y petróleo aumentaron entre 350 % y 600 %, mientras que los precios del níquel subieron más de siete veces[26]. Durante la década de bonanza latinoamericana China duplicó su consumo de petróleo, lo que llevó a que Pekín diversificara sus fuentes de suministro e

[25] ESCRIBANO, Gonzalo. «El escenario energético de América Latina». *Economía Exterior* n.º 65, verano de 2013.

[26] Strategic Comments. «The commodities supercycle's end and political risk». Volume 22, Comment 5 March 2016.

invirtiera en campos por todo el mundo y lógicamente también en Latinoamérica. Los índices de crecimiento económico en los países de la región alcanzaron el 6 % y 7 %. A partir de 2012 la región empezó a sufrir las consecuencias de la desaceleración de China, la caída de los precios de las materias primas y el efecto combinado de ambos. Después de servir como amortiguador de la economía mundial entre 2009 y 2011, el crecimiento chino se desaceleró desde tasas de dos dígitos a mediados de 2000 a un 6,7 % reportado en 2015[27]. La crisis financiera de 2008-09 seguía haciendo sentir sus efectos a nivel global. Los tres factores exógenos que habían propiciado la gran década latinoamericana actuaron entonces en sentido contrario.

Aunque inicialmente los precios del barril de petróleo se mantuvieron en cotas altas, a partir de junio de 2014 siguieron la misma tendencia de los precios de las materias primas y se desplomaron en más de dos tercios desde unos 115 dólares a menos de 30 en año y medio, con una cierta recuperación posterior hasta el entorno de los 45-50 dólares.

Es necesario destacar que Latinoamérica había reforzado los cimientos de su economía reduciendo su deuda a niveles gestionables, dotándose de reservas internacionales, con unos bancos razonablemente capitalizados y una fuerte demanda interna, por lo que sus países, con la excepción de Venezuela, no se enfrentan a los gravísimos problemas que habían conocido en las crisis anteriores. Sin embargo, como hemos visto, en el sector energético, algunos gobiernos, seducidos por una fuente tan generosa, ordeñaron la vaca lechera y obviaron la atención que el animal requiere para seguir ofreciendo generosamente el recurso de sus entrañas. La contrapartida es que, en un contexto de mayor competencia internacional y a la vista del horizonte que se vislumbra, por fin empiezan a llegar las reformas y el cambio de actitud de los gobiernos que desde hacía tiempo requería el sector de la energía latinoamericano.

Desplome de los precios del petróleo

Como consecuencia de la bajada de los precios de las materias primas y el posterior desplome de los del petróleo, el crecimiento promedio de la región latinoamericana ha caído por debajo de la tasa de aumento de la actividad mundial desde 2013, observándose un crecimiento acumulado del PIB de 0 % en América Latina, que contrasta con el 11 % registrado en el resto del mundo desde entonces, aunque con importantes variaciones dentro de la región[28]. Países clave de la región como Brasil y Argentina entraron en una gravísima recesión, otros, como México, Chile, Colombia o Perú siguieron creciendo pero a ritmos más bajos. México con un gran sector manufacturero ha podido explotar los bajos costos de insumos.

[27] Ibíd.

[28] Perspectivas económicas del Fondo Monetario Internacional: Las Américas. http://www.imf.org/external/pubs/ft/reo/2016/whd/eng/pdf/wreo1016s.pdf

A los problemas económicos se han sumado los casos de corrupción especialmente en Brasil, Chile, Argentina, México, Perú, Colombia, Bolivia, Guatemala y Panamá, produciendo una crisis de confianza y gobernabilidad. La economía brasileña –la más grande de América Latina– se contrajo cerca de un 4 % en 2015. Sus tasas de inflación y desempleo se aproximaron al 10 %[29]. Los menores ingresos combinados con el escándalo de corrupción masivo convirtieron a la petrolera estatal, Petrobras, en una tremenda rémora para la economía y para el sistema político. Con los nuevos precios, no solo se veía con grandes dudas el desarrollo de las reservas de presal en el mar, sino que incluso el futuro de la empresa estaba en entredicho. En Brasil y Argentina la situación ha propiciado cambios en la dirección política impulsores de reformas del sector energético.

Aunque los bajos precios de la energía tuvieron algunos beneficios, sobre todo para los países del Caribe y Centroamérica, que dependían en gran medida de las importaciones, también son un obstáculo para la muy necesaria reforma de la industria energética que encuentra mayores dificultades para atraer inversiones. Por otra parte, los altos costes de la electricidad, el déficit de infraestructura y una serie de desastres energéticos y ambientales, como las inundaciones en Chile y las sequías en Brasil, Chile y Ecuador se han sumado a las dificultades del sector energético, poniendo en aprietos suplementarios a muchos países de la región.

El caso de Venezuela merece una atención diferenciada. En los dos años que siguieron a la muerte del presidente Hugo Chávez, la economía entró en una fuerte recesión y la inflación no ha dejado de crecer a cifras alarmantes. Los controles de capital y los tipos de cambio fijos llevaron a la escasez de bienes de consumo básicos. A la caída de los ingresos petroleros se sumó una política errática y sectaria y una mala administración económica. En las elecciones parlamentarias celebradas en diciembre de 2015 la oposición consiguió dos tercios de los diputados, propiciando un fuerte enfrentamiento entre aquella y el presidente Maduro. El crimen y la violencia no han dejado de crecer fuera de control, empujando al país al borde del caos. En la actualidad se están llevando a cabo unas conversaciones entre el gobierno y la oposición auspiciadas por el Vaticano que ofrecen una ligera esperanza. Si el país se estabilizara y dejara atrás los vicios del pasado, podría por sí mismo cambiar el panorama energético regional; es difícil establecer cuál sería su techo. El tiempo dirá si el desplome de los precios del crudo ha actuado para acentuar la crisis del país o para forzar al gobierno a buscar una solución y con ello ofrecer un punto de partida para la recuperación política y energética nacional.

Por su parte Brasil ha visto dañado su papel como potencia regional. Este país es clave por su capacidad de demanda y por su posición geográfica que hace frontera con todos los países de América del Sur menos Chile y Ecuador. Su dinamismo es esencial para poder desarrollar iniciativas de integración regional

[29] The International Institute for Strategic Studies, *Strategic Survey 2016*, 27 de septiembre de 2016.

del sector energético. El proyecto de constituir un ferrocarril bioceánico es un buen punto de partida. Tras el escándalo de corrupción de grandes proporciones y el saqueo de Petrobras, el presidente Temer ha iniciado un proceso de reformas en el sector energético que debe hacerse sentir en el medio plazo.

Se ha señalado anteriormente la importancia que la paz y la estabilidad en Latinoamérica tienen como componente que potencia su relevancia en la geopolítica mundial de la energía. Dos países merecen la atención por el impacto que la caída de los precios del crudo y la evolución de estos han tenido y puedan tener en este aspecto tan fundamental de la geopolítica regional.

El proceso de paz de Colombia es una de las pocas noticias verdaderamente positivas que el año 2016 ha ofrecido en términos de distensión mundial. Para la región latinoamericana está llamado a tener un gran impacto material y moral. Su éxito puede ayudar además a la resolución positiva de la crisis venezolana y propiciará una mejor interconexión con sus vecinos. La caída de los precios del petróleo ha reducido el crecimiento económico colombiano que ofrecía buenas perspectivas. El proceso de paz necesitará abundantes recursos económicos para llegar a buen término y, en consecuencia, el desplome de los precios del petróleo ha supuesto un obstáculo en su camino.

El caso de Cuba es más relevante de lo que parece a primera vista. Hugo Chávez y Fidel Castro establecieron un acuerdo por el que Cuba envía profesionales a Venezuela, principalmente médicos, y dicho país le facilita petróleo a precios y condiciones muy favorables. Petrocaribe ha dado forma al compromiso, convirtiéndose en el anclaje de la economía cubana. El país produce cerca de la mitad del petróleo que consume y llegó a importar 105.000 b/d de Venezuela (4 % de las exportaciones totales petroleras de Venezuela) que utilizaba para completar sus necesidades y el resto lo procesaba y reexportaba a países de la Alianza Bolivariana para los Pueblos de Nuestra América (ALBA). En agosto de 2016 como consecuencia de la crisis venezolana, acuciada por la caída de los precios del crudo, la cantidad de petróleo enviado a Cuba se redujo a unos 53.500 b/d. En tales condiciones el país se vio obligado a suprimir la reexportación de petróleo refinado y a reducir el consumo interno de energía. El crecimiento del PIB cubano pasó de un 4 % en 2015 a únicamente un 1 % en el primer semestre de 2016, la mitad de lo previsto, poniendo en peligro una economía cubana cogida con alfileres.

Por los caprichos de la geografía la isla de Cuba se encuentra en el centro de muchas de los corredores naturales de los tráficos ilícitos ente América del Norte y del Sur, entre el golfo de México y el Caribe, entre México y Florida, y como principal eslabón del arco antillano. Como es el único país de la región que tiene un control efectivo de dichos tráficos, actúa como tapón. Siendo los tráficos ilícitos, el crimen organizado que estos fomentan y el problema de violencia y gobernabilidad que ambos generan la gran preocupación de la seguridad regional, una grave desestabilización de Cuba, tendría consecuencias gravísimas para todos los países vecinos, pudiendo convertirse La Habana en el centro de

operaciones de las mafias regionales. El alto nivel de capacitación y la extensa red de relaciones y contactos de muchos de los servidores del Estado cubano podría alimentar en caso de desesperación los recursos humanos del crimen organizado. Un gran escenario de crisis en Cuba podría ahondar en el mal de toda la región que se asoma al Caribe fomentando aún más la violencia interna, degradando la gobernabilidad y perjudicando de paso gravemente al sector energético.

En un momento clave de su historia en que el país ha iniciado una compleja transición, ha muerto el líder que gobernó su revolución y su gobierno está reconstruyendo las relaciones con los EE. UU., las fluctuaciones de los precios del petróleo pueden resultar una de las claves de su éxito o su fracaso.

Panorama actual de la energía en América Latina

En las actuales circunstancias, Latinoamérica, a pesar de los inconvenientes que la han mantenido en una posición secundaria, se presenta como una alternativa de mayor previsibilidad o, si se prefiere, de menor incertidumbre en la geopolítica mundial de la energía. También hay que considerar que se dan condiciones que permiten un cierto optimismo en relación con la recuperación económica. En términos generales la década de bonanza latinoamericana, sirvió para reforzar la clase media, reducir las abismales diferencias sociales y económicas de la población, mejorar la formación y capacitación del segmento profesional, reducir la deuda y realizar necesarios reajustes macroeconómicos.

Como se ha dicho, el nuevo escenario de ralentización económica producido por la progresiva reducción de los precios de las materias primas y, sobre todo, a partir de la brusca caída de los precios del crudo también ha tenido sus contrapartidas positivas en el sector energético. En un panorama general de sobreproducción y menor incentivo a la inversión, los gobiernos latinoamericanos se han visto obligados a posiciones más dialogantes, razonables y flexibles en su relación con las empresas y los inversores extranjeros para poder atraer capital y conseguir compromisos por parte de las empresas. Se están llevando a cabo reformas en muchos de los países y las arcaicas posiciones del nacionalismo petrolero están dando lugar a enfoques más equilibrados.

La gobernanza y estabilidad política, la lucha contra la corrupción, la continuidad en las reglas del juego, la consiguiente seguridad jurídica, los mecanismos para recuperar beneficios, una adecuada y homogénea reglamentación, la agilidad de la administración, las infraestructuras, la integración regional, todos son esenciales para tomar el camino que lleva al desarrollo de las sociedades latinoamericanas y de su sector energético. Ya se está recorriendo esta senda en muchos de los países. Resulta esencial que la percepción exterior de Latinoamérica como una región sin sentido del largo plazo y con avances y retrocesos sometidos al capricho del momento de paso a la de una región estable, previsible y fiable.

Marco económico general

Según las perspectivas económicas del FMI actualizadas el 7 de octubre de 2016, se prevé que la actividad económica en América Latina y el Caribe toque fondo en 2016 para después registrar una recuperación moderada el año siguiente y que tras una contracción de 0,6 por ciento en 2016 –lastrada por la recesión de algunos países grandes de América del Sur–, el PIB se recupere y registre un crecimiento de 1,6 por ciento en 2017[30], contando con la vuelta al crecimiento en Brasil y Argentina y cierta aceleración del crecimiento con carácter estable en México, América Central y el Caribe; siendo Venezuela la excepción[31].

República dominicana, con un crecimiento del 6 % lidera el ranquin de países beneficiados por la nueva coyuntura, si bien han aumentado las desigualdades y los avances macroeconómicos no se han traducido en una mejora sustancial para los sectores sociales más desfavorecidos. Otros países de América Central le siguen con parámetros similares. Aunque numéricamente relevantes, dichos países suponen solamente un porcentaje menor de la población y del volumen de la economía latinoamericanas, por lo que su peso geopolítico global en la región es también limitado.

El fin del «superciclo» económico de las *commodities* y el menor crecimiento de China han obligado, sobre todo a los países sudamericanos, a realizar importantes ajustes macroeconómicos. Si bien la floja demanda externa y el nivel persistentemente bajo de los precios de las materias primas continúan afectando las perspectivas regionales, factores internos han sido los determinantes del crecimiento observado en algunas economías bajo tensiones. Los repetidos resultados decepcionantes en materia de crecimiento apuntan a un crecimiento potencial más bajo, reforzando la necesidad de llevar a cabo reformas estructurales y para estimular la capacidad productiva, aunque dichas reformas tardarán algún tiempo en rendir frutos. La flexibilidad cambiaria le ha reportado marcados beneficios a la región, y dada las cambiantes tendencias mundiales debería seguir siendo la primera línea de defensa ante *shocks* adversos. En muchos casos ya no es evidente la necesidad de una posición de política monetaria contractiva, dado que la inflación y las expectativas inflacionarias están retornando a sus niveles de partida. Con riesgos aun apuntando a la baja, los países deberían aprovechar el entorno financiero mundial favorable para recomponer sus defensas fiscales, pero preservando los gastos de capital y las erogaciones sociales de importancia crítica. La incertidumbre acerca de la duración del entorno financiero global favorable plantea riesgos para la región, mientras que las vulnerabilidades de los sectores financiero y empresarial merecen un mo-

[30] Perspectivas económicas del FMI. http://www.imf.org/external/pubs/ft/reo/2016/whd/eng/pdf/wreo1016s.pdf

[31] The World Bank. Informe semestral: *El gran giro en América Latina, restaurar el crecimiento a través del comercio*, octubre de 2016.

nitoreo más cercano[32]. No obstante, políticas divergentes en comercio e integración entre la Alianza del Pacífico y Mercosur están creando una polarización regional en América del Sur[33].

Sostenibilidad medioambiental, progreso social

Uno de los retos centrales de la región es garantizar el abastecimiento de energía medioambientalmente sostenible y que simultáneamente se satisfagan objetivos sociales y económicos, reduciendo el impacto de la energía sobre el cambio climático y disminuyendo la contaminación del aire en las ciudades.

Según el Banco Interamericano de Desarrollo, en la región de América Latina todavía hay más de 26 millones de personas (4 % de la población) que carece de acceso a la electricidad. Por otra parte, 87 millones (un alarmante 15 %) todavía emplean biomasa no sostenible, leña y carbón vegetal, con fines de calefacción. La AIE pronostica que el acceso universal a la electricidad en la región se alcanzará a mediados de la próxima década. Para aumentar el acceso será necesario extender la red interconectada hasta donde sea económicamente razonable. En el caso de áreas remotas o poblaciones dispersas se deberían instalar redes aisladas y tecnologías de generación eléctrica local, principalmente basadas en energías renovables.

Con el objeto de lograr sistemas sostenibles de energía, es necesario cambiar los patrones de uso y producción de la misma. La AIE estima que para el año 2035, las inversiones en energía acumulada en la región serán de 4 billones de dólares. La eficiencia energética es la medida más importante para incrementar la sostenibilidad energética y reducir las emisiones asociadas al uso de energía. El impulso de los gobiernos es esencial. Brasil, Chile y México cuentan con programas muy eficaces, que incluyen marcos institucionales, financiación e indicadores de desempeño.

Energías renovables

Para mejorar la sostenibilidad ambiental y satisfacer la creciente demanda energética, la región necesita incrementar la participación de la energía renovable en la matriz energética de los países, lo que requerirá que los países desarrollen marcos políticos efectivos, así como incentivos y regulaciones adecuados. América Latina alberga algunos de los mercados de energía renovable más dinámicos del mundo, aprovechando el papel histórico de la energía hidroeléctrica y los biocombustibles líquidos, impulsados por la determinación de Brasil de diversificar su mezcla de combustibles para el transporte. Desde

[32] The World Bank. Informe semestral: *El gran giro en América Latina, restaurar el crecimiento a través del comercio*, octubre de 2016.

[33] Perspectivas económicas del FMI. http://www.imf.org/external/pubs/ft/reo/2016/whd/eng/pdf/wreo1016s.pdf

2004, la inversión en energía renovable en la región (excluyendo la gran energía hidroeléctrica) ha crecido 11 veces, en comparación con un aumento de 6 veces en todo el mundo. Las tendencias de inversión demuestran la rápida evolución del mix energético de la región hacia un conjunto más diversificado de tecnologías y países. Por primera vez, en 2015, además de Brasil, México y Chile se unieron a la lista de los 10 mayores mercados de energía renovable a nivel mundial[34].

La AIE pronostica que la hidroelectricidad continuará dominando la generación en la región durante los próximos 20 años, y requerirá inversiones acumuladas de más de 250.000 millones de dólares. La región de América Latina cuenta con grandes recursos hidroeléctricos, de los cuales se han desarrollado únicamente el 25 %. Sin embargo, el predominio de la hidroelectricidad genera los desafíos de la variabilidad, los medioambientales y de las comunidades afectadas, así como a una mayor competencia por agua entre diferentes sectores y países en cuencas internacionales[35].

En años recientes, el uso de energía renovable no convencional se ha incrementado significativamente en América Latina. La energía eólica es la que ha experimentado el crecimiento más acelerado en la región. México y Centroamérica van a la cabeza de la capacidad geotérmica. Por otro lado, a pesar de su importancia en zonas rurales no conectadas a la red, la energía solar fotovoltaica ha experimentado un cambio de escala en muchos países, incluyendo a Chile y a México, en donde ha pasado de pequeñas instalaciones domésticas a plantas de gran escala. La energía renovable no convencional es cada vez más competitiva con otras fuentes de generación de electricidad en la región, incluso sin la presencia de subsidios y otros mecanismos de soporte. En 2014, algunos proyectos eólicos en Brasil ganaron contratos en nuevas subastas generales, pues ofrecían menores precios que los de proyectos de carbón o gas natural. En muchos países caribeños, la generación con energías renovables puede competir con la generación de energía combustibles fósiles durante periodos de alta demanda y altos precios. En México, los proyectos eólicos en Oaxaca pueden competir con el gas natural y representan una alternativa útil para grandes consumidores. Por otro lado, los colectores solares térmicos proliferan más allá de Brasil, que es uno de los mercados más grandes del mundo. El sector minero en Chile, por su parte, está instalando sistemas termo-solares para satisfacer la necesidad de calefacción en lugares remotos[36].

Once países de América Latina utilizan el biocombustible para el transporte, incluyendo el segundo productor más grande del mundo, Brasil, en donde los biocombustibles representan el 13 % de los combustibles empleados para transporte. Argentina es el quinto productor mundial, mientras que Colombia

[34] International Renewable Energy Agency. «Latin America renewable energy market analysis», 2016.

[35] Norton Rose Fulbright. «Renewable energy in Latin America», octubre de 2016.

[36] Ibíd.

es el decimotercero. Se están cuestionando seriamente los biocombustibles de primera generación y se está apostando por los de segunda. Para que estos tengan mayor participación los países necesitan: armonizar las normas; adaptar las mezclas de combustibles a los vehículos existentes y futuros; y desarrollar la manufactura, importación y exportación de vehículos de combustible flexible y de tecnologías de biocombustibles. Además, las naciones tienen que poner atención a los cambios en el uso de suelo, a la competencia con la producción de alimentos y al uso del agua. De igual manera, los proyectos de desarrollo de ciertos combustibles más avanzados, como biomasa lignocelulósica, desechos o materias primas que no provengan de alimentos, pueden resolver la competencia con la producción de alimentos[37].

Los subsidios a los combustibles fósiles, que fomentan el despilfarro de energía, han perjudicado el desarrollo de la energía renovable. Por otro lado, la variabilidad de la generación distribuida de energía renovable no convencional ha desafiado su integración a gran escala a los sistemas de electricidad. Con el objeto de atender las variaciones en la generación en tecnologías eólicas o solares fotovoltaicas, es necesario desarrollar infraestructuras y normativas complementarias.

Muchos países de la región se han encargado de incrementar el porcentaje de energía renovable en la matriz energética. A inicios del 2014, 19 países contaban con políticas en energía renovable, y 14 de ellos tenían objetivos enfocados hacia la generación renovable de electricidad, incluyendo Costa Rica, con un objetivo de 100 % para el año 2021; Guatemala con 80 % para el 2027; Honduras con 60 % para el 2022, Nicaragua con 90 % para 2020; y Uruguay, que en 2014 logró superar la meta fijada de 90 %. Sin embargo, las políticas y los objetivos no son suficientes; es necesario eliminar muchas de las barreras existentes[38].

El uso de redes eléctricas inteligentes es una solución para alcanzar la seguridad energética, asequibilidad y sostenibilidad. Chile está desarrollando generación distribuida de energía, medidores de balance neto y tecnologías de redes inteligentes, Brasil ha apostado por el proyecto *Cidade Inteligente Buzios*, el cual servirá a 10.400 clientes y aspira a convertir a la ciudad en un modelo de energía inteligente, y Panamá está estudiando las acciones legislativas, regulatorias y operacionales que se necesitan para adoptar redes inteligentes[39].

Integración energética regional

La integración regional de la energía sigue siendo un reto fundamental. Hoy en día, las características de los sistemas energéticos en la región permiten varias oportunidades de optimización que se pueden llevar a cabo casi de inmediato

[37] Ibíd.

[38] International Renewable Energy Agency. «Latin America renewable energy market analysis», 2016.

[39] Ibíd.

y con inversiones mínimas: aprovechando la complementariedad de las enormes fuentes de energía renovables y no renovables (de diferentes cuencas hidráulicas e hidrocarburos), los gaseoductos existentes y la infraestructura de transmisión energética desarrollada, con la flexibilidad introducida por los terminales de regasificación.

Además, a medio y largo plazo, la integración energética podría fortalecerse con el desarrollo de los recursos no convencionales en Argentina, las reservas del presal brasileño, el campo de Camisea peruano y las importantes fuentes renovables. La integración en sistemas más grandes permitiría mayores capacidades eólica y solar gracias a una capacidad expandida para manejar la mayor intermitencia de estas fuentes. La optimización de la infraestructura energética regional contribuirá a la seguridad del suministro, la eficiencia económica y la sostenibilidad medioambiental de cada mercado energético, así como una mayor competitividad general.

Bolivia, país enclavado, tiene una dependencia económica fundamental de la exportación de gas natural a sus vecinos y es por tanto el primer interesado en fomentar la integración regional. Un nuevo impulso llega también de la actual administración argentina que fomenta un ambiente abierto y amigable con el mercado, con sólido institucionalismo. El país tiene una gran oportunidad para recuperar el papel estratégico que la naturaleza y la geografía le han otorgado, permitiendo y promoviendo la interconexión completa de los mercados de energía del Pacífico y el Atlántico de América del Sur. Colombia con apertura marítima a ambos océanos y Brasil gran vecino regional son también actores primordiales.

La cuestión más importante para acelerar este nuevo periodo de integración energética es recuperar la confianza entre los países. Las ventajas de la integración deben servir para superar la desconfianza creada en el pasado. Los gobiernos deben considerar estos factores al tomar decisiones. El apoyo internacional y el patrocinio de cada uno de los gobiernos involucrados son cruciales para garantizar el institucionalismo, la coordinación y la viabilidad económica[40].

Hidrocarburos no convencionales

América Latina es una de las regiones con mayor potencial para el desarrollo de recursos energéticos no convencionales fuera de los Estados Unidos. Los países latinoamericanos con mayores recursos de gas de esquisto recuperable son Argentina (22,7 tcm), México (15,4 tcm), Brasil (6,9 tcm) y Venezuela (4,7 tcm). En el caso del petróleo de esquisto son Argentina (27.000 mb), Venezuela (13.400 mb), México (13.100 mb), Colombia (6.800 mb) y Brasil (5.300 mb)[41].

[40] VIDJEN, Gabriela. «Energy Integration». Institute of the Americas, Latin America Energy Outlook 2016.

[41] EIA/ARI. World Shale Gas and Oil Resource Assessment, junio de 2013.

Argentina es el único país latinoamericano que actualmente produce cantidades comerciales de petróleo no convencional, con una producción de más de 50.000 barriles diarios de petróleo equivalente[42]. Colombia adjudicó sus primeros contratos de perforación en bloques con potenciales depósitos de esquisto en 2012 y estableció regulaciones para la exploración mediante fracturación hidráulica en 2014. En México la petrolera estatal Pemex produjo su primer gas de esquisto a principios de 2011 a partir de un pozo exploratorio y planea subastar campos no convencionales como parte de su primera ronda de licitación competitiva ahora que el sector petrolero se ha abierto a la inversión privada.

Los tres países están experimentando cambios de primer orden en la política energética. Argentina ha elegido recientemente su primer gobierno orientado al mercado en años, México está llevando a cabo una reforma energética radical y Colombia está reformando sus incentivos para atraer inversiones con precios del petróleo más bajos. Cada uno de estos países ha aplicado, en diverso grado, regulaciones medioambientales específicas para el desarrollo del *fracking*. Sin embargo, los responsables de la formulación de políticas regulatorias deben seguir mejorando la normativa y las prácticas, concentrándose en dos áreas: flexibilizar y equilibrar el marco de las regulaciones estatales, regionales y locales, así como mejorar la transparencia y la comunicación pública[43].

El desarrollo no convencional en Argentina está aún en las primeras etapas. Las reservas no convencionales de Vaca Muerta en el occidente de la provincia de Neuquén han atraído el interés de empresas nacionales e internacionales. Los recursos de esquisto se extienden hacia el sur a través de la cuenca del golfo de San Jorge y hacia la cuenca Austral-Magallanes en el extremo sur de Argentina y Chile. Aunque muchas empresas están explorando oportunidades, el petróleo y el gas de esquisto aún no se ha producido en volúmenes significativos en Argentina.

El nuevo presidente argentino Mauricio Macri se ha comprometido a aumentar la inversión extranjera en el sector del petróleo y el gas, especialmente en el desarrollo no convencional. En contraste con el enfoque del gobierno anterior de negociar acuerdos con compañías de energía individuales, se espera que el nuevo gobierno adopte un enfoque más metódico, basado en la ley, que incluya una mayor claridad sobre las normas medioambientales federales.

Argentina tiene una doble estructura federal y provincial para la regulación medioambiental de las actividades de hidrocarburos. La constitución otorga a las provincias la responsabilidad de la regulación medioambiental del petróleo y del gas. El gobierno federal puede establecer estándares medioambientales mínimos que deben cumplir todas las provincias. El Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable, fue recientemente elevado del nivel de

[42] «YPF anunció que su producción en Vaca Muerta supera los 50.000 barriles diarios». YPF, 9 de octubre de 2015.

[43] EIA/ARI. World Shale Gas and Oil Resource Assessment, junio de 2013.

secretaría al de ministerio por el nuevo gobierno, agregando peso adicional a las políticas medioambientales federales. Cada provincia productora de hidrocarburos tiene además su propio departamento de energía, y muchas provincias tienen una empresa estatal de energía propia que puede asociarse con empresas privadas para desarrollar los recursos de petróleo y gas.

Si bien la legislación federal argentina y el proceso normativo son lentos, las regulaciones a nivel provincial tienen el potencial de ser mucho más adaptables a las necesidades específicas de cada provincia.

En la actualidad, existe poca oposición al desarrollo no convencional en Argentina fuera de las regiones productoras. Dentro de las zonas productoras existe un amplio apoyo a su desarrollo para impulsar la economía, aunque algunas ciudades han intentado prohibir dicha actividad dentro de sus jurisdicciones. A nivel del gobierno central y dentro de la región del Gran Buenos Aires, donde el público no tiene experiencia directa con el desarrollo del petróleo y del gas, existe algún debate sobre las ventajas e inconvenientes del desarrollo no convencional[44].

En México, a pesar de la cercanía de la frontera, donde se desarrolla una gran actividad en dicho sentido, los recursos energéticos no convencionales han atraído muy poca inversión hasta la fecha. Antes de diciembre de 2013, las restricciones legales limitaron el desarrollo a Pemex que concentró sus escasos recursos de inversión en oportunidades más lucrativas en las provincias tradicionales de petróleo y gas. Sin embargo, las recientes reformas energéticas han abierto el sector de *upstream* a la inversión privada, incluido el *fracking*. Aunque el desarrollo pueda ser lento, debido a la infraestructura limitada, las preocupaciones de seguridad y el bajo entorno del precio del petróleo y del gas, la Comisión Nacional de Hidrocarburos anunció en julio de 2016 una quinta cita para recursos no convencionales terrestres para marzo de 2017[45].

México tiene una política estricta para establecer procesos regulatorios y legales con flexibilidad limitada para adaptarse a situaciones o circunstancias específicas. Esta rigidez está destinada a evitar la corrupción percibida o real, pero también limita la capacidad del sistema para responder a los estándares cambiantes de la industria de manera oportuna.

Las relaciones con las comunidades locales y la opinión pública podrían convertirse en un tema más prominente cuando comience en serio el desarrollo no convencional. México requiere que las empresas consulten con las comunidades indígenas antes del desarrollo para proteger a estos grupos de la invasión no deseada de sus tierras, aunque no tienen poder de veto sobre los proyectos.

---

[44] Ibíd.

[45] Sputnik. «México lanza Ronda 2 de las licitaciones de contratos petroleros», 19 de junio de 2016. Se puede consultar en https://mundo.sputniknews.com/economia/201607191062214313-mexico-segunda-rronda-licitaciones/.

La ley mexicana da prioridad a las actividades de hidrocarburos sobre otros usos de la tierra, potencialmente incluso por encima de las preferencias de los terratenientes, para reducir el riesgo de interferencia local en el desarrollo del proyecto. Disposiciones similares para el desarrollo de la energía eólica están ahora sufriendo problemas iniciales e igualmente podría ocurrir con el *fracking* en los próximos años ya que las comunidades locales se ven afectadas por el desarrollo convencional de petróleo y gas de las licitaciones recientes.

La mayoría de los depósitos de esquisto en México están ubicados en áreas que actualmente producen petróleo y gas o en regiones remotas y escasamente pobladas. Aunque el gobierno mexicano está promoviendo activamente el desarrollo no convencional, todavía hay una limitada conciencia pública en relación con los temas medioambientales relacionados. Sin embargo, algunas ONG están trabajando para concienciar y dar forma a la política gubernamental. Una vez que el gobierno de México empiece a subastar bloques de esquisto, podría enfrentarse a una creciente presión de la opinión pública[46].

Los recursos no convencionales de Colombia han atraído la atención de importantes compañías petroleras, incluyendo ExxonMobil y Shell, el gobierno llevó a cabo una primera subasta para licencias de exploración de gas de esquisto en 2012. Sin embargo, las rondas de exploración más recientes han sido decepcionantes. En 2014, solo uno de los dieciocho bloques no convencionales ofrecidos recibió ofertas. Aunque Colombia ya ha presentado una serie de bloques de esquisto y hay un interés sustancial en la industria, el sector sigue estando en las primeras etapas de desarrollo.

Colombia no es un sistema federal, sino un solo gobierno con responsabilidades delegadas entre los niveles nacional, regional y local. El país se beneficia de una coordinación simplificada, pero puede tener mayores dificultades para adaptar las políticas y la aplicación a las circunstancias locales. La legislación nacional y el proceso normativo de Colombia son largos y las entidades regionales tienen una jurisdicción limitada para la supervisión ambiental de las actividades de la industria de petróleo y gas. Es necesario seguir trabajando para establecer los requisitos medioambientales en la fase de producción. Esta incertidumbre con respecto a las regulaciones medioambientales para la producción de petróleo y gas no convencional es una de las razones de la disminución del interés por el desarrollo no convencional en Colombia.

Las compañías petroleras también han evitado invertir en los bloques no convencionales de Colombia debido a los temores de que la oposición local bloquee el desarrollo del proyecto. Al igual que México, Colombia tiene disposiciones para la consulta previa con las comunidades indígenas para actividades relacionadas con el petróleo y el gas en sus tierras. Colombia también permite la adjudicación obligatoria de derechos de paso y otros usos de la tierra y compensación relacionada si las compañías de petróleo y gas no logran llegar a

[46] EIA/ARI. World Shale Gas and Oil Resource Assessment, junio de 2013.

un acuerdo negociado con el propietario. Como resultado, cualquier juicio que se considere injusto para las comunidades locales o los terratenientes podría desencadenar una reacción negativa contra el desarrollo del *fraking*.

En 2012, cuando se ofertaron los primeros bloques hubo un nivel significativo de preocupación en la opinión pública con respecto al desarrollo del petróleo y del gas de esquisto. Más recientemente, la dramática caída de los precios del petróleo y el escaso éxito en atraer inversores y reponer las reservas de petróleo y gas de Colombia han disminuido las preocupaciones medioambientales. Sin embargo, el gobierno necesita continuar con la concesión de licencias de nuevas áreas para la exploración con el fin de mantener la vida de las reservas del país de solo seis años y parece comprometido a subastar más bloques no convencionales en el futuro[47].

Panorama energético de los principales países latinoamericanos

Venezuela

Como se ha dicho Venezuela es el gigante energético dormido de América Latina y hasta ahora ha demostrado ser un gigante con pies de barro. Como miembro fundador de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), es un actor importante en el mercado mundial del petróleo. Cuenta con las mayores reservas de petróleo del mundo (17,7 %) con 300.900 mb y es el décimo en producción (3,1 %) con 2,6 mb/d[48]. No obstante, su producción ha caído significativamente desde su pico a finales de los años noventa a causa de la reinversión de los ingresos petroleros por parte del gobierno en programas sociales y de liderazgo regional en lugar de reinvertirlos en la exploración, producción y refinación. El país cuenta además con las mayores reservas de gas natural de la región (5,6 tcm), gran parte de cuya utilización va dirigida a reforzar la producción en sus campos de petróleo.

Venezuela es el segundo exportador latinoamericano de crudo a EE. UU. después de México. EE. UU. cuenta además con sofisticadas refinerías específicamente diseñadas para manejar crudo pesado venezolano y a pesar de la reducción de las importaciones procedente de Venezuela, las exportaciones estadounidenses de productos petrolíferos a Venezuela han aumentado, en gran parte por sus problemas financieros que le impiden invertir y mantener sus propias refinerías nacionales. El segundo y tercer destinos y aquellos de más rápido crecimiento de las exportaciones venezolanas de crudo son la India y China. EIA estima que en 2014 Venezuela envió más de 300.000 b/d de crudo a la India y 218.000 b/d a China. Las exportaciones a China han aumentado sustancialmente después de que China firmara un acuerdo de préstamo por petróleo con Venezuela. De acuerdo con IHS Energy, los préstamos de China ascienden a 56.000 millones de

[47] Ibíd.

[48] BP Statistical Review of World Energy, junio 2016.

dólares desde 2007. Gracias al proyecto de Petrocaribe Venezuela proveía una cantidad considerable de crudo y productos refinados a 19 países del Caribe y de Centroamérica, ofreciendo financiación favorable y plazos de amortización largos, que a menudo incluían arreglos de trueque en lugar de transacciones en efectivo. Las dificultades económicas le han obligado a reducir considerablemente dicho proyecto[49].

Venezuela permite la inversión de las empresas extranjeras, pero requiere un consorcio en que PDVSA, la empresa estatal de petróleos, posea al menos un 60 % de capital. En los últimos años, Venezuela ha mejorado su red de gaseoductos de 2.750 millas que conecta las partes oriental y occidental del país, haciendo el gas natural más fácilmente disponible para los consumidores domésticos y para la reinyección en los campos petrolíferos occidentales. El país cuenta también con un gaseoducto que lo enlaza con Colombia. Grandes empresas estatales dominan el sector eléctrico en Venezuela que cubre más del 60 % de sus necesidades con hidroelectricidad. La mitad de la generación de electricidad de los combustibles fósiles en Venezuela proviene del gas natural, el resto de derivados del petróleo[50].

El desplome de los precios internacionales del petróleo, junto con unas políticas macro y microeconómicas inadecuadas, han llevado a Venezuela a una crisis económica, social y política de grandes proporciones con un decrecimiento del PIB del 8 % en 2016[51]. Asimismo, como durante el auge económico el país no acumuló ahorros, carece de capacidad para amortiguar el ajuste macroeconómico necesario.

El país vive momentos de gran incertidumbre sobre su futuro, no pudiéndose descartar un estallido social. Sin embargo, hay algunas esperanzas de cambio político, esa transición podría ser desordenada, pero el gigante con pies de barro podría finalmente despertar. Después de la expropiación parcial de empresas extranjeras en 2005-2007, el país intentó sin éxito atraer inversiones significativas al sector petrolero. Como la producción se mantuvo en declive, tras el desplome de los precios del petróleo el gobierno se volvió cada vez más pragmático –o desesperado si se desea– y comenzó a ofrecer a los socios extranjeros condiciones fiscales más atractivas, un mayor control operacional y de flujo de caja y proyectos que implicaban inversiones enterradas menos significativas. Las cosas comienzan a moverse lentamente, con Chevron liderando el camino negociando un nuevo tipo de contrato. En los próximos años Venezuela podría convertirse en foco de atención regional. Los bajos precios combinados con la mala reputación del gobierno y su terrible gestión macroeconómica son

[49] US Energy Information Administration. Venezuela international energy data and analysis, noviembre 2015.

[50] Ibíd.

[51] Perspectivas económicas del FMI. http://www.imf.org/external/pubs/ft/reo/2016/whd/eng/pdf/wreo1016s.pdf.

los grandes retos. No obstante, el sector energético ofrece la única esperanza de recuperación para esta o cualquier otra administración[52].

Brasil

El otro pivote geopolítico de la energía regional es Brasil. Es el séptimo mayor consumidor mundial de petróleo (3,2 %) con 3,16 mb/d y el décimo mayor productor mundial (3,0 %) con 2,59 mb/d. Cuenta con 13.000 mb de reservas probadas, que representan el 0,8 % mundial. Es también el tercer mayor consumidor global de hidroelectricidad (9,1 %). Además es responsable de casi un tercio del crudo que se refina en América Latina con una capacidad de 2,3 mb/d[53].

La caída de los precios del petróleo, la dificultad de acceder al crédito internacional, el gran escándalo de corrupción y la consiguiente inestabilidad política hizo que el país cayera dos años consecutivos en un decrecimiento muy agudo con un 3,5 % en 2016. En 2017 se espera que se inicie un ligero crecimiento[54].

Petróleo Brasileiro S. A. (Petrobras), controlado por el Estado, es la empresa dominante del sector petrolero brasileño, siendo líder mundial en exploración petrolera *offshore*, y participa de forma importantes tanto en *upstream*, como *midstream* y *downstream*. El nuevo presidente Michel Temer ha impulsado importantes cambios legislativo para dar entrada a la inversión extranjera. Petrobras, con una deuda de cerca de unos 27.000 millones de dólares, no tenía la capacidad para ser la única operadora en los consorcios de los mega-yacimientos del presal, por lo que en octubre de 2016 la Cámara de Diputados de Brasil aprobó la reforma en la ley petrolera, que permite el control de las empresas extranjeras. El proyecto retira la obligatoriedad de Petrobras en operar con al menos 30 %, como marca la ley actual, en todos los campos petroleros descubiertos en 2007[55].

Según la ANP, la mitad del gas natural que consume Brasil lo recibe del exterior, 32 bcm de Bolivia y 17,9 bcm procede de la importación de GNL. Petrobras opera el sistema brasileño de transporte de gas natural a través de su filial Transpetro. La red tiene más de 7.270 millas de gasoductos, predominantemente a lo largo de las áreas suroriental y noreste del país. El otro gran mercado de gas natural en Brasil es la región amazónica. En 2009, Petrobras completó la construcción del oleoducto que une Urucu con Manaus. Se espera que este proyecto facilite el desarrollo de las considerables reservas de gas natural del Amazonas.

---

52 MONALDI, Francisco J. «Venezuelan transition». Latin America Energy Outlook 2016.

53 BP Statistical Review of World Energy, junio 2016.

54 Perspectivas económicas del FMI. http://www.imf.org/external/pubs/ft/reo/2016/whd/eng/pdf/wreo1016s.pdf.

55 Telam economía. «Brasil: la ley petrolera cambia y favorece la participación extranjera». 6 de octubre del 2016.

La mayor parte del consumo energético total de Brasil es el petróleo y otros combustibles líquidos, seguido por la hidroelectricidad y el gas natural. Los combustibles fósiles representaron cerca del 60 % del suministro nacional de energía en Brasil en 2014. Las fuentes de energía renovables, incluyendo la energía hidroeléctrica y la biomasa, representaron algo más del 40 % del suministro energético brasileño (triple del promedio mundial), con las renovables representando más del 80 % del mix eléctrico. Además, Brasil, después de EE. UU., es el segundo productor y consumidor de bioetanol y despunta como uno de los mercados más prometedores para la energía eólica en el mundo[56].

A corto y medio plazo lo fundamental es que el país recupere la estabilidad política y ponga en orden sus indicadores macroeconómicos. En el sector del petróleo y del gas, las limitaciones de Petrobras para financiar proyectos intensivos en capital probablemente persistirán, obligando a la compañía a revisar aún más su estrategia y a redefinir su posición en el sector. En el sector eléctrico, las dificultades financieras que enfrentan algunas empresas, junto con dificultades para atraer inversiones y financiar nuevos proyectos, apuntarán a la necesidad de una profunda reevaluación del actual modelo de negocio y de las normas reguladoras. Por último, las preocupaciones ambientales seguirán siendo cada vez más importantes para definir el perfil de la futura combinación energética en el país y esto debería afectar cada vez más la sostenibilidad de algunos proyectos energéticos. En el lado positivo, es de espera que las exigentes condiciones actuales traigan el sentido requerido de urgencia y determinación para que el gobierno y otros actores tomen las difíciles decisiones que deben hacerse para apoyar las reformas necesarias en el sector energético y construir un puente sólido para el futuro[57].

México

México es el tercer productor de petróleo de Latinoamérica con 2,59 mb/d y el 2,9 % de la producción mundial. En lo que a reservas probadas se refiere (que representan el 0,6 % mundial) su posición es más modestas con 10.800 mb. Su producción de gas natural es de 53,2 bcm, el 1,5 % mundial[58]. Además es una de las principales fuentes de importación de petróleo desde los EE. UU. En 2005 le exportó 781,000 b/d, lo que representa el 11 % de sus importaciones de crudo[59].

Lo más relevante en la actualidad es su reforma integral de la energía que el gobierno inició en 2013 y que está transformando el sector energético. Dicha reforma pone fin al monopolio de Petróleos Mexicanos (PEMEX) y rediseña las

[56] US Energy Information Administration. «Brasil, international energy data and analysis», octubre 2015.

[57] HOLLANDAI, Lavinia. «Macroeconomic & Political Instability». Latin America Energy Outlook 2016.

[58] BP Statistical Review of World Energy, junio 2016.

[59] US Energy Information Administration. «Mexico international energy data and analysis», septiembre 2015.

estructuras que han gobernado el sector energético desde hace más de 80 años. Esta busca tanto introducir nuevas inversiones y tecnología en la cadena de valor de los hidrocarburos, al atraer a nuevos actores al sector energético, como garantizar una inversión rentable en fuentes de electricidad tanto tradicionales como bajas en CO_2. Por otra parte está mostrando un gran compromiso en temas medioambientales y en concreto con la COP21.

La reforma proyectada descansa sobre tres pilares. En los yacimientos de aguas poco profundas, que representan el 70 % de la producción actual, se pretende mitigar el actual decrecimiento por medio de mejoras en las técnicas de extracción de petróleo y la construcción de campos satélites alrededor de los principales complejos productores de Cantarell y Ku-Maloob-Zaap. Sin embargo, se prevé que la principal fuente de crecimiento futuro provenga de los campos de aguas profundas, representando casi la mitad de la producción proyectada de crudo para 2040. Este es un ámbito nuevo para México donde PEMEX tiene menos experiencia y donde se espera que otras empresas, solas o en asociación con PEMEX, desempeñen un papel prominente. El último pilar es el potencial de *shale* continental mejicano en el enorme y difícil campo de Chicontapec[60].

La inversión es igualmente crítica para revitalizar el sector de *downstream* de México, que está lastrado por un pobre rendimiento que ha impulsado las importaciones de gasolina a alrededor del 50 % de la demanda total. Las modernizaciones en las refinerías prevén elevar las tasas de utilización de un muy escaso 60 % hoy a un 90 % en 2040, reduciendo las importaciones de gasolina a un tercio del consumo y eliminando la necesidad de importar *diesel*[61].

Según las proyecciones de la Agencia Internacional de la Energía, la producción de petróleo crudo caerá a menos de 2 mb/d hacia el 2020 y luego aumentará a medida que la reforma vaya dando frutos, contando con que nuevos proyectos –especialmente en aguas profundas– comiencen a operar y los precios del petróleo mejoren la rentabilidad. En 2040, la producción de crudo volvería a 2,4 mb/d, pero sumando los combustibles líquidos del gas natural y algo de petróleo de esquisto la producción total alcanzaría en 2040 los 3,4 mb/[62].

La caída de los precios también ha tenido alguna contrapartida: las mejores condiciones de importación de gas natural desde los Estados Unidos ha dado un impulso positivo al sector eléctrico mexicano. Por otra parte, el consumo de energía per cápita es el 40 % del promedio de la OCDE, por lo que hay todavía un significativo potencial de crecimiento[63]. El consumo total de energía en México en 2014 consistió principalmente en petróleo (45 %), seguido por gas natural (40 %). El gas natural está reemplazando progresivamente al petróleo en la generación de energía eléctrica, para la que el país cuenta también con unas capacidades geotérmica y eólica cada vez mayor. Con la intensidad energética de

60 IEA, Mexico Energy Outlook, World Energy Outlook 2016.
61 IEA, Mexico Energy Outlook, World Energy Outlook 2016.
62 IEA, Mexico Energy Outlook, World Energy Outlook 2016.
63 IEA, Mexico Energy Outlook, World Energy Outlook 2016.

la economía mexicana más alta que la media de la OCDE y mostrando solo una mejora limitada desde el año 2000, existen oportunidades de ahorro energético.

Argentina

El cambio político, la esperada vuelta al crecimiento económico a partir del año 2017 y las reformas emprendidas en el sector energético permiten vislumbrar un escenario favorable para las inversiones. Sin embargo, Argentina necesita reforzar su imagen de fiabilidad a medio y largo plazo para poder aprovechar en todo su potencial el enorme regalo recibido de la naturaleza.

Los recursos de hidrocarburos no convencionales –ya descritos con anterioridad– sitúan a Argentina segunda en el *ranking* mundial de gas no convencional y cuarta en lo que se refiere a petróleo, lo que le permitiría multiplicar sus reservas de gas por treinta y las de petróleo por nueve[64]. El progresivo declinar de la producción de los yacimientos convencionales de ambos recursos, sumado al incremento sostenido de la demanda de hidrocarburos –lo que está produciendo un déficit energético– hacen imprescindibles para este país el desarrollo de los recursos no convencionales.

En relación con el consumo de energía los hidrocarburos, gas (53 %) y petróleo (34,5 %), representan casi el 90 %. Por otra parte, la energía hidráulica (4 %) y la nuclear (2 %) han crecido en los últimos cuarenta años. La energía eólica y la energía solar son aún incipientes y no tienen un impacto considerable sobre la oferta total de energía del país. Sin embargo, progresivamente adquieren mayor relevancia para la generación de energía eléctrica y se espera que en los próximos años aumenten su participación en la matriz energética total. Más del 60 % de la electricidad se produce en centrales térmicas que funcionan principalmente con gas[65].

Argentina, que cuenta con 29.930 kilómetros de gaseoductos que enlazan las provincias productoras con la capital y otros centros de demanda, está también conectada con Bolivia, de la que en 2014 importó 5,7 bcm. Ese año también recibió 5,8 bcm de GNL, en su mayoría procedentes de Trinidad y Tobago[66]. En 2016 también importó GNL procedente de Chile y de origen asiático.

Colombia

Colombia es el mayor productor de carbón de Latinoamérica con el 1,5 % de la producción mundial en 2015, siendo el quinto mayor exportador, lo que representa el 85 % de su producción. También se ha convertido en un importante

[64] http://energiasdemipais.educ.ar/.
[65] http://energiasdemipais.educ.ar/.
[66] US Energy Information Administration. *Argentina international energy data and analysis*, marzo de 2016.

exportador de petróleo y, aunque Colombia es únicamente el sexto país por reservas de petróleo en la región con 2.300 mb (0,1 % de las reservas mundiales), es el cuarto productor con 1,0 mb/d (1,2 % de la producción mundial)[67]. En gas natural el país es autosuficiente y recientemente comenzó a exportar a la vecina Venezuela, a la que está conectada por medio de un gaseoducto.

Unas condiciones favorables de inversión hicieron que la producción de crudo de Colombia se duplicara en los últimos 10 años. Además, una serie de reformas normativas promulgadas en 2003 hicieron que el sector del petróleo y del gas natural fuera aún más atractivo para los inversores extranjeros. Adicionalmente, el gobierno colombiano privatizó parcialmente la petrolera estatal Ecopetrol en un intento de revitalizar su industria petrolera *upstream*. Sin embargo, la caída en los precios del crudo desde mediados de 2014 ha llevado a una desaceleración en la actividad de perforación y de nuevas inversiones. Como resultado, la producción de petróleo de Colombia se ha estancado y se prevé que su producción se mantenga estable en los próximos años. Además, los persistentes ataques a oleoductos y gasoductos por parte de grupos guerrilleros en Colombia han llevado a interrupciones continuas del suministro. En 2015, dichos ataques destruyeron cerca de 41.000 b/d de suministro de petróleo. El crecimiento futuro en la producción de petróleo requerirá mayores exploraciones y descubrimientos de petróleo para reponer y aumentar las reservas de Colombia, junto con mejoras en la seguridad de la infraestructura[68].

En 2015, Estados Unidos (370.000 b/d) fue el principal destino de las exportaciones de petróleo de Colombia, seguido por Panamá. China ya ha expresado su interés por financiar nuevos proyectos de infraestructura en Colombia con objeto de transportar petróleo a la costa del Pacífico para su exportación. El país cuenta en la actualidad con 7 oleoductos y 3 gaseoductos principales.

El petróleo representó el 37 % del consumo total de energía, seguido por la hidroeléctricidad (26 %), el gas natural (el 25 %) y el carbón (11 %). El consumo de gas natural aumentó en más del 60 % en la última década. Colombia es un exportador neto de electricidad, siendo los vecinos ecuatoriano y venezolano sus principales clientes. La hidroelectricidad cubre el 70 % del *mix* eléctrico.

Perú

La economía peruana ha crecido rápidamente desde el año 2000, casi triplicando su PIB per cápita. Junto con el crecimiento económico, la demanda de energía también ha crecido considerablemente. El Perú posee reservas de petróleo, gas natural y carbón y, a pesar de su mayor consumo de energía, exporta tanto petróleo como gas natural. Los bajos precios de las materias primas afectaron,

[67] BP Statistical Review of World Energy, junio 2016.

[68] US Energy Information Administration. *Colombia international energy data and analysis*, junio 2016.

lógicamente, a la economía peruana que redujo su crecimiento y, sin embargo, no ha sufrido una situación tan grave como otros países de la región. El FMI estima el crecimiento de 2016 en un 3,3 %, después de un 2,5 % en 2015[69].

Como consecuencia de la desaceleración en el crecimiento económico la demanda de energía no ha alcanzado los niveles pronosticados. Con los proyectos de envergadura emprendidos, el país se enfrenta a un periodo de exceso de oferta estimado que durará al menos hasta 2021. Combinando la hidroenergía y el gas, el país ha desarrollado un sólido mix energético. Energía abundante y barata es una de las ventajas comparativas de sus sectores minero e industrial. Existe un gran potencial de exportación de electricidad a Chile, Ecuador y Brasil[70].

La producción de crudo ha estado disminuyendo desde mediados de los años noventa, en 1994 Perú producía 128,000 b/d y en 2015 110,000 b/d[71], pero la producción total de combustibles líquidos del país se ha visto reforzada por el aumento de la producción de GNL. Como resultado, la producción total de combustibles líquidos ha aumentado constantemente en la última década a un promedio de 180.000 b/d en 2014, de los cuales casi el 60 % eran GNL. El campo de gas de Camisea, ubicado en la selva del centro de Perú y descubierto en 1984 es el buque insignia de la industria energética peruana. La producción peruana de gas natural antes de Camisea era insignificante, pero para el 2014 el país estaba produciendo 36,8 mcm/d. El proyecto ha permitido a Perú desarrollar centrales de gas que abastecen el 50 % de la demanda de electricidad del país[72].

Al igual que en el sector minero, las compañías de hidrocarburos se enfrentan a desafíos para obtener los permisos medioambientales, licencias de impacto social y la aprobación de las comunidades que serán afectadas. A finales de 2015, 30 bloques de hidrocarburos se encontraban en un punto muerto por diversas razones, incluyendo 12 para cuestiones relacionadas con permisos medioambientales y 11 para cuestiones sociales. En 2014, solo siete bloques se pusieron a disposición para la oferta internacional. En 2013, la licitación fue suspendida debido a la falta de interés de los inversionistas. Algunas de las reservas de hidrocarburos más prometedoras del país se encuentran en la selva amazónica, donde la escasez de infraestructura y un mayor impacto medioambiental se suman a los problemas anteriores, aumentando los costos y produciendo mayores retrasos. El proyecto Camisea se desarrolló utilizando un modelo mixto *offshore-inland* que evitó la construcción de caminos hasta el lugar, trayendo equipo y mano de obra en helicóptero o en barcaza desde Manaus, Brasil. Dados los retos

[69] US Energy Information Administration. *Peru international energy data and analysis*, julio 2015.

[70] Oxford Business Group. «New projects and policy reform transform Peru energy».

[71] BP Statistical Review of World Energy, junio 2016.

[72] Oxford Business Group. «New projects and policy reform transform Peru energy».

de trabajar en la selva tropical, las empresas de exploración han centrado sus esfuerzos en el noroeste del país[73].

Ecuador

Ecuador es el productor más pequeño de la OPEP, cuenta con las cuartas reservas de Latinoamérica (8.000 mb) y es su sexto productor. En 2015 produjo 543.000 b/d de petróleo y otros líquidos[74]. El sector petrolero representa más de la mitad de sus ingresos de exportación y aproximadamente dos quintas partes de los ingresos del sector público. La producción de petróleo del país se ha estancado en los últimos diez años, con un ligero aumento en los últimos años. El país exporta aproximadamente el 70 % del crudo que produce[75].

El nacionalismo de recursos domina la política nacional. Los recursos de hidrocarburos de Ecuador son propiedad exclusiva del Estado que limita la inversión extranjera en el sector. Las compañías extranjeras pueden firmar contratos de servicios a cambio de una tarifa fija por barril para sus actividades de exploración y producción. El marco legal ecuatoriano continúa una tendencia hacia políticas de nacionalismo de recursos.

Desde 2009, Ecuador ha acordado múltiples acuerdos petroleros con China que garantizan explícitamente las exportaciones de petróleo a dicho país a cambio de préstamos, los cuales requieren que Ecuador invierta una parte de la cantidad prestada en proyectos que involucren a compañías chinas. Estos se han aplicado al desarrollo de complejos hidroeléctricos y otros proyectos relacionados con la energía. China también está haciendo a Ecuador préstamos a gran escala coincidiendo con acuerdos de suministro de petróleo.

Las reservas están principalmente ubicadas en el oriente del país, en la selva amazónica. Las más sustanciales (846 mb) están en los campos Ishpingo-Tambococha-Tiputini dentro del Parque Nacional Yasuní. Para proteger la biodiversidad y evitar la dislocación de dos culturas indígenas aisladas, dichos campos estuvieron bajo moratoria de extracción de petróleo desde 2007 hasta que el presidente Correa la levantó en el verano de 2013. Su desarrollo puede resultar complicado política y económicamente ya que para minimizar el costo y el daño medioambiental se requiere inversión extranjera y experiencia en la perforación horizontal. La resistencia al desarrollo de los grupos indígenas también plantea desafíos.

Ecuador tiene tres refinerías comerciales de petróleo, con una capacidad combinada de 176.000 b/d y no dispone de suficiente capacidad para satisfacer la demanda local, lo que le obliga a importar productos refinados, limitando con

[73] Oxford Business Group. «New projects and policy reform transform Peru energy».
[74] BP Statistical Review of World Energy, junio 2016.
[75] US Energy Information Administration. *Ecuador international energy data and analysis*, marzo 2015.

ello los ingresos netos del petróleo. Existe un proyecto con Venezuela y financiación China para la construcción de una nueva refinería. El país cuenta con dos oleoductos principales que unen el interior del país con la terminal petrolera de Balao, en la costa del Pacífico, y el Transandino que conecta los campos petroleros de Ecuador con el puerto colombiano de Tumaco. La matriz energética del Ecuador depende en gran medida del petróleo, que representa casi el 80 % del consumo total de energía del país. En el mix eléctrico la hidroelectricidad representa más del 45 %. El gas y las renovables tienen un valor secundario[76].

Bolivia

Según las estimaciones de la CEPAL, en 2016 el crecimiento de Bolivia, el mayor de América del Sur, se moderará y se situará en el 4,5 % (en 2015 había sido del 4,8 % y en 2014 del 5,5 %). La demanda interna seguirá siendo el principal motor del crecimiento, apoyada principalmente por un alza programada en la inversión pública. Tras la caída de los precios de petróleo, la posición externa del país se ha visto protegida gracias a sus amplias reservas internacionales y a su limitada deuda externa. El sector de los hidrocarburos, con el gas en primer término, fue hasta el desplome de los precios un motor clave del crecimiento. Las exportaciones de hidrocarburos de Bolivia representan la mitad de los ingresos totales de exportación. El país está incrementando su desarrollo industrial, particularmente para la producción de líquidos petroquímicos y de gas natural, y está anticipando una mayor demanda de gas en los próximos años.

La inversión extranjera y doméstica ha permitido que la producción de gas natural se haya duplicado en la pasada década alcanzando en 2015 los 20,9 bcm[77]. Bolivia es un proveedor clave de gas natural para Brasil y Argentina a través de gasoductos. Bolivia está intentando diversificar sus mercados de exportación explorando la posibilidad de enviar su gas natural tanto al Perú como a Uruguay. Conectándose con el Gasoducto Sur Peruano, actualmente en construcción en Perú, y con el puerto uruguayo de Montevideo podría acceder a ambos océanos y llegar a otros mercados de exportación[78].

La demanda interna está creciendo, principalmente por el sector eléctrico, las industrias y la expansión del gas domiciliario. Solo el sector eléctrico, consumió el 43,47 % de la demanda interna hasta junio de 2015 y se estima que en 2016 superará el 45 %. En 2016 se ha visto obligado a reducir la exportación, por lo

---

[76] US Energy Information Administration. *Ecuador international energy data and analysis*, marzo 2015.

[77] Economía Boliviana. «El sector eléctrico consume más del 43 % del gas interno», 12 de junio de 2016. Se puede ver en http://www.economiabolivia.net/2016/06/12/el-sector-electrico-consume-mas-del-43-del-gas-interno/.

[78] US Energy Information Administration. *Bolivia international energy data and analysis*, julio 2015.

que Brasil y Argentina han expresado sus dudas de que Bolivia pueda cumplir sus compromisos en el futuro[79].

La tasa de electrificación del 88 % enmascara la disparidad en las poblaciones urbanas y rurales: más del 99 % de los habitantes de las ciudades tienen acceso a la electricidad, en comparación con el 66 % de los habitantes de las zonas rurales. Para quienes tienen acceso a la electricidad, las plantas de gas natural y la energía hidroeléctrica son las fuentes dominantes del suministro eléctrico de Bolivia. La biomasa tradicional es un combustible importante para la calefacción y la cocina, especialmente para los 1,2 millones de bolivianos que carecen de acceso a la electricidad, según las últimas estimaciones de la Agencia Internacional de Energía de 2012[80].

Chile

Chile es el único miembro de la OCDE en América del Sur. Es el quinto mayor consumidor de energía del continente, pero a diferencia de la mayoría de las otras grandes economías de la región, es solo un pequeño productor de combustibles fósiles, por lo que depende en gran medida de las importaciones de energía.

Chile ha experimentado incidentes graves de suministro de energía durante la última década, incluyendo sequías importantes, un recorte sostenido de suministro de gas de Argentina y un terremoto de principios de 2010 que afectó a las redes eléctricas y refinerías. En la actualidad el país ha conseguido revertir la situación: los costes de la energía han bajado, la energía renovable está creciendo y la inversión de la energía está inundando el país. El año pasado, la inversión en energía fue mayor que la inversión minera. De modo que a principios de 2016 el país comenzó a exportar electricidad y gas natural a Argentina. En 2010 se creó el ministerio de energía que impulsó la competencia y llevó a cabo una planificación a largo plazo para aprovechar las fuentes de energía que la naturaleza ofrece al país: la radiación solar en el desierto de Atacama, excelentes condiciones de viento, favorables corrientes de agua y 4.000 kilómetros de costa. Ha ayudado la caída del precio de las tecnologías renovables en los últimos cinco años y ahora puede competir a menudo en igualdad de condiciones con las tecnologías tradicionales.

Debido a la singular y sinuosa geografía de Chile los mercados de energía del país están disociados regionalmente, sobre todo porque las redes regionales de gas y electricidad no están conectadas. En el árido norte, la demanda de energía está dominada por la industria minera, y opera basándose en una red eléctri-

[79] Economía Boliviana. «El sector eléctrico consume más del 43% del gas interno», 12 de junio de 2016. Se puede ver http://www.economiabolivia.net/2016/06/12/el-sector-electrico-consume-mas-del-43-del-gas-interno/.

[80] US Energy Information Administration. *Bolivia international energy data and analysis*, julio 2015.

ca separada, Sistema Interconectado Norte Grande (SING), de base térmica. La región central más densamente poblada (incluyendo Santiago) opera sobre el Sistema más hidrodependiente Interconectado Central (SIC). Las regiones más meridionales y ricas en hidroelectricidad no están conectadas al resto de Chile en términos de electricidad y gas[81].

Conclusiones

América Latina ofrece enormes posibilidades en el sector energético, parece que los obstáculos se están superando gradualmente, las inversiones son esenciales y solo llegarán en la cantidad necesaria si los gobiernos, que deben impulsar y organizar los marcos normativos y administrativos, cambian muchos de los males del pasado. Paradójicamente, la crisis derivada del desplome de los precios del crudo está produciendo efectos positivos al no dejar muchas alternativas distintas a las razonables. Con exceso de producción, bajos precios y poca liquidez internacional las soluciones, para ser viables, se tienen que acomodar a los intereses de todas las partes, lo que exige diálogo y flexibilidad. Las energías renovables ya son una realidad en una región con mucho recorrido por delante. Bastantes ejemplos de éxito y una naturaleza especialmente generosa permiten ser optimista. A largo plazo la fiabilidad y una seguridad jurídica a prueba de falsos intereses nacionales es el verdadero reto.

Las tensiones geopolíticas del medio y largo plazo favorecen a Latinoamérica que debe avanzar en seguridad y estabilidad cuando el mundo parece dirigirse en sentido contrario. Si no se produce ningún grave acontecimiento que lo impida, la ascensión de China a la posición de primera potencia económica mundial irá transformando paulatinamente el orden geopolítico internacional, lo que probablemente revalorice a Latinoamérica como suministrador de recursos energéticos. España y sus empresas, con su especial vínculo con los países de América Latina, están llamadas a seguir jugando un importante papel en el desarrollo energético regional.

[81] US Energy Information Administration. *Chile international energy data and analysis*, agosto 2015.

Capítulo cuarto

Geopolítica de la energía en el Mediterráneo

Pedro Moraleda

Resumen

Muchas cosas están cambiando en la región mediterránea desde el principio de la presente década. Mientras que la llamada «primavera árabe» condiciona las agendas política y económica de los países del sur del Mediterráneo, los vecinos del norte a duras penas superan la reciente crisis financiera global.

Ambas crisis están afectando al tradicional intercambio de materias primas energéticas. Este tipo de intercambios pierde importancia como elemento de cohesión entre los vecinos mediterráneos pero los retos emergentes en un nuevo contexto energético abren nuevas posibilidades para una cooperación fructífera y a largo plazo.

Palabras Clave

Proceso de Barcelona, Unión para el Mediterráneo, primavera árabe, transición energética, compromisos de contribución (INDCs).

Abstract

Things are changing substantially in the Mediterranean Region since the beginning of the current decade. While the so called «Arab Spring» influences the political and economic agendas of Southern Mediterranean countries, the Northern neighbours are still struggling to recover from the global financial crunch.

Both crises are having an impact on the traditional energy exchanges. The trade of primary energy sources may no longer be a binding element between regional neighbours but emerging challenges in a new energy context open new opportunities to reinforce cooperation for the mutual benefit and for many years to come.

Keywords

Barcelona Process, Union for the Mediterranean, Arab Spring, energy transition, INDCs.

Resumen ejecutivo

El Mediterráneo, un mar de oportunidades

Tantas cosas han cambiado en la cuenca mediterránea en el último lustro que es muy oportuno reflexionar sobre cómo el diferente entorno puede afectar a las relaciones entre los países ribereños y, más concretamente, a la cooperación en el ámbito de la energía.

A los cambios políticos, dramáticos en algunos países del sur, se añaden los económicos, tecnológicos y medioambientales y, todos ellos, con fuerte impacto en el modelo energético tradicional.

La capacidad exportadora de energías fósiles desde el norte de África se ha visto mermada por las secuelas de la «primavera árabe», cuando no por políticas energéticas que no se han acomodado a la nueva dinámica de los mercados.

En paralelo a la disminución de la oferta de materias primas energéticas desde el sur, la demanda de energía en el norte se estanca. Europa se recupera con dificultad de la crisis financiera global y las perspectivas de crecimiento de la demanda se antojan limitadas a la vista de la política sobre clima y energía de la Unión Europea, política que se ha visto reforzada por el Acuerdo del Clima de París en la COP21 o Conferencia de las Partes en diciembre de 2015.

El comercio de energías fósiles ya no es, pues, el principal vector de cooperación regional y, aunque en términos económicos siga siendo importante para algunos países, ya no lo es tanto en cuanto a la creación de dependencias y perspectivas.

La tecnología es otro de los factores del cambio. En el último lustro, nuevas fuentes de generación eléctrica como la eólica y la solar han progresado hasta competir con las tradicionales. La región mediterránea está especialmente dotada de viento y del sol y estas fuentes ganan rápidamente cuota del mix energético.

La electrificación de la demanda de energía progresa también en toda la Región pero, en el sur, la capacidad para generar y suministrar electricidad se ha convertido en cuestión prioritaria. Y, si la atención a esta demanda en los países del Magreb y del Máshreq no se hace de forma sostenible, los problemas a medio y largo plazo serán graves y con impacto muy negativo en toda la cuenca del Mediterráneo.

La organización de los recursos para atender las necesidades eléctricas emergentes puede ser un vector de cooperación complementario de los intercambios de combustibles fósiles.

La transición de energías fósiles a otro tipo de fuentes tiene importantes implicaciones geopolíticas y parece una apuesta segura en la región porque hay un amplio campo para mejorar la eficiencia energética, hay fuentes renovables abundantes y es urgente reducir emisiones por ser una región especialmente sensible al cambio climático.

Las necesidades están claras y los medios existen pero hay que encontrar el marco de cooperación que tanto está costando; un marco consensuado y más ambicioso que un simple acuerdo para el intercambio de mercancías. Ni Europa puede considerar al norte de África un mero suministrador de materias primas o de mano de obra barata ni los países del norte de África pueden mantener las suspicacias históricas que frenan el asentamiento de empresas europeas en sus mercados. Como recordaba Germaine Tillion, los europeos y sus vecinos árabes pueden haber sido enemigos históricos pero, en todo caso, son enemigos complementarios.

Un marco de cooperación tipo «partenariado» mediterráneo que se propuso en el Foro Euro Mediterráneo de Barcelona en 1995 puede ser el objetivo pero no puede seguir siendo solo un objetivo 20 años después.

España puede jugar un importante papel para convertir ese objetivo en realidad. España ha sido siempre un punto de referencia en el acercamiento Norte–Sur y se posiciona como el puente occidental tanto por su ubicación geográfica como por sus relaciones históricas y vínculos comerciales actuales. Es, por tanto, un objetivo para España contribuir a la cooperación y progreso en toda la región para conseguir que el Mediterráneo sea un mar de oportunidades, que no un mar de pateras.

Introducción

Para el análisis de la situación actual y perspectivas utilizamos básicamente la información cuantitativa del *Observatoire Méditerranéen de l´Energie* (OME) porque es la que se centra en los países de la región. De los escenarios propuestos por OME, seguimos el llamado «conservador» que tiene en cuenta tendencias históricas y las políticas y planes en curso; es decir, no contempla ni desarrollos tecnológicos disruptivos ni objetivos voluntaristas de los gobiernos ni optimización de las oportunidades que conforman el escenario alternativo que OME denomina «proactivo».

Expresamente se indica cuándo se ha tenido en cuenta otra información más actualizada de instituciones autorizadas, a veces contradictoria con la de OME. Han aconsejado oportunamente sobre partes de este análisis Francisco P. de la Flor y Abel D. Enríquez de Enagás, Juan Manuel Rodríguez de Red Eléctrica Española y Angel L. Bautista y Luis Arribas de Repsol, a quienes quedo muy agradecido. La opinión del autor, basada en años de contactos con autoridades y líderes empresariales de la región y en su implicación en los estudios de OME, también ha influido en el estudio.

Por ser menos conocidos, se han analizado en más detalle países del sur y del este del Mediterráneo en base a información de sus autoridades y de fuentes especializadas.

En la cuenca mediterránea o «la región», incluimos los 25 países considerados por OME. En el norte: Portugal, España, Francia, Italia, Eslovenia, Malta, Chipre, Grecia, Albania, Bosnia Herzegovina, Croacia, Macedonia, Montenegro y Serbia. En el sur: Marruecos, Argelia, Túnez, Libia, Egipto, Israel, Jordania, Líbano, Palestina, Siria y Turquía. En total, una superficie de 9 millones de km^2 y 512 millones de habitantes en 2013, población parecida a la de la Unión Europea y, aproximadamente, el 7 % de la población mundial.



Imagen 1. Mapa político de la región.

El producto interior bruto de la región (PIB) era de 8.180 millardos de dólares americanos ($) en esa fecha (PPA 2015), lo que supone en torno al 10 % del PIB mundial, y la renta *per cápita* 16.000 $, aproximadamente dos tercios de la renta española ese año. La demanda de energía primaria fue de 990 millones de toneladas equivalentes de petróleo (Mtep), más de 8 veces la demanda española. El consumo de energía eléctrica *per cápita* fue de 3.330 kWh, poco más de la mitad del consumo en España. Los combustibles fósiles suponen el 76 % de la matriz energética en la cuenca mediterránea.

La región cuenta con el 4 % de las reservas probadas de gas en el mundo y aproximadamente el mismo porcentaje de las reservas de petróleo pero la región es deficitaria energéticamente y necesita importar la mitad de sus necesidades totales de energía.

Además de los medios de transporte marítimo, las grandes infraestructuras desarrolladas en las últimas décadas han contribuido a facilitar el comercio de energía entre los países de la región y consolidar lazos económicos y comerciales entre vecinos.

Entorno geopolítico

Desequilibrios Norte–Sur

Lo primero a destacar en el análisis geopolítico de la cuenca del Mediterráneo son los grandes desequilibrios Norte–Sur, desequilibrios históricos que se mantienen a pesar de su cercanía geográfica, intenso comercio e historia compartida.

Actualmente los países de las dos riberas tienen una población semejante pero mientras que se prevé que la población del norte permanezca estable, la del sur aumentará en 100 millones de habitantes en 25 años. Es decir, la cuenca del Mediterráneo albergará una población adicional en 2040 equivalente a un nuevo país como el Egipto actual.

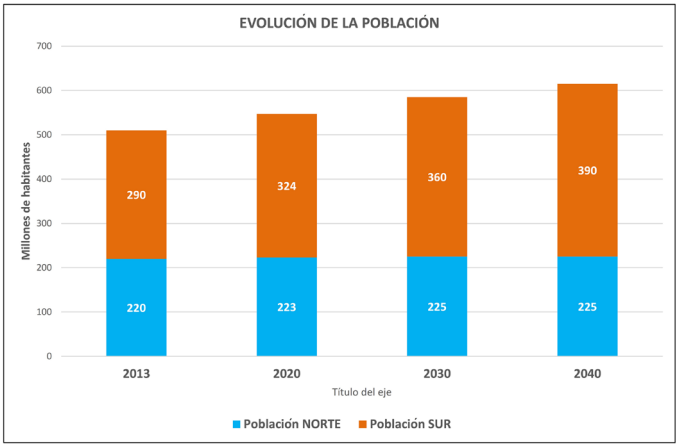


Imagen 2. Gráfico de evolución de la población. Elaboración propia basada en datos del Observatorio Méditerranéen de l´Energie (OME).

Por renta, el norte tiene una renta casi tres veces superior a la del sur.

Dos tercios de toda la energía primaria que demanda la región se consume en el norte. Este consumo se espera se equilibre en los próximos 15 años ya que la demanda permanecerá prácticamente estancada en el norte mientras que en el sur tiende a duplicarse por el gran aumento previsto de la población y del nivel de renta.

En cuanto a la dependencia del suministro exterior y de las energías fósiles, las tendencias son, también, diferentes. El norte tiende a reducir la dependencia y la cuota de las energías fósiles gracias a mejoras en eficiencia energética y a la implantación de renovables. Sin embargo, la transición hacia un modelo energético más eficiente y limpio va más lenta en el sur y su dependencia del suministro exterior puede aumentar mucho en las próximas décadas si no impulsan las energías autóctonas y la exploración y producción de hidrocarburos.

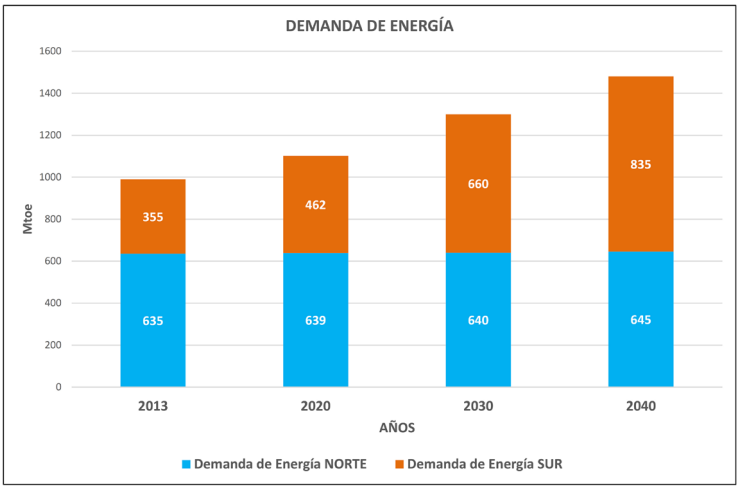


Imagen 3. Demanda de energía. Elaboración propia basada en datos del Observatorio Méditerranéen de l´Energie (OME).

La evolución de la demanda eléctrica es muy representativa de estos desequilibrios. En términos absolutos los países del sur consumen ahora la mitad de electricidad que los países del norte pero, en un escenario conservador, tipo «business as usual», la demanda de energía eléctrica en el sur superará a la del norte en 20 años.

Ligado al suministro eléctrico, está el uso de fuentes de energías renovables y aquí también hay un gran contraste entre el «*mix*» de generación de los países ribereños. En el norte, casi el 30 % de la electricidad se genera hoy a partir de

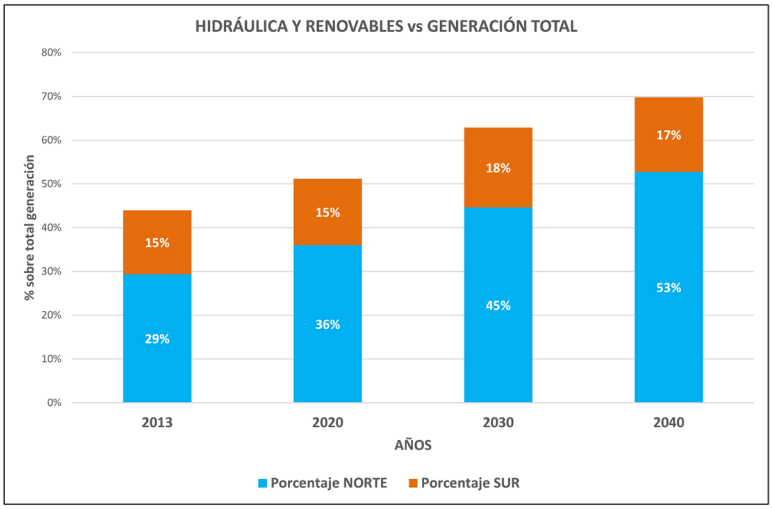


Imagen 4. Hidráulica y renovables en generación. Elaboración propia basada en datos del Observatorio Méditerranéen de l´Energie (OME).

fuentes renovables, incluyendo la hidráulica, mientras que las renovables en el sur contribuyen solo al 15 % de la que más del 80 % es generación hidráulica. Las tendencias en cuanto al uso de renovables son más dispares aún a pesar de los compromisos, para mitigar emisiones, presentados por los países del sur en la Cumbre del Clima de París.

Los desequilibrios complementarios

Los factores complementarios son tantos como los desequilibrios. Norte y sur se complementan en demografía, economía, recursos naturales y tecnológicos e incluso en seguridad, lo que invita a trabajar juntos para no dar pie a mayores desequilibrios ni a flujos migratorios insoportables.

Europa puede aportar a la cooperación mediterránea tecnología, financiación, experiencia en la gestión energética, etc. y, no menos, puede ayudar a anclar el continente africano cerca de los países de la OCDE. Pero Europa necesita a toda África porque allí encuentra todo lo que le falta: juventud, mercados, materias primas, oportunidades de inversión, etc.

La energía es una de las palancas más efectivas para la colaboración. Si ayer fueron los hidrocarburos el nexo de unión entre el norte y el sur, el suministro de electricidad limpia y segura puede cubrir hoy el hueco que van dejando el gas y el petróleo; mañana será el abastecimiento de agua porque sin agua no hay vida pero sin energía no es fácil disponer de agua potable suficiente en la cuenca mediterránea.

La Unión Europea ha progresado mucho en la compleja integración de sus mercados del gas y la electricidad y, más recientemente, en la transición hacia un modelo energético sostenible. El primer proceso ha necesitado más de 20 años y aún no está acabado; el proceso de transición energética está en sus albores pero ya se tiene buena experiencia sobre lo que no se debe hacer.

Los vecinos del sur no necesitarán tanto tiempo ni aprendizaje tan duro para llevar a cabo esta transformación si aprovechan la experiencia del norte.

Más que colaboración coyuntural lo que se necesita es cooperación estructural para que ambas partes puedan beneficiarse de una región más limpia, energéticamente más eficiente y socialmente más cohesionada.

El Mediterráneo, puente con África y encrucijada entre continentes

Los desequilibrios y complementariedades citados entre países mediterráneos son aplicables a Europa y África en su conjunto. El estrechamiento de lazos en el Mediterráneo puede ser un primer paso hacia una mayor integración vertical Europa–África muy ventajosa para ambas partes.

Europa sola pierde relevancia y competitividad entre los dos grandes bloques de poder actuales, América al oeste y Asia al este. África tampoco desempeña

el papel que le correspondería en el contexto internacional por cuestiones de cohesión interna y escaso protagonismo económico. Ninguno de los dos continentes aislados tiene la dimensión ni los recursos para mantener un papel importante en un mundo globalizado.

África es el único continente que todavía seguirá siendo joven dentro de 20 años, donde más crecen la población[1] y las megas ciudades y, además, es rico en recursos naturales. En este entorno geográfico ampliado, la energía es una de las bazas para colaborar más evidentes.

Como diría Jean-Louis Gigou, el futuro de Europa hoy se juega en el Mediterráneo y mañana se jugará en África[2]. Por eso, la colaboración además de más intensa ha de ser geográficamente más extensa.

Frente a otras grandes potencias, Europa tiene indudables ventajas para el diálogo con África pero quizás tenga la desventaja de «exceso de democracia», de no hablar con una sola voz y hablar demasiado; la «política de vecindad» tendría que ser más pragmática y efectiva.

Si el Mediterráneo es puente para la integración vertical Norte–Sur, también lo es para el acercamiento a otra región con clara sinergia económica y gran potencial de crecimiento como es Oriente Medio. Europa tiene que aumentar su influencia en este espacio antes de que lo hagan las otras grandes potencias. De hecho, China, que persigue fundamentalmente asegurarse el suministro de materias primas, está creando una imagen muy positiva en el continente africano gracias a sus importantes inversiones[3]. Y el acercamiento de China a nuestra región no se para en África sino que parece haber elegido a Grecia como su cabeza de puente en el Mediterráneo.

El Mediterráneo siempre ha sido encrucijada comercial con tres puntos de gran importancia estratégica: el canal de Suez, el estrecho del Bósforo y el de Gibraltar. Asimismo es crisol de culturas o lecho nupcial de Oriente y Occidente como diría Michel Chevalier; potenciarlo de nuevo a partir de necesidades convergentes reforzaría enormemente la relevancia geopolítica mundial de la región.

La energía como vector de la cooperación y desarrollo en la región

Los intercambios de materias primas energéticas han creado vínculos y dependencias entre norte y sur pero pierden relevancia y tienen que complementarse con nuevos elementos de cooperación.

---

1 30 % de crecimiento entre 2014 y 2035; más que en China y en India según *BP Energy Outlook 2016*.

2 GUIGOU, Jean-Louis. «Le nouveau monde méditerranéen».

3 GARCÍA DEL CAMPO, Gonzalo. IEEE, citando encuesta *Global Attitudes* en 2014 del Pew Research Center.

En primer lugar, porque no se sostiene la tradicional imagen de los países del Sur como exportadores de energía:

- De cuatro suministradores importantes de gas y petróleo hace poco más de cinco años solo queda uno que ve disminuido su potencial exportador ante la caída en la producción y el aumento de su demanda interna.
- Hay perspectivas de nuevos exportadores de hidrocarburos en el sur pero el destino quizás no sea Europa.
- Se desvanece, también, la perspectiva de exportación de energía verde desde el sur y, por el momento, la tendencia es justo la inversa.

En segundo lugar, porque Europa ya no es un mercado de energía tan atractivo:

- Desde la crisis financiera global y a medida que la economía gira al sector servicios, la demanda de energía en Europa tiende a estabilizarse.
- Las mejoras en eficiencia y el rápido desarrollo de energías renovables autóctonas auguran el mantenimiento de esta tendencia.
- Europa cuenta ahora con una más amplia gama de suministradores potenciales y de medios de suministro: la abundante oferta de GNL está conectando los mercados más que nunca y haciendo global y más líquido el mercado del gas.
- La transición hacia un modelo energético sostenible es ahora la prioridad de la política energética europea.
- Tanto la bajada del crudo como la evolución de la curva de aprendizaje de las renovables mueven a los productores tradicionales a pensar más allá del petróleo y a abrir nuevos campos para la colaboración económica.

En tercer lugar, porque los recientes acontecimientos en el sur reclaman un nuevo modelo de cooperación:

- La inestabilidad socio-política en el sur hace dudar a los inversores.
- La inestabilidad genera desempleo, desesperación y emigración incontrolada que el norte podría atenuar implicándose más en los países afectados.
- La bajada mantenida en los precios internacionales del petróleo detrae recursos destinados a objetivos sociales y puede generar preocupante descontento social en países dependientes de esas rentas.

Por último, es prioritario ahora en el sur atender una demanda eléctrica que crece rápidamente y también es prioritario estudiar qué parte del consumo se puede evitar mediante eficiencia antes de afrontar nuevas inversiones pero, aunque la transición sea el camino, el sur necesita seguir manteniendo las rentas de la exportación de hidrocarburos por lo que lo añadimos a los desafíos energéticos mediterráneos que explicamos a continuación.

Hacia un modelo energético sostenible

La demanda de energía primaria en los países de norte del Mediterráneo se ha reducido desde 2010 y tiende a permanecer estable en línea con los países de

la OCDE donde la población no crece, la economía se orienta al sector servicios y baja la intensidad energética.

Las estimaciones que hace OME sobre el descenso de la intensidad energética en el norte y de la demanda de petróleo largo plazo, más allá de 2030, quedan cortas en comparación con las de otros analistas[4] aunque ya muestran la contención del consumo y de la dependencia energética.

La demanda de petróleo en Europa alcanzó su pico en 2005, ha descendido el 17 % desde entonces y no parece que vaya a recuperar la tendencia anterior[5]. Las estimaciones de OME de hace dos años quizás no hayan valorado suficientemente el impacto de las mejoras de eficiencia y progresiva electrificación del sector de automoción.

La demanda de gas en Europa también se mantiene según OME o desciende según otros analistas: la clave será su potencial como soporte a las renovables en generación eléctrica que era su mercado con mayor potencial de crecimiento.

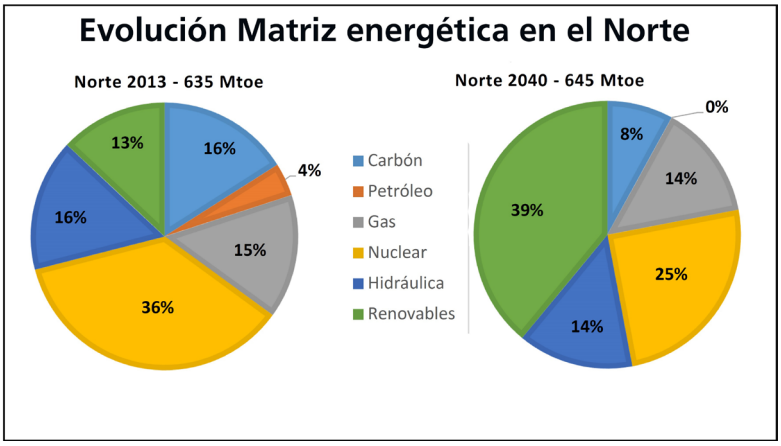


Imagen 5. Gráfico matriz energética del Norte en 2013 y 2040. Elaboración propia basada en datos del Observatorio Méditerranéen de l´Energie (OME).

Sin embargo la matriz energética en el sur sigue un camino diferente:

- La demanda de energía primaria crece en paralelo al rápido aumento del PIB: casi se duplicará en 15 años, alcanzando la cifra de 660 Mtep y superando a la del norte ya en 2030; se multiplicará por 2,3 hasta 835 Mtep en 25 años.
- No se prevé desacoplamiento del crecimiento económico y demanda de energía hasta la década 2030-2040.

[4] McKinsey's. «Energy 2050: Insights from the ground up» y otros. BP Energy Outlook 2014-2030.

[5] Shell's CFO en presentación de resultados el 02.11.16.

- Su matriz energética mantiene la alta dependencia de las energías fósiles: por encima del 90 % hasta 2030.
- Traducido a cantidades, esto significará en 2040 respecto a 2013: 185 Mtep más de gas (230 %), 166 Mtep más de petróleo (210 %) y 54 Mtep más de carbón (220 %) (o sea, unos 140.000 millones $/año más).
- Aumenta la dependencia del suministro exterior: los países del sur, autosuficientes ahora en su conjunto, tendrán que asegurar los medios para importar casi un tercio de sus necesidades de combustibles fósiles en 2040.
- La demanda eléctrica crece aún más rápidamente que la de energía primaria y casi se triplica en 2040.
- El gas natural es su gran alternativa para generación eléctrica.
- Las energías renovables, incluida la hidráulica, apenas ganan peso en la matriz energética: se mantienen entre el 6 % y el 7 %.
- La intensidad energética apenas desciende en los próximos 20 años.
- Las emisiones de CO_2, como resultado de lo anterior, más que se duplican en 25 años.

Estos tres últimos puntos, emisiones, uso de renovables e intensidad energética, muestran que, si no hay un cambio radical, el modelo energético del sur es insostenible. Sin embargo, en otoño de 2015 en preparación de la Cumbre del Clima de París, la mayoría de los países presentaron compromisos formales para reducir las emisiones de efecto invernadero, los llamados *Intendended Nationally Determined Contributions (INDCs)*.

Estos planes contrastan con el escenario conservador que hemos presentado pero no parecen fáciles de cumplir a la vista de la situación actual en esos países. Proponen recortar las emisiones entre un 20 % y un 30 % en 2030 en comparación con un escenario base, reducir el consumo de energía primaria y aumentar la contribución de las energías renovables a la genera-

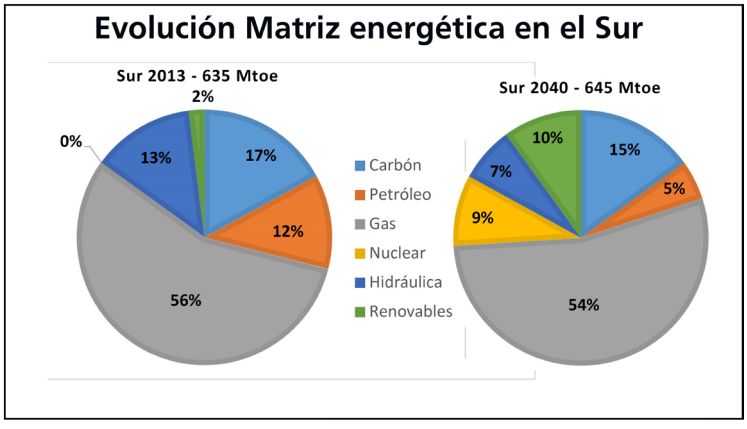


Imagen 6. Gráfico matriz energética del Sur en 2013 y 2040. Elaboración propia basada en datos del Observatorio Méditerranéen de l´Energie (OME).

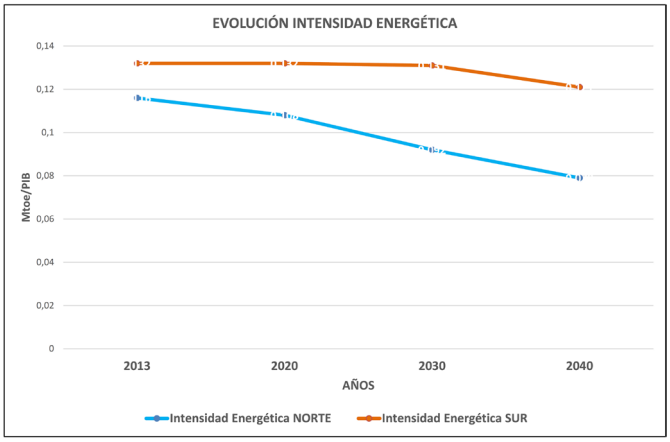


Imagen 7. Evolución de la Intensidad energética en el Norte y el Sur. Elaboración propia basada en datos del Observatorio Méditerranéen de l´Energie (OME).

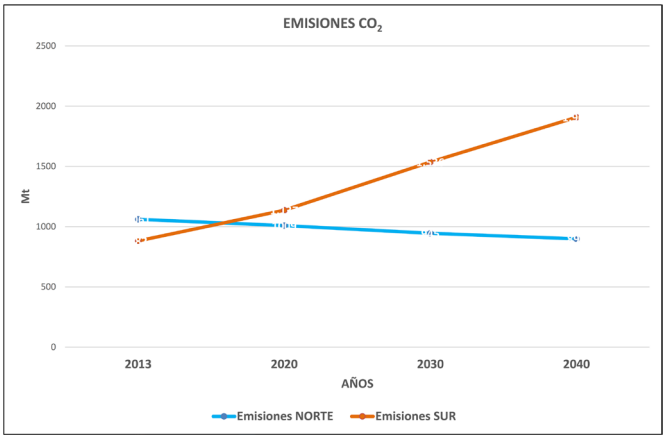


Imagen 8. Emisiones de CO2. Elaboración propia basada en datos del Observatorio Méditerranéen de l´Energie (OME).

ción eléctrica. Su nivel de ambición suele depender del grado de dependencia energética de cada país y, en la mayoría de ellos, se fijan dos objetivos: los condicionados a la recepción de ayuda financiera internacional y los que pueden alcanzar por sí mismos, siendo bastante más modestos estos últimos. Todos reconocen la vulnerabilidad de la región al cambio climático y buscan, también, aumentar la disponibilidad de agua potable y recuperar tierras en vías de desertización.

Los INDCs dejan de ser «intenciones» cuando el país ratifica el acuerdo y pasan entonces a ser *Nationally Determined Contributions (NDCs)* pero, a noviembre de 2016, solo Marruecos de entre los países del norte de África los había ratificado. Para el resto, los planes nacionales siguen siendo tentativos.

Para ver el progreso hacia un modelo sostenible es ilustrativo analizar cómo han evolucionado las magnitudes básicas en los últimos cuatro años y cómo han cambiado en cuatro años las estimaciones que hacía OME para 2020 y 2030.

En cuanto a la evolución de las magnitudes entre 2009 y 2013 en el norte:

- Desciende el 4 % la demanda de energía primaria desacoplándose del PIB.
- El declive más acentuado en la demanda de gas y productos petrolíferos, menos 13 % y 14 % respectivamente.
- Aumenta la cuota de renovables que pasa del 9 % al 13 % de la demanda de energía primaria.
- Consecuentemente, se reducen el 18 % las emisiones de CO_2.
- A pesar de la crisis aumenta moderadamente la demanda de electricidad.

En el sur:

- Crece el 8 % la demanda de energía primaria a pesar del impacto en algunos países de la «primavera árabe» en ese periodo.
- Crece el 15 % de la demanda eléctrica y 17 % la de gas, materia prima elegida para la nueva generación eléctrica.
- Modesto aumento de las energías renovables que alcanzan el 15 % de cuota en generación eléctrica y solo el 6 % en la matriz de energía primaria.

De la evolución en las previsiones que hacía OME en 2011 y las que hace en 2015 para 2020 y 2030, cabe destacar que:

- Reducen bastante las estimaciones de demanda de gas en el norte en 2020 y en 2030, 24 % y 33 % respectivamente; en el sur, el 12 %.
- Recortan más moderadamente las estimaciones de demanda de petróleo en el norte, 15 %, descenso que parece corto en relación con otras estimaciones autorizadas, pero mantienen las previsiones para el sur.

OME estima que las emisiones de CO_2 de los países del norte bajarán más de lo que habían previsto en 2011 pero mantiene igual su estimación de descenso de emisiones en el sur, lo que contrasta con los planes presentados recientemente por estos países.

Mantenimiento de la capacidad exportadora del sur

La capacidad de los países del norte de África para exportar gas y petróleo ha conocido mejores tiempos. Ahora se plantean dudas sobre su posible recuperación tras un lustro en que no han respondido a las expectativas e incluso se ha visto mermada esta capacidad por razones más políticas o económicas que geológicas.

Un primer punto a recordar es que gran parte de las reservas y producción de petróleo y gas se concentran en pocos países: Argelia, Libia, Egipto y Siria, país este último que justo antes de su conflicto interno ofrecía magníficas perspecti-

vas como productor y exportador de petróleo. De estos cuatro países, Argelia es el único exportador activo actualmente y, ocasionalmente, Libia.

A medio plazo en el Mediterráneo pueden surgir otros exportadores. Israel y Chipre, considerado país del norte en este análisis, se pueden añadir a esta lista a la vista de los recientes descubrimientos en sus aguas territoriales aunque, por el momento, no se puedan anticipar fechas precisas ni volúmenes disponibles para la exportación.

Las infraestructuras en la región no son factor limitativo de la exportación: el petróleo apenas las necesita y hay capacidad más que suficiente para transportar gas del sur al norte a través de cuatro gasoductos en operación: Magreb–Europa, Medgaz, Transmed y Greenstream. Además, hay capacidad de licuación de sobra en Argelia y Egipto y de recepción de gas licuado (GNL) en Europa.

Tampoco las reservas habrían de limitar la capacidad de producción en el sur. Amplias zonas de estos países están poco exploradas, el potencial geológico es muy alto y hay suficientes compañías dispuestas a invertir con marcos concesionales razonables como está ocurriendo con los últimos descubrimientos en la región levantina.

En cuanto a reservas no convencionales, se habla de su gran potencial pero no hay información ni base suficiente para considerarlas en este análisis.

El hecho de que sean de tipo político las razones que están influyendo en el descenso de la producción y exportación de hidrocarburos hace difícil prever su recuperación. Los conflictos vivos en Libia y Siria han detenido o reducido al mínimo la exportación desde estos países. En Argelia, al rápido aumento de la demanda interna se une un régimen concesional que no atrae la inversión en exploración y producción. La situación de Egipto queda bien definida con el llamado «síndrome de Egipto»[6] o situación en el que un gobierno, tras un largo periodo de negarlo, tiene que aceptar la cruda realidad de que su producción de energía no es suficiente para atender una demanda interna rápidamente creciente e insosteniblemente subvencionada ni para mantener las exportaciones, lo que conduce a dejar infrautilizadas las instalaciones de exportación.

El precio de los hidrocarburos en los mercados internacionales en los dos últimos años y la dudosa «seguridad en la demanda», influyen negativamente en las inversiones.

Petróleo

Las reservas probadas de petróleo en la región son de unos 69 millardos de barriles, el 4 % de la reservas mundiales. Libia tiene el 70 %, Argelia el 18 % y Egipto el 6 %.

[6] Ali Aissaoui, APICORP.

La producción está en descenso desde hace más de una década: de 4,7 millones de barriles día (mb/d) en el año 2000 a 3,6 mb/d en 2013, siendo este descenso mayormente atribuible a Libia.

OME estima que la producción de petróleo remontará a partir de 2020 tras el esperado final de los conflictos políticos y a que Libia estaría en condiciones de compensar los descensos de otros productores.

En cualquier caso, OME ha moderado su estimación de aumento de la producción que ya está lejos del pico de 6,4 mb/d para el final de la próxima década que consideraba en su previsión de hace cinco años, en el MEP 2011.

En la Unión Europea la producción de petróleo desciende más rápidamente que su demanda por lo que su dependencia externa ha aumentado hasta el 88 %. Sin embargo, el riesgo de interrupción del suministro no parece importante por el gran número de suministradores y porque el 90 % del petróleo importado se transporta por mar; el 100 % en el caso de los países mediterráneos europeos.

En cuanto a dependencias, Europa solo importa del norte de África el 8 % de sus necesidades de petróleo mientras que Europa es el destino de más del 80 % de las exportaciones de esos países.

Al contrario de lo que ocurre en el norte, la demanda de petróleo en el sur sigue creciendo y no hay síntomas de cambio de esta tendencia por lo que, de mantenerse el escenario base, aumentará inexorablemente su dependencia de las importaciones.

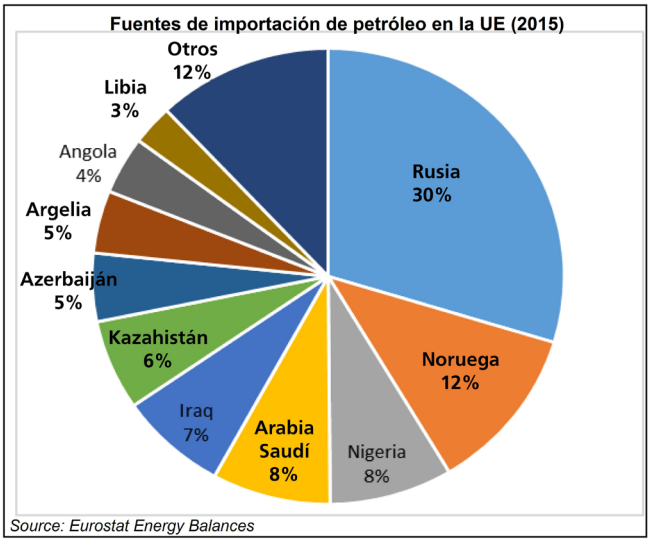


Imagen 9. Fuentes de suministro de crudo a Europa.

Las reservas probadas en la región son de 9.000 bcm, cantidad suficiente para atender la demanda de la Unión Europea durante 20 años. Argelia tiene el 50 % de estas reservas, Egipto el 25 % y Libia el 17 %.

La producción del sur fue de 173 bcm en 2013, un aumento importante desde los 137 bcm en 2000 pero un descenso respecto a los 194 bcm producidos en 2010.

Las previsiones de OME sobre producción futura son optimistas a la vista de los recientes descubrimientos en la cuenca de Levante, del potencial de exploración remanente en los productores tradicionales y, no menos, del tirón esperado de la demanda desde los países del sur. Pero, a pesar de esta visión optimista, OME ha rebajado sustancialmente sus estimaciones de hace cinco años; así, si en 2011 estimaba producciones de 316 bcm en 2020 y de 364 bcm en 2030, en 2015 estima 216 bcm y 310 bcm, es decir, unos 100 bcm menos en 2020 y 50 bcm menos en 2030.

Las exportaciones decaen: de más de 70 bcm en 2010 a menos de 50 bcm en 2013. Egipto, que llegó a exportar 19 bcm, es ahora importador de gas; las exportaciones de Libia son muy variables ahora pero han descendido significativamente.

Argelia queda como casi único exportador de gas pero también tiende a la baja ya que no aumenta su producción y sí lo hace la demanda interna.

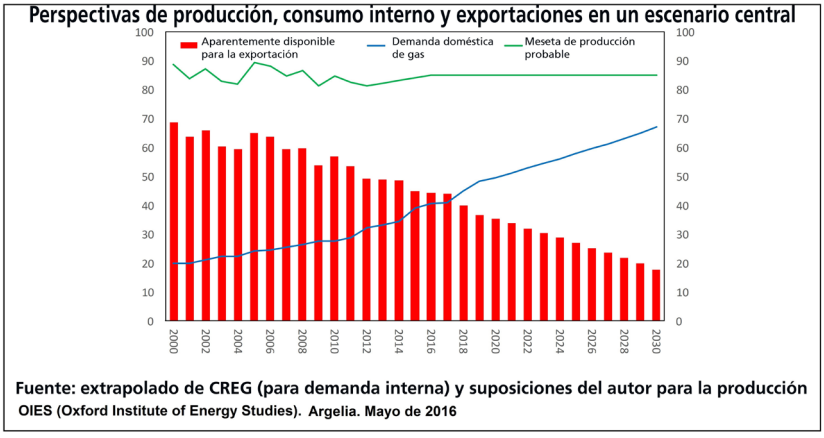


Imagen 10. Perspectivas del gas en Argelia.

El gran cliente del gas argelino es Europa, que fue el destino del 83 % de su gas y del 81 % de su GNL en 2015, sin embargo, para Europa Argelia no es un suministrador esencial ya que el gas argelino representa menos del 10 % del consumo total de gas en la Unión Europea.

Suministro de gas natural a Europa, 2010 – 2014, (en bcm)

	2010	2011	2012	2013	2014
Suministros de los principales exportadores de gas					
OAO Gazprom (contratos a largo plazo)	138.6	150.0	138.8	161.5	**146.6**
Argelia (incluyendo LNG)	57.3	52.4	46.5	36.6	**31.7**
Libia (incluyendo LNG)	10.3	2.5	6.7	5.7	**6.5**
Qatar	32.9	43.9	31.3	24.4	**23.7**
Nigeria	13.5	18.1	12.1	7.0	**6.0**
Total	**252.6**	**266,9**	**235,4**	**235,2**	**214,5**
Suministros de los principales productores europeos					
Noruega	115.4	109.4	121.4	114.7	**116.8**
Holanda	76.5	72.9	72.6	77.7	**63.1**
Reino Unido	64.5	51.1	43.8	41.2	**41.2**
Otros	100.8	56.6	73.5	71.5	**50.4**
Total	**357,2**	**290**	**311,3**	**305,1**	**271,5**
Total	**609,8**	**556,9**	**546,7**	**540,3**	**486**

Source: Gazprom Annual Report 2014, May 2015, p. 49.
Gazprom Note: **Los datos para mayo 2010-13 difieren sobre los datos en el Annual Report 2013 debido a las enmiendas a las estadísticas internacionales**

Imagen 11. Fuentes de suministro de gas a Europa.

España es caso distinto porque importa actualmente de Argelia casi el 60 % del gas que consume[7], pero la interrupción total o parcial de estos suministros no pondría en grave riesgo a España dada su amplia diversificación de fuentes y medios de suministro aunque pudiera afectar al precio que depende del volátil precio internacional del GNL.

La recuperación de la capacidad de producción de gas del sur va a ser esencial a la vista de su creciente dependencia de esta materia prima para la generación eléctrica.

Electricidad

Tampoco se producen los esperados flujos de electricidad «verde» de sur a norte porque el sur necesita toda la electricidad que pueda generar mientras que en el norte hay exceso de capacidad de generación por lo que no se esperan cambios en esta situación a medio plazo.

Seguridad de demanda (de gas)

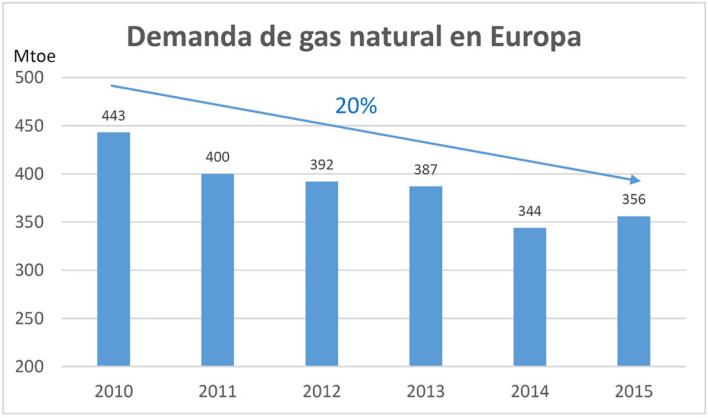
La seguridad de suministro es uno de los tres objetivos básicos en la política energética europea y está subyacente en los contratos de compraventa de gas a largo plazo en los que el comprador se comprometía a pagar un volumen anual, lo retirara o no, y el vendedor se comprometía a mantener un precio. Pero las circunstancias están cambiando y el concepto de «seguridad de demanda» gana protagonismo entre las preocupaciones de los exportadores.

Los compromisos a largo plazo, que eran la garantía para construir infraestructuras, pierden también esta función ya que tampoco son tan necesarias en un mercado de gas donde el GNL gana protagonismo y no necesita de gasoductos.

[7] CORES, octubre 2016.

A los cambios contractuales se añaden los legales. En la década pasada la UE desmanteló los monopolios de compra de gas, prohibió las cláusulas de destino obligatorio e incluso forzó la transparencia de precios. Estas medidas fueron bien acogidas por exportadores de gas de otras regiones pero quizás no tan bien interpretadas por los exportadores mediterráneos que veían romperse sus esquemas de operación tradicionales.

Y, tras la crisis financiera global de 2008, cambia también el equilibrio de oferta y demanda. Mientras que la demanda de gas en Europa no crece, aumenta la oferta de distintos orígenes añadiendo razones para que en el sur se preocupen por su seguridad de demanda.



Fuente: Bloomberg

Imagen 12. Evolución de la demanda de gas natural en la UE.

Salvo en el caso de los países del este de Europa muy dependientes del gas ruso, la seguridad de suministro no parece ahora la preocupación prioritaria de la Unión Europea.

Rusia anuncia estar en condiciones de aumentar en 50 bcm el suministro de gas a Europa y no está dispuesta a perder cuota de mercado frente a nadie. En 10 bcm/año se estiman las exportaciones desde Shah Deniz en el mar Caspio (Azerbaiyán) a medio plazo; EE. UU., pone 70 bcm de GNL en el mercado que pueden desembarcar en cualquier rincón de Europa que cuenta con capacidad para recibir 150 bcm/año, excluyendo el Reino Unido, y que solo utiliza la cuarta parte de esta capacidad.

Argelia es el único país que podría competir en costes y en medios de transporte con Rusia en el suministro de gas a la región pero su capacidad exportadora está en declive y sus contratos a largo plazo expiran antes que los de Rusia.

Los exportadores de hidrocarburos han de buscar la seguridad de demanda en los países del sur cuyas previsiones de crecimiento de la demanda de gas

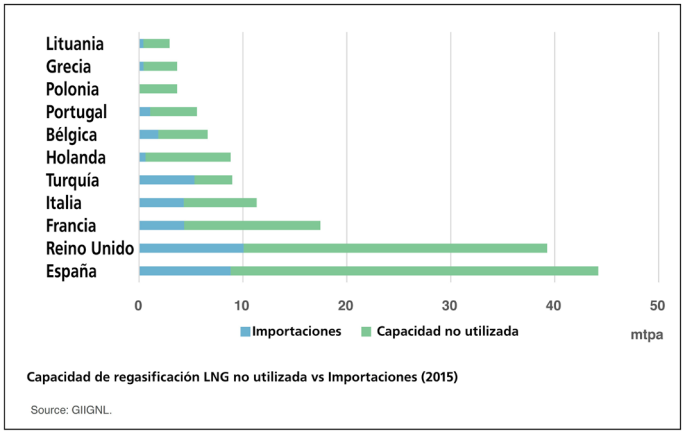


Imagen 13. Utilización de las plantas de regasificación.

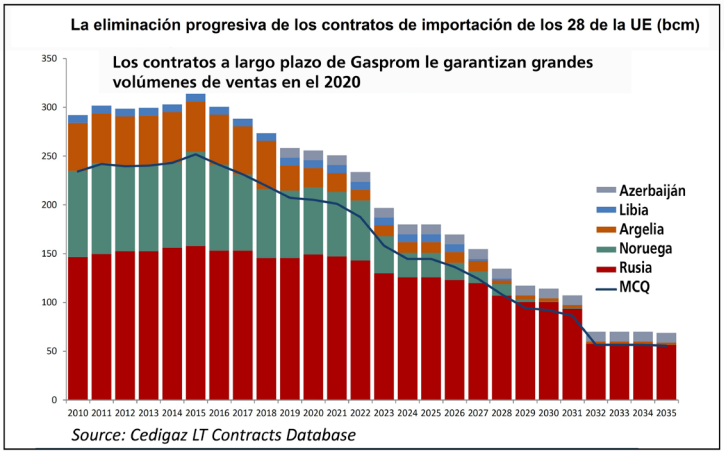


Imagen 14. Expiración contratos de suministro de gas.

parecen imparables y para ello haría falta desarrollar más las interconexiones entre ellos que ahora son bastante limitadas.

Potencial de los nuevos descubrimientos

Algunos de los mayores yacimientos *offshore* de gas recientemente descubiertos han tenido lugar en la llamada cuenca de Levante, al este del Mediterráneo: Tamar y Leviathan en aguas territoriales israelíes, Aphrodite en aguas de Chipre y Al-Zohr en aguas de Egipto frente al delta del Nilo.

Según los expertos, las reservas probadas de gas en estos yacimientos son solo indicativos del gran potencial de reservas de hidrocarburos en el Mediterráneo.

El *United States Geological Survey* (USGS) estimaba en 2010 que las reservas técnicamente recuperables en esa zona serían de unos 3.450 bcm y 1.700.000 barriles, reservas de gas suficiente para atender casi indefinidamente la demanda de esa región y la demanda de petróleo durante 20 años. Tal es el potencial que OME se pregunta si no estará apareciendo un nuevo «mar del Norte» en el Mediterráneo.

La cuestión no es el potencial de la zona sino cómo «monetizar» esas reservas, es decir, cómo ponerlas en el mercado, qué parte para el mercado doméstico o para exportar, si exportar como GNL o por gasoducto, etc. La amenaza para su comercialización son las disputas sobre fronteras marítimas entre los países implicados. Disputas de Israel con Chipre sobre el yacimiento Aphrodite, con Gaza, Líbano y Egipto sobre aguas territoriales y, no menos, el conflicto con Turquía sobre la soberanía greco-chipriota de las zonas marítimas de la isla.

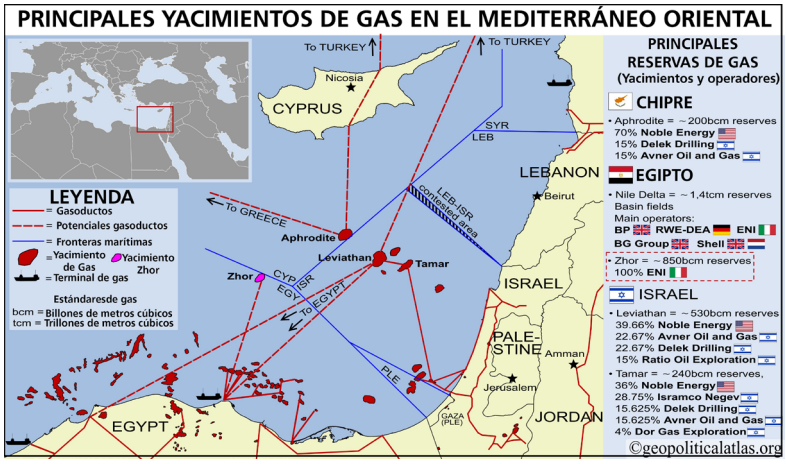


Imagen 15.-Yacimientos e infraestructuras en la Cuenca de Levante.

Israel

En 2009 y 2010 se descubrieron dos yacimientos de gas importantes en aguas territoriales israelíes: Tamar con unas reservas de unos 300 bcm y Leviathan con 450 bcm. El primero entró en operación en 2013 y tiene una producción media anual de 7 bcm; el segundo estará productivo entre 2018 y 2019.

La utilización de estas reservas se ha demorado por discusiones internas sobre asuntos tales como competencia, impuestos y la opción entre seguridad energética o exportaciones. El pasado mes de mayo quedaron resueltas estas cuestiones y el gobierno israelí lanzó nuevas rondas de ofertas para exploración y producción en bloques marinos que se cerrará en abril de 2017.

En Israel la generación eléctrica se hace ahora con gas y carbón a partes iguales. En 2015 consumieron 9 bcm de gas, tres cuartas partes para generación

eléctrica y estiman que este volumen se multiplicará por tres en 2040 y que la generación eléctrica seguirá siendo el principal destino de su gas.

En principio, reservarían 450 bcm para consumo interno durante estos años y exportarían el resto de la producción a partir de 2020. Para ello, estudian con la UE la construcción de un gasoducto a Chipre, Grecia y, eventualmente, a Italia, aunque para el ministro de la Energía israelí, Yuval Steinitz, sólo esta vía sería insuficiente.

Chipre

En sus aguas territoriales se descubrió el yacimiento de gas Aphrodite en 2012 cuya más reciente estimación de reservas probadas es de 130 bcm y se puede poner en producción en 2019.

Estas reservas no son suficientes para invertir en planta de licuación de gas o en gasoducto submarino a menos que no se acrecienten en próximas exploraciones o se alíen con alguno de sus vecinos para comercializar conjuntamente estas reservas.

Aunque la demanda energética de Chipre es baja, la utilización del gas en generación eléctrica les ayudaría a reducir sus altos costes de generación actuales.

Egipto

Se convirtió en importador neto de gas en 2013 dejando paradas dos plantas de licuación, Damieta e Idku, con unas capacidades anuales de 7 bcm y 11 bcm respectivamente además del gasoducto Arab Gas Pipeline.

Pero Egipto siempre ha sido un país muy activo en exploración de hidrocarburos y abierto a la colaboración internacional y, como resultado de esta colaboración, en 2015 se descubrió el yacimiento *offshore* de Al-Zhor, con reservas de gas inicialmente estimadas en 850 bcm y hay indicios de yacimientos importantes en Nooros (delta del Nilo), Meleiha (desierto Occidental), Salamat (*offshore* Damietta), etc.

No obstante, tras la dolorosa experiencia antes definida como «síndrome de Egipto», no parece que se vayan a reanudar las exportaciones de gas a corto plazo ni es previsible que vuelvan a exportar más gas del que sea necesario para mantener sus compromisos con las plantas de licuación de Damietta e Idku.

Argelia

Aunque Argelia ni es suministrador potencial porque ni está en la cuenca de Levante del Mediterráneo, merece unas líneas en este capítulo por su gran potencial de reservas convencionales no descubiertas que el USGS estimó en torno a 1,1 tcm en la evaluación llevada a cabo en 2012.

Esta estimación compensa en alguna medida la reducción de reservas probadas de 4.500 bcm a 2.745 bcm anunciada formalmente por el gobierno argelino en noviembre de 2015.

A la perspectiva optimista del USGS se añade la afirmación frecuentemente repetida por la empresa pública argelina, Sonatrach, de que dos tercios del país no han sido explorados o suficientemente explorados.

En cuanto a reservas no convencionales, Argelia está considerada como uno de los países con mayores reservas del mundo.

Por último, quedan las incógnitas de dos países con gran potencial y muy perjudicados por conflictos políticos:

Libia

Como Argelia, Libia no es suministrador potencial sino real y aunque no está en el Levante mediterráneo merece una mención específica porque tiene el potencial para convertirse en el Catar del Mediterráneo; solo le falta tener las estructuras de un Estado y así podría ser si la comunidad internacional se compromete a evitar la ruptura del país.

Las exportaciones de crudo de Libia habían bajado de 1.600.000 a 207.000 b/d[8] pero recientemente han conseguido recuperar hasta 500.000 b/d; tienen en perspectiva exportar 900.000 b/d en 2017 y mantener 9 bcm de gas a través del Greenstream.

El impacto económico de estas exportaciones en una población de 6 millones de habitantes es un buen incentivo para que los dos grupos políticos mayoritarios y opuestos lleguen a un acuerdo. No es menos incentivo, el recuerdo de que, antes del derrocamiento del general Gadafi, Libia era el país con renta per cápita más alta de toda África.

Otra señal positiva ha sido el reciente anuncio de la NOC libia (National Oil Corporation) de reapertura de los oleoductos provenientes de los campos de Sharara, donde participa Repsol, y Elephant, donde participa ENI que llevaban dos años bloqueados[9]. Este acuerdo puede añadir unos 400.000 b/d a la exportación ya que Libia no está afectada por el acuerdo de Argel de recortar la exportación de crudo.

Siria

También con grandes reservas, especialmente de petróleo, 2.500 millones de barriles según la *Energy Information Administration* (EIA).

Cobertura de la demanda eléctrica en los países del sur del Mediterráneo

La mitad de la población que no tiene acceso a suministro fiable de electricidad en el mundo se concentra en el África Subsahariana, más de 600 millones de

[8] Mustafa Sanalla, presidente de NOC (Libyan National Oil Company) a *Financial Times*, 11.08.2016.

[9] «I want to thank all the parties involved in making this happen», «Everybody realized that the only route to rebuilding Libya is through cooperation between us as Libyans». 20.12.2016.

personas según la Agencia Internacional de la Energía (AIE). Este es un problema crónico en África y pone de manifiesto que el reto al que se enfrenta todo el continente Africano a corto plazo es atender la demanda eléctrica de una población rápidamente creciente para quienes la electricidad se hace cada día más imprescindible.

Fue hace solo poco más de un lustro cuando dominaba la idea de que Europa se alimentaría de electricidad «verde» procedente de los desiertos del norte de África. En torno a esta idea surgieron diversas iniciativas político-empresariales que acertaron en que era necesario construir capacidad de generación eléctrica renovable en el sur pero no acertaron en el sentido de los flujos eléctricos. Europa ha desarrollado tanta generación renovable y de respaldo que tiene ahora exceso de capacidad mientras que en el sur, toda la nueva generación que entre en servicio apenas va a ser suficiente para atender sus propias necesidades y remplazar tecnologías obsoletas.

Actualmente, los países del norte de África sufren frecuentes cortes en el suministro eléctrico, especialmente en verano por la demanda para refrigeración. La excepción a estos cortes es Marruecos que es el único país del sur conectado al sistema eléctrico europeo a través del estrecho de Gibraltar y que cubrió en 2015 el 14 % de sus necesidades eléctricas con importaciones desde España.

Las diferencias en consumo eléctrico entre los países de ambas orillas son significativas; mientras que el consumo *per cápita* en el norte es de 5.300 kWh/año, en el sur es de 1.870 kWh, con la excepción de Israel y Turquía que se acercan más a las medias del norte. La evolución ha sido, también, muy distinta: el crecimiento de la demanda eléctrica en el norte ha sido del 1,6 % anual desde 1990 mientras que en el sur ha sido del 5,7 %, tres veces y media superior, a pesar de los conflictos políticos que les han afectado en los últimos años.

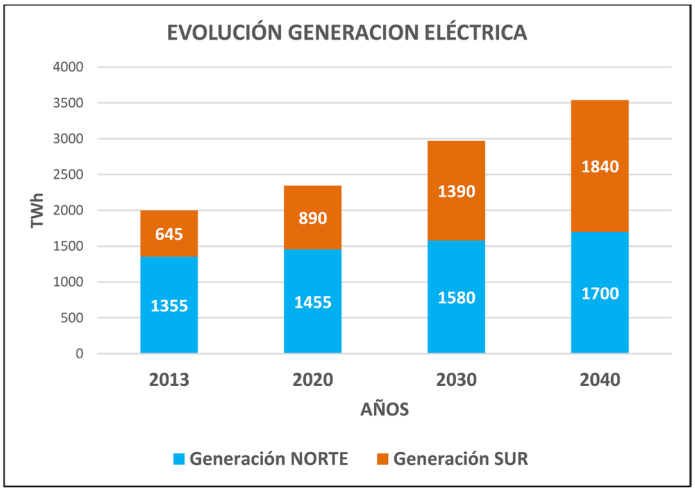
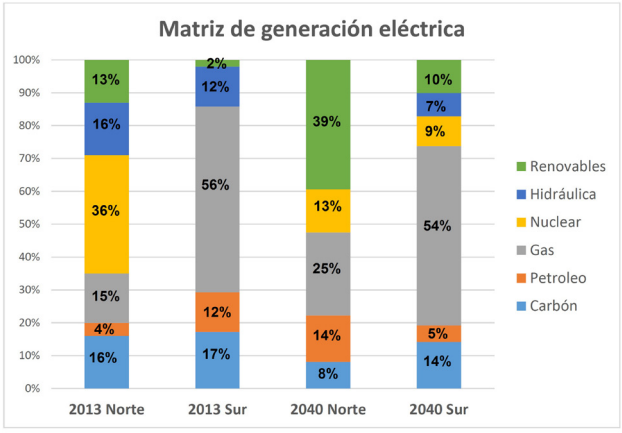


Imagen 16. Evolución de la generación eléctrica. Elaboración propia basada en datos del Observatorio Méditerranéen de l´Energie (OME).

Las estimaciones a largo plazo apuntan a que casi se va a triplicar la demanda eléctrica en el sur mientras que en el norte solo va a aumentar el 25 % en los próximos 25 años.

Los únicos intercambios eléctricos significativos Norte–Sur se producen ahora allí donde existen infraestructuras; esto es, entre España y Marruecos y entre Bulgaria/Grecia y Turquía. Las interconexiones sur–sur son de muy baja capacidad o prácticamente inexistentes y se desaprovechan las complementariedades entre las diferentes curvas de demanda de cada país.



Fuente: OME, MEP 2015

Imagen 17. Cambios en las matrices de generación eléctrica. Elaboración propia basada en datos del Observatorio Méditerranéen de l´Energie (OME).

La matriz de generación eléctrica en el norte está muy diversificada y es de destacar que prácticamente todas las capacidades previstas son de energías renovables. Por el contrario, la tecnología dominante en nuevas instalaciones en el sur será el ciclo combinado de gas y así se mantendrá al menos hasta la década de 2030 a partir de la cual se prevé que las renovables empiecen a jugar un papel relevante en generación eléctrica.

El papel de la energía nuclear en el norte es más que dudoso después de Fukushima, el apagón nuclear alemán y los enormes retrasos en las centrales de Olkiluoto en Finlandia y Flamanville en Francia pero algunos países del sur como Turquía y Egipto prevén contar centrales nucleares en operación a partir de 2030, aunque estos son planes hace tiempo anunciados y continuamente retrasados.

Las estimaciones sobre capacidad de generación necesaria en el sur en los próximos años son colosales ya que, de mantener la tendencia prevista por OME, necesitarán poner en operación 183 GW en los próximos 15 años y 106 GW más antes de 2040, es decir, casi 300 GW en 27 años.

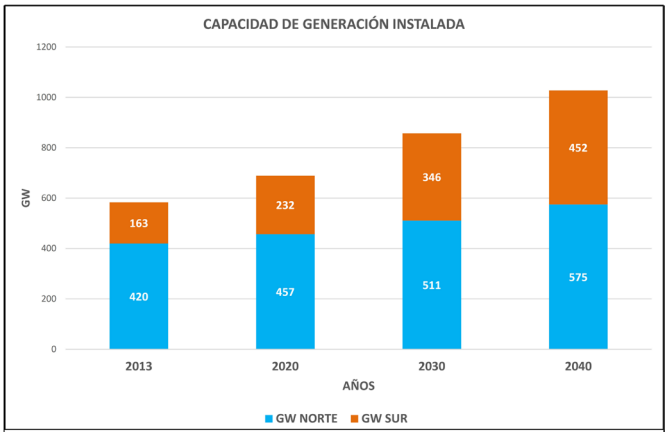


Imagen 18. Evolución de la capacidad de generación instalada. Elaboración propia basada en datos del Observatorio Méditerranéen de l´Energie (OME).

En un ejercicio teórico para cuantificar estas inversiones suponemos que de la inversión total necesaria el 60 % sería en generación y el 40 % en transporte y distribución, y que la inversión media por GW sería de1.300 millones de $. Así pues, la inversión total necesaria de 2013 a 2040 sería de 650.000 millones de $, más de la mitad del PIB español en 2015.

Para afrontar esta ingente inversión los países del sur tienen dos obstáculos: la financiación, más difícil con fondos propios cuando no hay superávit presupuestario y cuando los inversores internacionales se muestran escépticos a invertir en proyectos de energías fósiles, y riesgo país que ha aumentado tras los recientes conflictos políticos y que encarece la financiación.

Es interesante, también, comparar las estimaciones que hacía OME en 2001 y las que hace en 2005. En solo 4 años OME reduce en cerca del 10 % la estimación de generación necesaria en el norte pero aumenta en parecido porcentaje la del sur.

En cuanto a tecnologías de generación, OME ha actualizado sus estimaciones:

- La reducción de capacidad en el norte se hace, fundamentalmente, a costa del gas que encuentra en las renovables un fuerte competidor.
- En la nueva generación del sur el gas gana protagonismo y se retrasa hasta 2030 la contribución significativa de las renovables.
- Baja el peso de la energía nuclear en el norte a partir de 2020 pero aparece en escena en el sur a partir de 2030, quizás en un ejercicio de voluntarismo.
- Aumenta la generación con carbón en los países del sur, lo que contradice los planes anunciados por estos países *(INDCs) en 2015.*

Para completar este análisis merece la pena poner la lupa sobre la realidad y los planes de los principales mercados eléctricos en el sur del Mediterráneo.

Egipto[10]

Al drama del «síndrome egipcio» antes descrito, se añade el urgente reto de atender a una demanda de electricidad que ha crecido al ritmo de 5,6 % anual durante los últimos 10 años, más deprisa que la nueva generación que pueden poner en servicio.

Este reto se concreta en construir al menos 20 GW antes de 2020 para conseguir una potencia de 54 GW ese año.

Los planes por tecnologías para la nueva generación muestran la creciente dependencia del gas y el tímido desarrollo de las renovables:

- *14,4 GW de ciclos combinados a gas;*
- *2,5 GW eólicos;*
- *1,7 GW fotovoltaicos;*
- *0,1 GW de concentración solar.*

La inversión anunciada por el gobierno para llevar a cabo estos planes asciende a 45 millardos $, dos tercios para generación y un tercio para transporte y distribución.

Después de 2020, el esfuerzo inversor perseguiría diversificar el mix de generación incluyendo plantas de carbón y energía nuclear, 12 GW y 4,8 GW respectivamente.

La pregunta siguiente es quién paga y cómo se pagan estos proyectos.

Casi toda la responsabilidad del suministro eléctrico ha correspondido al Estado a través de las empresas públicas Egyptian Electricity Holding Company (EEHC) y Egyptian Electricity Transmission Company (EETC) pero el gobierno egipcio no tiene posibilidad de afrontar esta inversión; sus reservas se han reducido casi a la mitad desde 2010, la libra egipcia se ha devaluado un 48 % y el país no puede ofrecer suficientes garantías a inversores privados. Tiene que acudir a instituciones financieras públicas como el Banco Mundial, el Europeean Bank for Reconstruction and Development (EBRD) y el Fondo Monetario Internacional (FMI) pero estas instituciones exigen reformas estructurales importantes, aparte de que no parecen muy inclinados a financiar proyectos de energías fósiles.

Para romper el impase, el gobierno actual, cuyo primer ministro Sheriff Ismail es experto en energía, que estuvo al frente del Ministerio del Petróleo desde julio de 2013, ha lanzado un plan de reformas ambicioso y necesario pero en el que se echan en falta energías limpias. Otras medidas que parecen necesarias:

- Atraer a productores independientes (IPPs), que son más eficientes que los generadores públicos en costes y tiempo de ejecución de proyectos.

[10] APICORP. *Energy Research*, noviembre 2016.

– Introducir competencia en el mercado de generación permitiendo a los generadores privados vender directamente a grandes consumidores al precio libremente pactado.
– Permitir el libre acceso a las redes.
– Revisar al alza los precios de la electricidad: 47 % para el mercado doméstico y entre el 10 % y el 20 % para el mercado comercial en julio pasado.

Argelia

En diciembre de 2011, una importante delegación argelina presidida por el entonces ministro Youcef Yousfi y compuesta por los líderes de los monopolios de hidrocarburos (Sonatrach) y electricidad (Sonelgaz) y por otros responsables de asuntos energéticos y medioambientales presentaron formalmente a la Comisión Europea en Bruselas planes para construir 22 GW de generación renovable en 2030; la mitad de la producción se destinaría a atender sus necesidades domésticas y la otra mitad para exportación a Europa.

Por entonces, ya tenían dificultades para evitar cortes de suministro eléctrico, sabían que la demanda aumentaba a un ritmo cercano al 8 % anual y eran conscientes del esfuerzo inversor necesario pero mantenían la esperanza de poder exportar electricidad verde a Europa.

La situación 5 años más tarde es que las necesidades domésticas exceden las previstas; según datos oficiales, el consumo en 2015 fue de 65 TWh; en verano se alcanzan puntas de demanda difíciles de cubrir con los 15 GW de potencia instalada a final de 2014 y los planes tienen que adaptarse rápidamente para responder a estas necesidades.

Conscientes de ello, el Consejo de Ministros de 24 de mayo de 2015 aprobó la revisión del Plan Nacional de Energías Renovables que distribuía los 22 GW en dos fases: 4,5 GW antes de 2020 y 17,5 GW antes de 2030; por tecnologías: 62 % fotovoltaica, 23 % eólica, 9 % concentración solar, 6 % otros. El objetivo inmediato es duplicar la capacidad instalada antes de 2020 construyendo, además de los citados 4,5 GW de renovables, 10 GW en ciclos combinados a gas más eficientes que la mayor parte de sus plantas térmicas actuales, pero contradictorio con el reto de no reducir el gas disponible para exportación.

Para incentivar las renovables Argelia tiene un sistema de *feed-in-tarifs* generoso en comparación con los costes actuales; así, retribuyen con 11,6 céntimos de dólar el kWh solar y con 9 céntimos de dólar el kWh eólico pero están considerando cambiar el sistema a la vista de ejemplos en Europa y ofrecer *feed-in-tarifs* solamente para suministro de pequeñas instalaciones domésticas y abrir concurso de ofertas para grandes instalaciones.

También el reto financiero es importante porque no es el mejor momento para acudir al presupuesto público cuando bajan las reservas, las perspectivas de ingresos por exportación de hidrocarburos no son buenas y los proyectos de energías fósiles no son la opción preferida por las entidades financieras internacionales.

Habrá que acudir a inversores privados para algunos proyectos y ver su reacción a las medidas de apoyo previstas en el Plan Nacional de Energías Renovables, plan que pudo haber surgido como reacción a los planes presentados por Túnez y Marruecos.

Por último, el alto peso de las energías fósiles en el mix energético argelino pone en serio riesgo el cumplimiento del ambicioso objetivo de conseguir el 27 % de generación renovable en 2030 partiendo de la cuota actual del 1 %[11].

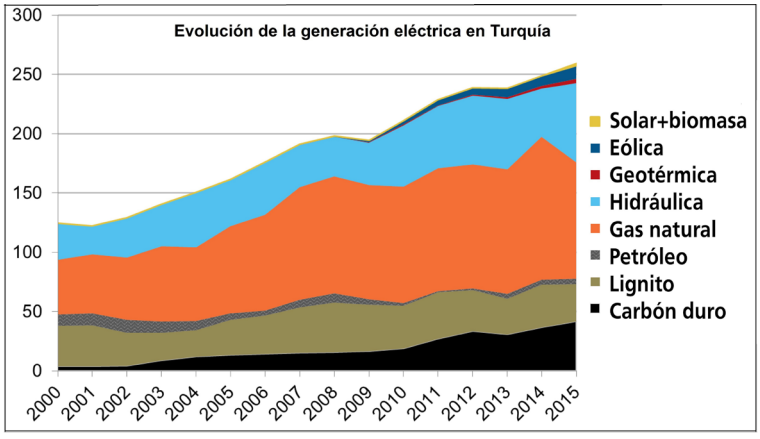
Turquía[12]

La demanda eléctrica de Turquía podría más que triplicarse antes de 2040 si siguiera la tendencia de los últimos años. Junto con Egipto, suponen el 60 % de todo el aumento previsto de la demanda eléctrica en los países del sur en este plazo de tiempo.

El caso turco es bastante distinto de otros del sur: ya apostaron por el gas y su cuota en generación eléctrica pasó del 37 % en 2000 al 48 % en 2014 pero ahora esta alta dependencia preocupa tanto que el gobierno se plantea reducir al 30 % la cuota del gas en la matriz eléctrica.

El mercado eléctrico turco es más parecido al de los países del norte, en cuanto a su estructura, marco normativo y funcionamiento; se ha privatizado y liberalizado y ahora está conectado con el sistema eléctrico europeo aunque con escasa capacidad de interconexión.

También como en el norte, las perspectivas de fuerte crecimiento de la demanda no se han cumplido y ahora hay exceso de capacidad de generación; las causas: la crisis económica, aunque menos sentida que en Europa, una planificación muy optimista y generosas subvenciones a nuevas tecnologías.



Source: Turkey at a crossroads. IEEFA, June 2016. Power generation (TWH) by source.

Imagen 19. Evolución de la generación eléctrica en Turquía.

[11] Presentación del Ministerio de la Energía y Minas argelino. Bruselas, 19 de enero de 2016.
[12] Turkey at a Crossroads, Pelin Yenigun Dilek y David Schlissel, IEEFA, junio 2016.

La situación actual de la demanda es de relativo estancamiento, con crecimiento, en torno al 3,3 % desde 2012, muy inferior a casi el 6 % mantenido en la pasada década. La generación con altos costes variables como las de gas y carbón ahora no es competitiva; en el último año la generación con gas bajó el 18 % y la de carbón el 10 %.

A la vista de lo anterior, las previsiones oficiales sobre demanda y necesidad de generación a 2030 pueden resultar muy optimistas, e incluso optimistas las estimaciones de OME[13] aunque eran más prudentes.

El gobierno turco está planteando objetivos y directrices en política energética en línea distinta a la de los últimos años. Entre los objetivos, una mayor diversificación del mix energético, reducir la dependencia de un solo proveedor de gas ya que casi el 60 % procede de Rusia y potenciar materias primas energéticas autóctonas, es decir, lignito.

Como la financiación de plantas de lignito o carbón no atrae hoy inversores, el gobierno considera un plan de subvenciones con riesgos evidentes. Entre estos, aumentar el coste de la electricidad que no va a poder traspasarse al mercado y que agravaría el déficit del sector, alterar la competencia en el mercado de generación que era un objetivo del gobierno desde 2001, frenar el proceso de transición energética y hacer imposible reducir el 20 % las emisiones de CO_2 en 2030.

De momento, hay proyectos para 71 plantas de carbón, muchas de ellas de lignito abundante en Turquía, para pasar de los 31 TWh generados en 2015 con esta materia prima a 57 TWh en 2018, y la legislación en estudio prevé importantes subvenciones.

Necesitados de potenciar la generación de base a la vista del alto peso y volatilidad de la generación hidráulica, el gobierno ha apostado también por la energía nuclear y ha firmado acuerdos con Rusia para construir cuatro reactores de 1.300 MW cada uno y con Japón y otros para cuatro reactores de 1.100 MW que entrarían en operación a finales de la próxima década.

Ambas opciones, el lignito subvencionado y la energía nuclear, reducen el papel de los inversores privados, IPPs, que han protagonizado la inversión en la última década. La generación a partir de fuentes renovables progresó mucho durante el pasado ciclo inversor animada por el impulso a la iniciativa privada y por los altos precios del gas natural aunque la cuota actual de renovables del 7 % de toda la generación está muy lejos de su potencial en Turquía, uno de los países mejor dotados de la región en recurso solar y eólico, y no está en el camino de conseguir los compromisos anunciados por el gobierno previos a la COP21 de París.

Marruecos

El caso de Marruecos es muy distinto a los anteriores. También un gran país, con una superficie de cerca de medio millón de km^2 y una población de 33 millones de habitantes en 2013 pero carente de materias primas energéticas.

[13] OME, MEP Turkey.

La demanda de energía primaria en 2014 fue de 19 Mtep con el siguiente reparto:

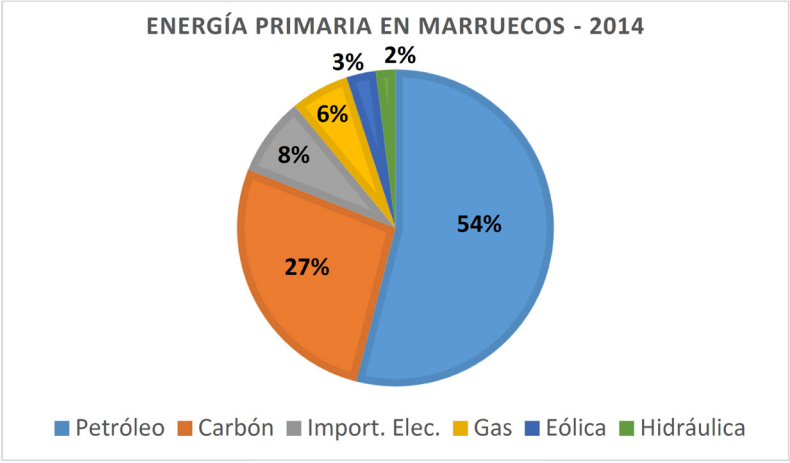


Imagen 20. Energía primaria en Marruecos.

Como solo las dos últimas partidas son de producción autóctona, las importaciones de materias primas energéticas supusieron el 44 % del déficit comercial en 2015, porcentaje que estuvo por encima del 50 % en años de precios más altos del crudo. Esta alta dependencia puede ser una de las razones por las que el consumo de energía por habitante sea de los más bajos de todos los países del norte de África y, el precio de la electricidad, el más alto.

La producción eléctrica en 2015 fue de 29 TWh y la matriz de generación:

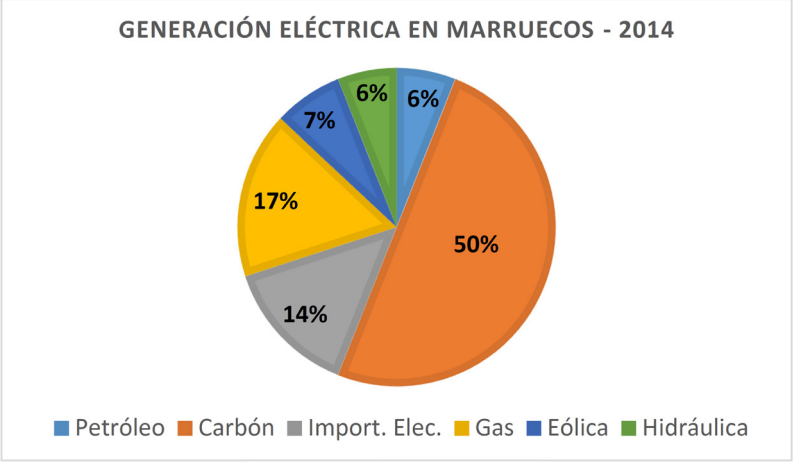


Imagen 21. Generación eléctrica en Marruecos.

El gobierno marroquí estimaba que la demanda eléctrica crecería al ritmo del 6,1 % entre 2014 y 2016 y del 6,2 % entre 2017 y 2025, alcanzando 38 TWh en 2016 y 65 TWh en 2025.

A la vista de estas perspectivas de demanda eléctrica y para cumplir el objetivo de reducir las emisiones de CO_2, muy altas en Marruecos por el peso del carbón en generación, el gobierno hizo dos apuestas importantes: aumentar el protagonismo del gas en su matriz energética, especialmente en generación eléctrica, y apoyar las fuentes renovables.

Para asegurar el suministro de gas apostaron por el GNL. Por la importancia de este plan que posicionará a Marruecos como uno de los pocos países con esa capacidad en el norte de África, merece la pena dedicar unas líneas al anuncio formal de 2014[14].

Objetivos:

- Atender el crecimiento de la demanda eléctrica.
- Reducir la dependencia de un solo suministrador externo de gas.
- Aumentar la seguridad de suministro energético de un país sin apenas otros recursos energéticos que los renovables.
- Disponer de suficiente capacidad de generación de base para compensar la intermitencia de la amplia potencia planificada de renovables.

Instrumentos:

- Una planta de regasificación en Jorf Lasfar con capacidad inicial de producción de 4/5 bcm año.
- Una red de gasoductos que conecte con el gasoducto del Magreb (GME) y con los principales centros de consumo y plantas de generación con gas.
- 3.900 MW en plantas de ciclo combinado a gas (CCGTs) entre 2020 y 2025, incluyendo los 385 MW de Tahaddart y los 450 MW de Ain Beni Mathar ya en operación y la transformación de otras centrales térmicas (Mohammedia y Kenitra).
- Un total de 6.300 MW en CCGTs a más largo plazo.
- Contrato con proveedores internacionales de GNL suficientes para alimentar estas plantas y complementar los volúmenes actuales: 0,75 bcm «redevance» del GME y 0,64 bcm del contrato con Argelia firmado el 31 de julio de 2011, iniciativa curiosa por la falta de relaciones entre ambos países.

Inversión prevista, más de 4.600 millones de dólares repartidos como sigue:

- 600.000 puerto de recepción metaneros.
- 800.000 terminal de regasificación de GNL.
- 600.000 gasoductos.
- 400.000 instalaciones de almacenamiento.
- 2.200.000 primera fase de plantas CCGTs.

[14] Presentación del ministro Dr. Abdelkader Amara el 16 de diciembre de 2104.

Fecha de puesta en servicio: a partir de 2021.

En cuanto al apoyo a las renovables, Marruecos es, probablemente, el país del sur que haya hecho una apuesta más clara por las energías renovables y está en camino de alcanzar el objetivo de disponer de 2 GW de generación eólica y 2 GW de generación solar en 2020. Todo en línea con los compromisos presentados antes de la COP21 de que más del 50 % de toda la nueva capacidad de generación a instalar antes de 2030 habría de ser de fuentes renovables.

En cuanto a los incentivos a las renovables, no tiene un sistema de *feed-in-tariffs* sino uno parecido llamado *EnergiePro* mediante el cual los consumidores industriales pueden invertir en generación renovable para su propio uso y la empresa eléctrica pública les compra el exceso de generación a precios «razonables».

El marroquí es el único sistema eléctrico del norte de África integrado en el europeo y está conectado con dos líneas eléctricas submarinas de 700 MW cada una lo que permite una capacidad de intercambio de 800 MW. ONEE (Office National de l'Electricité et de l'Eau Potable), «comprador único» marroquí, importa de España entre 5 y 6 TWh cada año en los últimos años.

El gobierno de Marruecos solicita ahora el apoyo político y económico de la Unión Europea para tender otra línea de conexión, preferentemente con Portugal. Teniendo en cuenta que Portugal y España han formado un mercado único de electricidad no parece que la solicitud marroquí persiga diversificar sus fuentes de suministro eléctrico, sino que, a la vista de sus ambiciosos planes de generación eléctrica aquí explicados, el objetivo puede ser cumplir su antigua aspiración de exportar electricidad verde e Europa a través de la Península Ibérica.

Resumiríamos este capítulo diciendo que el sur se enfrenta al «trilema» energético al que se enfrenta el norte: energía segura, asequible y limpia pero con el agravante de que en el sur compatibilizar estos objetivos no parece difícil sino imposible. Asegurar el suministro de electricidad es la prioridad y se conseguirá a costa de los otros dos objetivos; el objetivo de energía limpia habrá que olvidarlo por el momento.

Aparte de renovar su capacidad de generación poco eficiente, los países del sur habrán de triplicar su capacidad actual en 25 años y la tecnología preferida son los ciclos combinados a gas porque requieren menor inversión por MW, se ejecutan en menos tiempo, es generación de base y, por el momento, no tienen problemas de materia prima.

Sin embargo, aumentar la dependencia del gas significa para los países productores menor exportación, que suele ser más rentable que consumir el gas en el país, y para los importadores mayor déficit comercial y, para todos, aplazar la transición hacia un modelo energético sostenible.

Un modelo alternativo puede ser el de sus vecinos de Oriente Medio donde mediante imaginativas estructuras financieras y neutralidad sobre la propiedad de la generación eléctrica están haciendo frente al crecimiento de la demanda con plantas de generación renovables que son muy competitivas.

Como ya se hemos dicho, una colaboración a tres bandas, norte-sur-este, sería muy beneficiosa para todos.

Transición energética en el sur del Mediterráneo

Si el objetivo de atender la creciente demanda eléctrica en los países del sur no parece fácil, más difícil aún será hacerlo de forma sostenible.

En el norte ya se ha iniciado la transformación del modelo energético: se reduce el crecimiento de la demanda, las renovables, incluida la energía hidráulica, superan el 13 % de la demanda total de energía y representan el 30 % de la generación eléctrica, baja de forma continuada la intensidad energética y las tendencias en esta dirección no solo se mantendrán sino que se reforzarán impulsadas por los objetivos de la Unión Europea en energía y clima.

En el sur todavía no se ha iniciado este proceso: las energías fósiles representan más del 90 % de la energía primaria consumida, no se esperan cambios significativos en 25 años y la intensidad energética no baja antes de 2030.

En un escenario voluntarista, «escenario proactivo» de OME, que asume que los gobiernos cumplen efectivamente los planes anunciados en eficiencia y diversificación hacia renovables de la matriz energética, se podrían obtener importantes beneficios.

Por ejemplo, en el plazo de 25 años:

- Se ahorraría el 24 % de energía primaria, unos 200 Mtep.
- Se evitaría la construcción de 106 GW de nueva generación gracias a medidas de gestión de la demanda.
- Se podrían ahorrar unos 560 TWh en 2040 y la cuota de renovables en generación sería del 23 % en vez del 10 % previsto en el escenario conservador.
- Se emitirían casi 600 millones de toneladas menos de CO_2.
- El mayor protagonismo de las renovables supondría un ahorro de más de 170 Mtep de energías fósiles, de los cuales unas 70 Mtep serían de gas natural.
- Se reduciría hasta prácticamente cero la dependencia del suministro externo de materias primas energéticas.

Para acercarse a este escenario ideal, casi todos los gobiernos del sur han elaborado recientemente normas y planes precisos de eficiencia y renovables, creando instituciones dedicadas a hacerlos cumplir.

De estos planes merecen especial atención los presentados en la preparación de la Cumbre del Clima de París, los llamados INDCs (Intended Nationally Determined Contributions), porque muestran a todo el mundo sus compromisos en la lucha contra el cambio climático.

Casi todos los países del sur presentaron sus INDCs antes de diciembre de 2015 y a continuación se muestra un resumen.

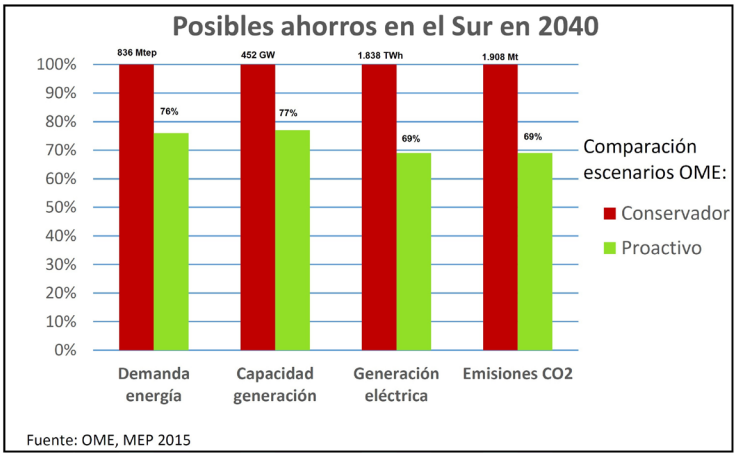


Imagen 22. Comparación de escenarios de OME. Elaboración propia basada en datos del Observatorio Méditerranéen de l´Energie (OME).

Marruecos

El 2 de junio de 2015 el gobierno marroquí presentó un plan con objetivos detallados para todos los sectores económicos para mitigación del cambio climático. Con el propósito de implicar a toda la sociedad marroquí y socios internacionales en este ambicioso proyecto se creó la plataforma Moroccan Competence Centre for Climate Change (4C Morocco) y el gobierno se comprometió a dedicar el 15 % de sus presupuestos de inversión a este objetivo.

El objetivo global es la reducción del 32 % de las emisiones de gases efecto invernadero respecto a un escenario base en 2030, concretamente supondría evitar la emisión de unos 400 millones de toneladas de CO_2 equivalente en el periodo 2030-2040. Calculan el coste de este programa en 45.000 millones de $, 35.000 millones de los cuales deberían obtenerse de los fondos previstos en el Acuerdo sobre el Clima. Su objetivo incondicional, es decir, el no vinculado a la financiación externa, sería reducir el 13 % la emisión de gases invernadero en 2030.

El sector de la energía sería responsable del 50 % del objetivo global de reducción de emisiones y las medidas a adoptar se concretan en:

- 50 % de la capacidad de generación eléctrica instalada en 2025 renovable.
- Ahorro del 15 % del consumo total de energía en 2030.
- Reforma del sistema de subvenciones a la energía.
- Mayor protagonismo al gas natural (GNL) en la matriz energética.

Entre las preocupaciones por los efectos del cambio climático, Marruecos destaca la disponibilidad de agua potable.

Argelia

El nuevo plan nacional aprobado en Consejo de Ministros el 24 de mayo de 2015 actualiza el marco institucional de 2011 para la promoción de la eficiencia energética y las energías renovables y se crea el *National Climate Committee* para desarrollar el plan y liderar todo el proceso de implantación y su seguimiento.

El objetivo global es la reducción de emisiones de gases efecto invernadero entre el 7 % y el 22 % en 2030 respecto al escenario base dependiendo de la financiación externa.

Los objetivos concretos del sector de la energía son:

- Ahorro del 9 % de energía en 2030.
- 27 % de la generación eléctrica a partir de renovables en 2030.
- Reducir el quemado de gas en origen (gas flaring) a menos del 1 %.
- Aumentar el papel del gas natural y GLP (gas licuado del petróleo) en el consumo final.

El plan de mitigación afecta a todos los sectores de la economía pero pone énfasis en la reforestación ya que detener la desertización es una de sus prioridades.

Túnez

Presenta uno de los planes de adaptación al cambio climático más completos y detallados. La lucha contra el cambio climático de forma permanente en Túnez es uno de los puntos incluidos en la Constitución del 24 de enero de 2014 y el plan presentado en agosto de 2015 integra las estrategias definidas para todos los sectores de la economía además de los planes nacionales actualizados de eficiencia energética y de energías renovables.

El objetivo global del plan es reducir la intensidad en carbón (emisiones por unidad de PIB) el 41 % en 2030 respecto a 2010, lo que significaría evitar la emisión de 200 Mt de CO_2 equivalente entre 2015 y 2030. En caso de no recibir financiación externa, Túnez solo se podría comprometer a reducir el 13 % de las emisiones de CO_2 equivalente.

El año de referencia es 2010 y el periodo para implantación del plan 2015-2030.

El sector de la energía es el foco principal del plan de reducción de emisiones y contribuiría al 70 % del objetivo total. Los objetivos concretos para este sector son:

- Reducir el consumo de energía el 30 %, unos 50 MTEP, 2/3 por eficiencia y 1/3 por contribución de renovables.
- Alcanzar la cuota del 30 % de renovables en generación eléctrica en 2030: 1.755 MW eólicos, 1.610 MW en paneles fotovoltaicos y 450 MW termo solares,
- Triplicar la superficie destinada de calentadores de agua solares: 220 m^2 por habitante.

El presupuesto requerido para la efectiva implantación de este plan es de 18.000 millones de US $, de los que Túnez podría contribuir con el 10 %. De este presupuesto se dedicaría el 86 % para el sector de la energía, 9 % para agricultura y 5 % para el tratamiento de residuos.

Estiman necesario un presupuesto adicional de 2.000 millones de US $ para la adaptación al cambio climático en las áreas de recursos hídricos, costas, ecosistemas, agricultura y turismo, presupuesto que el gobierno no dispone y que no se acometería sin ayuda externa.

El plan de Túnez dedica especial atención a las medidas para su seguimiento y correcta implantación disponiendo de instrumentos como los NAMAs (Nationally Appropriate Mitigation Actions), de los que fueron pioneros, MRV (Measurement- Notification-Verification) y el modelo de predicción MEDPRO.

Túnez se muestra muy activo en la lucha contra el cambio climático ya que es un país especialmente sensible a la alteración en el régimen de lluvias, subida del nivel del mar, desertización de tierras cultivables y escasez de agua.

Egipto

Su plan está basado en el documento «Sustainable Development Strategy: Egypt's Vision 2030» aprobado en 2015.

El punto de partida es el reconocimiento de su vulnerabilidad a los efectos del cambio de clima sobre las lluvias, flujos del Nilo y salinización de aguas subterráneas.

Propone un gran número de objetivos y medidas detallados por sectores que, en energía, pone el acento en modernizar las plantas de generación obsoletas, promocionar la cogeneración y reformar el sistema de subvenciones. También incluyen planes para la implantación de energía nuclear.

Sin embargo, esta relación de objetivos no presenta cuantificación alguna y las únicas cifras que se muestran se refieren al coste de implantación del plan de mitigación que calcula en 73.000 millones de $ para el periodo 2020-2030, importe que reconocen está muy lejos de sus posibilidades de financiación y que no lo podrán llevar a cabo sin importante ayuda externa.

Israel

Se distingue este plan por su sencillez y porque sus compromisos no están condicionados a la recepción de ayuda externa.

Son globales para todo el sistema económico y, en energía, se concretan en reducir las emisiones *per cápita* de a 7,7 toneladas de CO_2 equivalentes en el año 2030, lo que significaría una bajada del 26 % en relación a 2005. También prevén reducir el consumo global de electricidad el 17 % en 2030 respecto al escenario

base y conseguir que el 17 % de la electricidad generada ese año provenga de fuentes renovables.

Líbano

Todo en Líbano parece hoy día condicionado a atajar los problemas derivados del conflicto civil en Siria que ha supuesto el aumento del 20 % de su población en 2 años. Las necesidades urgentes son pues atender las necesidades de agua y servicios esenciales de este ingente flujo migratorio.

El gobierno presentó su plan de mitigación y adaptación en septiembre de 2015 tras actualizar su plan nacional de eficiencia energética y estando todavía en tramitación su plan de energías renovables.

Distinguen más claramente que ningún otro país los objetivos a los que se comprometen por sí mismos y los que podrían conseguir con ayuda internacional. En su caso, esta ayuda no sería solo financiera sino de apoyo técnico para la elaboración de procedimientos para la implantación de las medidas, su seguimiento y evaluación de resultados.

Los objetivos para 2030 son:

- Reducir el 30 % las emisiones de gas efecto invernadero o el 15 % si no hay ayuda externa.
- 20 % de la electricidad y calor a partir de fuentes renovables, 15 % sin ayudas.
- 10 % de reducción de la demanda eléctrica, 3 % sin ayudas.

En sus planes estiman un crecimiento de la demanda eléctrica del 3,5 % anual, uno de los porcentajes más moderados de los países del sur.

Turquía

El punto de partida de sus compromisos son la Estrategia Nacional del Cambio Climático y el Plan de Acción para el Cambio Climático adoptados en 2010 y 2011 respectivamente.

El compromiso global en 2030 es reducir el 21 % las emisiones de gases efecto invernadero respecto a un escenario base. Este compromiso afecta a los sectores de industria, transporte, edificación, agricultura, residuos y bosques. Su concreción para el sector eléctrico implica: la puesta en marcha de 10 GW de energía solar y 15 GW de energía eólica y la reducción del 15 % de pérdidas en transmisión y distribución.

La consecución de estos objetivos está, también, vinculada a la financiación externa.

Del análisis de los INDCs presentados por todos los países se podría concluir que:

– Sin ayuda financiera importante, los objetivos de todos los países a excepción de Israel, son modestos y manifiestamente insuficientes para contribuir al objetivo global de la lucha contra el cambio climático.
– Incluso con ayuda internacional, los objetivos son ambiciosos y difíciles de cumplir a la vista del grado de cumplimiento de planes anteriores: la cooperación internacional también en la implantación, seguimiento y verificación de cumplimiento se antoja más que conveniente.
– Una gran preocupación compartida por todos es la disminución y salinización de agua potable. El próximo reto de la región, muy vinculado al objetivo inmediato de suministro de electricidad, será el de suministro y tratamiento de agua; la figura del IWPP (Independent Water and Power Producer) que tanto auge está teniendo en los países del Golfo es plenamente aplicable a los del norte de África.

En resumen, el reto de asegurar el suministro de energía eléctrica en el sur y, eventualmente el de agua, pueden ser fuente de oportunidades de colaboración, especialmente si los retos se afrontan con el objetivo de transformar progresivamente el sector energético.

Eficiencia y renovables, pilares de la transición energética, son aplicables a la generación eléctrica pero, también, a los sectores residencial y de transporte y ambos tienen mayor potencial de desarrollo en el sur que en el norte.

En eficiencia, porque las sociedades del sur están en pleno crecimiento, planificando nuevas construcciones más fáciles de adaptar que las ya construidas y núcleos urbanos que se pueden desarrollar con criterios de mayor eficiencia de movilidad, y porque en aislamiento, aparatos eléctricos y vehículos las posibilidades de mejoras son enormes. En fuentes renovables, porque hay más espacios y mayor irradiación solar por m^2 y más posibilidades para autoabastecimiento y generación descentralizada que evitarían costosas infraestructuras.

En generación eólica norte y sur siguen el mismo camino aunque en el sur hay pocas instalaciones *off shore*. En generación fotovoltaica el sur está en la fase de grandes centrales alejadas de los centros de consumo *(utility size)* pero las instalaciones de tipo doméstico *(roof top)* son muy adecuadas en áreas con baja densidad de población evitan pérdidas en el transporte de electricidad y, más importante aún, ayudan a crear una industria local de instalación y mantenimiento generadora de empleo a largo plazo.

La inversión inicial y la competitividad en costes ya no son barreras para las renovables: los países del Golfo vienen de demostrar que hay productores independientes dispuestos a invertir con garantías razonables y que sus ofertas han bajado hasta 30 $/MWh en contratos a más de 15 años. La AIE[15], tradicionalmente escéptica en cuanto al potencial de las renovables, reconoce que la contribución eólica y fotovoltaica a la generación eléctrica en el mundo podría estar entre el 37 % y el 60 % en 2040 dependiendo de las políticas y medidas de

[15] World Energy Outlook 2016.

apoyo a estas tecnologías. Los países del sur, que están en óptimas condiciones para el aprovechamiento de esos recursos, ni se acercan a esos porcentajes en sus planes más ambiciosos.

Hacia la cooperación mediterránea

En este último capítulo se mencionan iniciativas útiles para el diálogo y cooperación en la región.

Proceso de Barcelona

Reforzar la cooperación en el Mediterráneo es un objetivo largo tiempo perseguido. La primera iniciativa política seria fue el llamado Proceso de Barcelona lanzado en el Foro Euro-Mediterráneo de 1995 pero todos los intentos para estrechar la cooperación económica no dieron los resultados esperados quizás porque la voluntad política no integró la iniciativa privada. De hecho, ya en aquel Foro en otoño de 1995 en Barcelona se escucharon intervenciones pidiendo menos declaraciones políticas y más acciones concretas pero esta parece haber sido la tónica durante muchos años.

En 2008 se crea la Unión para el Mediterráneo (UfM) para dar un nuevo impulso a Proceso de Barcelona. La UfM reúne a 43 países, 28 Estados Miembros de la UE y 15 países del sur y el este del Mediterráneo y se crea una Secretaría permanente, esta Secretaría ubicada en Barcelona se erige en coordinadora de las propuestas de los Estados implicados, instituciones financieras, organizaciones de ámbito regional, empresas y expertos en los ámbitos de las energías renovables, eficiencia energética y en la integración de los mercados mediterráneos.

Plataformas de cooperación

Recientemente y al abrigo de la UfM, se propone en noviembre de 2014 la creación de tres plataformas para potenciar la cooperación norte-sur y sur-sur en el ámbito de la energía con tres áreas de actuación concretas:

- Mercado regional de electricidad (UfM REM Platform), con el objetivo de avanzar en la integración de los sistemas y mercados energéticos y, más concretamente, en la potenciación de los intercambios eléctricos y las interconexiones a fin de conseguir un suministro seguro, asequible y sostenible para el beneficio de los ciudadanos y las empresas de la región. Esta plataforma se lanzó oficialmente el 12 de octubre de 2015 en Rabat.
- Renovables y eficiencia energética (UfM REEE Platform), para la progresiva implantación de fuentes de energía renovables y la promoción de medidas para la eficiencia energética con el fin de alentar el desarrollo socio-económico en la región y conseguir que ciudadanos y empresas tengan acceso a

servicios energéticos avanzados al tiempo que se contribuye a los objetivos de mitigación de emisiones y adaptación al cambio climático. Esta plataforma ha sido lanzada oficialmente el 14 de noviembre de 2016 en la COP22 celebrada en Marruecos.

– Gas (UfM Gas Platform) cuyo objetivo es dar pie al diálogo regional que permita la implantación de un mercado euro-mediterráneo del gas seguro, transparente y predecible en cuanto a las expectativas de oferta y demanda de forma que se alcance un equilibrio justo entre los intereses de países productores y consumidores y se establezcan las bases para el desarrollo a largo plazo de las abundantes reservas existentes en la región. Esta plataforma se lanzó oficialmente en Bruselas el 11 de junio de 2015.

Los objetivos de estas tres plataformas se alinean perfectamente con las prioridades o retos que afectan principalmente a los países del sur expresadas en este análisis: asegurar el suministro eléctrico, hacerlo de forma sostenible (transición energética) y volver a poner en valor el gran potencial de hidrocarburos de la región.

Estas plataformas se encuadran en una política europea de vecindad que pretende promover el desarrollo económico-social conjunto cooperando en términos de igualdad.

Superación del nacionalismo energético

Es de esperar que estas plataformas vayan más allá del análisis y tengan la capacidad de influir efectivamente en la política para superar, entre otras cosas, el «nacionalismo» que caracteriza la legislación energética de algunos países.

El nacionalismo energético desanima la inversión extranjera y es un obstáculo para la creación de empresas conjuntas pero es difícil de erradicar. Se basa en la idea de que el Estado tiene que mantener el control sobre sus reservas de gas y petróleo, sobre las condiciones de acceso a la exploración y producción, régimen fiscal, precios internos, y condiciones para la exportación; bajo ningún concepto un gobierno puede ser acusado de vender a extranjeros las riquezas nacionales y no prever para las futuras generaciones[16].

Hay ejemplos recientes de cambios en esta visión. Uno de ellos es Méjico, donde incluso han necesitado cambiar uno de los principios constitucionales con un siglo de vigencia. También Méjico está siendo un ejemplo en su capacidad de adaptar las ofertas de exploración a la vista del poco éxito de sus primeras subastas.

Casos más cercanos de adaptación los tenemos en Oriente Medio donde la nueva generación eléctrica se ofrece a operadores independientes; en Egipto donde las subastas de bloques para exploración y producción están siendo abiertas y competitivas y produciendo buenos resultados; en Israel donde el ministro del

[16] CHEVALIER, Jean Marie. *The New Energy Crisis.*

ramo sintetizaba esta visión invitando a los ofertantes a incorporar un socio extranjero porque los nacionales no tienen suficiente experiencia profesional[17].

Otro ejemplo que nos es más cercano de cooperación norte-sur exitosa sin atentar contra el «patrimonio nacional» es el gasoducto Magreb-Europa.

Este gasoducto de 1.100 km de longitud une los yacimientos argelinos de Hasssi R'Mel en Argelia con la red española en Cádiz y sigue hasta Portugal. Fue un proyecto conjunto de Argelia, Marruecos, España y Portugal que entró en operación en noviembre de 1996 después de que una empresa hispano-portuguesa completara el tramo marroquí de 540 km en el plazo récord de 16 meses. La propiedad de este tramo se transfirió a Marruecos y se encargó su operación y mantenimiento durante 25 años a Metragaz, empresa hispano-portuguesa donde el gobierno marroquí tiene una participación simbólica. Metragaz ha operado el tramo marroquí del gasoducto, las canalizaciones submarinas conjuntamente con Enagás, dos estaciones de compresión y cuatro centros de mantenimiento sin incidencias que resaltar y ninguna interrupción en el suministro en 20 años. La empresa integra actualmente 100 personas de las que el 99 % son de nacionalidad marroquí.

En resumen, la libertad de gestión en este caso ha sido una garantía para los inversores extranjeros que ha resultado en la operación óptima de una empresa conjunta y ha contribuido a la creación de empleo y capacitación profesional en el país destinatario de la inversión.

Financiación

La financiación ha sido citada por casi todos los países del sur como esencial en la presentación de sus compromisos de contribución o INDCs.

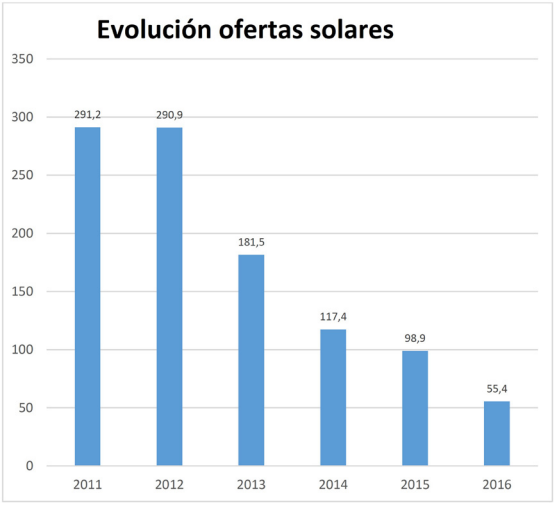
La financiación requerida en energía se concentra en tres áreas: instalaciones de generación, infraestructuras de transporte y exploración y producción de hidrocarburos.

Para las nuevas instalaciones de generación, que estimábamos en 300 GW y 390.000 millones de US $ hasta 2040, parece necesario contar con inversores independientes, IPPs, como están haciendo los países del Golfo[18]. Es un modelo muy eficaz para hacer porque el Estado no tiene que invertir y los IPP son más efectivos en la inversión que las empresas públicas, más rápidos en la ejecución de los proyectos y están batiendo el récord de ofertas bajas con instalaciones solares, en octubre de 2015 hubo una oferta en Dubai por 30 $/MWh según BNEF.

Tiene el inconveniente de exigir compromiso firme a más de 15 años durante los que no se puede rebajar la oferta si la demanda dejara de crecer ni alterar las condiciones del contrato en caso de desarrollos tecnológicos disruptivos o

[17] «They could bid together with local partners but each group must have a foreigner because today in Israel there still are no serious operators».

[18] APICORP, septiembre 2016.



Fuente: BNEF (2016 for 1q only)

Imagen 23. Evolución ofertas solares.

cambios en la estructura del mercado. Los contratos de IPPs se ajustan muy bien al modelo de «comprador único» que prevalece en muchos países del sur.

Aunque la complejidad de construir nuevas capacidades de generación en el norte de África no tiene mucho que ver con la que se plantea en el resto del continente africano, es interesante conocer por lo que pueda servir de ejemplo el devenir de la iniciativa «Power Africa» lanzada por el presidente Obama en 2013[19].

El objetivo inicial de esta iniciativa era duplicar en 5 años el número de personas en África Subsahariana con acceso a la electricidad.

La financiación prevista era de 7.000 millones de $ para animar a la participación de la iniciativa privada, poner en operación 10.000 MW y llegar a 20 millones de hogares evitando que los consumidores siguieran gastando millones en generadores de gasoil muy contaminantes.

Tres años después de su lanzamiento, diversos problemas obstaculizan el progreso de esta iniciativa: problemas políticos y regulatorios en los países donde se desarrolla, problemas financieros en origen ya que el banco principal, el Export-Import Bank, solo ha liberado 132 millones de US $ y, sobre todo, problemas burocráticos por doquier.

En tres años se han construido 400 MW, el 5 % del objetivo, aunque parece que hay acuerdos con inversores privados para otros 4.600 MW.

A pesar de estos resultados, los promotores se muestran esperanzados y afirman que nada realmente importante se ha construido en poco tiempo. Tal es su

[19] Power Africa. *Bloomberg,* 21 septiembre 2016.

fe que se ha ampliado el plazo de la iniciativa a 15 años, el presupuesto a 10.000 millones de US $ y el objetivo a 30.000 MW de potencia para llegar a 60 millones de hogares o empresas.

Y, una lección importante, la iniciativa está cambiando el foco de las grandes plantas de generación inicialmente previstas a instalaciones solares más pequeñas y desconectadas de la red. Los inversores privados están respondiendo mejor a este nuevo enfoque y está floreciendo una industria en torno a la cadena de valor de las placas fotovoltaicas. La duda ahora es la voluntad de la nueva Administración norteamericana de seguir adelante con este proyecto.

En cuanto a la financiación de infraestructuras de transporte y distribución de electricidad, cuya inversión estimábamos en 260.000 millones de $ entre 2013 y 2040, la clave es garantizar una «rentabilidad razonable» a la inversión. La determinación de la «rentabilidad razonable» será distinta en cada caso, dependiendo del riesgo país entre otras cosas, pero un compromiso a largo plazo atraerá en estos momentos suficientes inversores.

En lo que respecta a la inversión en exploración y producción de hidrocarburos, la cuenca del Mediterráneo es muy atractiva a la vista de los recientes descubrimientos en el este y de los informes del US GSS y no hacen falta más incentivo que una legislación conforme a estándares internacionales siendo conscientes de que las IOCs tienen hoy día más alternativas de inversión.

¿Cómo puede ayudar Europa en la financiación?

Europa cuenta con el Fondo Europeo de Inversiones Estratégicas promovido por el presidente Juncker y el compromiso de importantes aportaciones al Fondo de Adaptación al Cambio Climático. Ante el importante «reto mediterráneo» convendría que la UE analizara dónde pueden obtener mejor retorno sus recursos financieros en cuanto a creación de empleo, progreso regional y estabilización política.

Las subvenciones al consumo

En pocos países del sur los precios de la energía reflejan sus costes reales, como tampoco en todos los países del norte.

Además de ser un obstáculo para la financiación externa, las subvenciones al consumo desincentivan el ahorro. Eliminarlas sin fuerte oposición social exige progresividad, buenas campañas de sensibilización y debates públicos para explicar las razones el proceso y el beneficio esperado para toda la sociedad.

Un buen ejemplo del efecto negativo de las subvenciones es el del estraperlo de carburantes entre Argelia y sus países vecinos que, en 2012, supuso el equivalente a 1,3 millardos de dólares[20]. Los precios de la gasolina en Argelia

[20] Youcec Yousfi, anterior ministro del Petróleo, «Fuel smuggling is gangrene on the national economy...».

en 2013 eran una tercera parte los de Túnez y una quinta parte los de Marruecos, por lo que detener el contrabando resulta realmente difícil. La demanda de carburantes en Tlemecén, ciudad argelina de 150.000 habitantes fronteriza con Marruecos, es mayor que la demanda en la capital, Argel, con una población diez veces superior y estando cerrada las fronteras entre Argelia y Marruecos al comercio desde 1994.

Mientras persistan las subvenciones, está lejos el momento en que los precios de la energía incluyan también el coste de sus externalidades que debería ser el punto de partida del proceso hacia mayor eficiencia y sustitución de energías contaminantes.

Anillos eléctrico y gasista mediterráneos

Esta es una aspiración casi tan antigua como el Proceso de Barcelona, que no faltaba mucho para hacerse real pero que se ha interrumpido por los graves conflictos políticos en algunos países del norte de África. Proyectos principalmente afectados han sido el gasoducto *Arab Gas Pipeline* desde Egipto a Siria y previsto hasta Turquía y la conexión eléctrica a través de Libia. Y, entre las oportunidades perdidas, una conexión eléctrica directa entre España y Argelia cuando su construyó el gasoducto submarino Medgaz.

Completar los anillos ayudaría a formar un único mercado mediterráneo de gas y electricidad, aumentaría la seguridad de suministro y optimizaría complementariedades de distintas curvas de demanda; además de incentivar la eficiencia al introducir competencia entre sistemas vecinos.

Gas hub mediterráneo

Si como parece, el mercado del gas en la cuenca mediterránea va a ser más activo que el europeo, un centro de contratación al por mayor líquido o gas hub puede facilitar mucho los intercambios y ayudar a establecer a un precio único no muy diferente del marcado en los hubs consolidados en Europa: el North Balance Point (NBP) en el Reino Unido y el Title Transfer Facility (TTF) en Holanda.

El vicepresidente de la Comisión Europea y responsable de Unión de la Energía, Maros Sefcovic, insistía recientemente en la necesidad de un gas hub mediterráneo y varios países se muestran muy interesados en ser la sede de este hub: España, Italia, Grecia y Turquía fundamentalmente, pero pocos ofrecen las ventajas que tiene Italia en estos momentos:

- Conexión por gasoductos con los principales suministradores del norte: el TAG que conecta con Rusia y el Transitgas con Holanda y Noruega con más de 60 bcm de capacidad entre ambos.
- Trabajos en curso para que el Transitgas pueda transportar gas en ambos sentidos.

- Conexión con los principales exportadores del sur: Transmed con Argelia y Greenstream con Libia con 40 bcm de capacidad.
- Dos plantas de recepción de GNL con capacidad para procesar más de 14 bcm/año y otras plantas en proyecto.
- Participa en el proyecto Trans-Adriatic Pipeline (TAP) que le unirá con la región del Caspio a través del sureste de Europa.
- El tercer mayor mercado de gas en Europa, 62 bcm, y el mayor de la región mediterránea.
- Concurrencia de un buen número de suministradores y un mercado de gas liberalizado y competitivo.

La más reciente noticia que refuerza la posición de Italia son las declaraciones del CEO de ENI en Nueva York el 13 de diciembre en las que afirmaba que Sonatrach reconocería el hub italiano como referente para el precio para su gas.

España fue el primer mercado continental de gas liberalizado, es muy competitivo y tiene el mayor número de suministradores así como la mayor capacidad de recepción de GNL en Europa pero sus escasas conexiones con el continente y la falta de integración de las redes de transporte en el vecino del norte, limitan sus posibilidades de convertirse en el principal gas hub mediterráneo. Tampoco se contemplan a corto plazo las opciones de Grecia y Turquía como gas hub, lo que no quiere decir que cada país tenga su hub como instrumento para equilibrar oferta y demanda aunque no parece factible es que estos hubs locales tengan la liquidez suficiente para marcar precios o administrar riesgos *(hedging).*

Dentro de este capítulo de condiciones que favorecen la cooperación merece un estudio aparte el caso de Argelia por la especial relación que mantiene con la Unión Europea, por su gran potencial como socio de referencia y, no menos, por su rol político como frontera entre Europa y zonas de alto riesgo en África.

El diálogo con Argelia

A primera vista, Argelia es el socio ideal en la región mediterránea:

- Un país de 40 millones de habitantes y 2.380.000 km^2 de superficie, casi 5 veces el tamaño de España.
- Ubicado en el centro del Magreb y cerca de España, Italia y Francia.
- Segundo país de África en reservas de gas, tercero del mundo en reservas de petróleo y en potencial de hidrocarburos no convencionales.
- Más que suficientes infraestructuras para exportación de hidrocarburos: dos plantas de licuación de gas en Arzew y Skikda con capacidad para procesar más de 40 bcm al año y tres gasoductos que le unen con los mercados europeos, GME, Medgas y Transmed con capacidad para exportar 53 bcm/año;

– Costes de producción y transporte de hidrocarburos plenamente competitivos en los mercados europeos.

Pero la gestión de abundantes riquezas naturales no siempre es la adecuada y surgen problemas cuyas causas no están en el subsuelo sino sobre el terreno:

– La producción de petróleo y gas se mantiene a duras penas desde el principio de la década pero aumenta rápidamente la demanda interna restando posibilidades a la exportación que está en continuo declive.
– La contención de la demanda interna resulta más difícil en un país subvencionado, donde los precios no reflejan los costes y las subvenciones al consumo de gas y electricidad representaron el 11 % del PIB en 2013, siendo las subvenciones totales el 30 % del PIB ese año.
– Desarrollar el potencial de hidrocarburos no es fácil cuando la legislación para exploración y producción está desfasada respecto al nuevo contexto y no anima a la inversión.
– En todos los análisis sobre condiciones para la exploración en Argelia se cuenta la historia del fracaso de la licitación de bloques en 2014 y la cancelación de las previstas en 2015 por miedo a repetir el fracaso.
– Como consecuencia de las menores exportaciones, costosas infraestructuras de exportación en las que se ha invertido recientemente sin tener en cuenta los cambios en el mercado, están operando al 50 % de su capacidad.
– Las regiones donde se identifica el gran potencial para hidrocarburos no convencionales son remotas y la opinión pública local es muy beligerante en contra de este tipo de exploración.

A los problemas internos de gestión, se añaden los externos y socio-políticos:

– Precio internacional del petróleo mantenido bajo por dos años ya y que ha reducido un 30 % sus reservas de divisas ya que los hidrocarburos constituyen el 95 % de las exportaciones argelinas.
– Fronteras inestables: más de mil kilómetros de frontera con la convulsionada Libia, con Túnez, uno de los viveros del yihadismo internacional, con Mauritania, Mali, y Níger, aparte de mantener vivo el conflicto con Marruecos sobre el Sahara Occidental.
– El mayor gasto militar de África, unos 11.000 millones de US $ que es algo más del 5 % del PIB y difícil de mantener en tiempo de crisis de ingresos.
– Una población joven, con una media de menos de 30 años, que no encuentra futuro en su país ni respuestas en los partidos políticos tradicionales y para quienes el islamismo radical puede ser un asidero.

La Unión Europea es plenamente consciente de las oportunidades y amenazas de este vecino del sur y ha establecido un diálogo constructivo al más alto nivel porque, como dice el profesor Escribano, la cuestión no es si el gas argelino puede ser un sustituto del gas ruso, sino qué puede hacer Europa para que este

país pueda contribuir más a la seguridad de suministro en vez de convertirse en el próximo problema[21]. Todos somos conscientes que el drama actual de Siria se quedaría pequeño ante una desestabilización en un país como Argelia.

Este diálogo se articula a través de un *Business Forum* para tratar los ámbitos de posible cooperación en el sector de la energía y temas sensibles como los contratos de exploración, producción y venta de hidrocarburos. En concreto, las cuestiones transmitidas al gobierno argelino han sido las siguientes:

- Bajo potencial de los bloques ofertados y la escasez de información previa.
- Rígidas condiciones para la exploración o su eventual abandono.
- Impuestos, *royalties* y metodología para su cálculo desmotivadores.
- Operativa de las sociedades conjuntas con Sonatrach muy poco ágil.
- Procedimientos de licitación lentos y complejos.
- Entorno empresarial general poco adaptado a las necesidades actuales: muy burocrático.

Aunque el gobierno argelino no se muestra dispuesto a cambiar la Ley de Hidrocarburos de febrero de 2013, sí considera estas sugerencias a excepción de las relativas a impuestos y *royalties*. Un muestra puede ser el aparente acuerdo de noviembre con ENI para referenciar el precio del gas al gas hub italiano, PSV. De confirmarse, sería un hito histórico por la permanente negativa de Sonatrach a desvincular el precio del gas del petróleo.

Respecto a los contratos de gas, los puntos planteados al gobierno argelino se refieren a la rigidez de los contratos *take-or-pay* a largo plazo y al parecer ya superada, indexación del gas al precio del petróleo. La negociación de estos temas no es fácil porque al gobierno no le importa en estos momentos reducir compromisos de entrega que difícilmente podrá cumplir.

También se ha tratado el desarrollo de fuentes de energía renovables y la eficiencia energética. En renovables los objetivos son ambiciosos como ya se ha explicado pero igualmente ambicioso es el objetivo del gobierno argelino de que los equipos sean suministrados por la industria local. Esto no parece fácil de conseguir en condiciones de precio y de calidad por parte de una industria que aún no existe pero, si las condiciones para la inversión son razonables, sería una buena oportunidad la industria europea de componentes.

En eficiencia energética las posibilidades de colaboración son muchas ya que la intensidad energética en Argelia es muy alta, cuatro veces la de España. La atención se centra en edificaciones, iluminación y aparatos eléctricos y el gobierno argelino se ha mostrado interesado en conocer y adaptar medidas que han resultado eficaces en Europa.

Aunque el inmovilismo político y económico ha sido característico de Argelia, son tan conscientes de los enormes retos a los que se enfrenta el país que segu-

[21] ESCRIBANO, Gonzalo. «A political economy of low oil prices in Algeria»..Expert Comment 40/2016, 19 October 2016.

ramente esta iniciativa de diálogo y cooperación pueda dar lugar a cambios en el enfoque de su política y legislación energética que serían muy beneficiosos para todos.

Algunas conclusiones

Europa se enfrenta a un gran desafío en su frontera sur; un desafío con una vertiente económica que puede tener graves consecuencias sociales y políticas y con otra medioambiental que podría amenazar la vida en áreas especialmente sensibles al cambio climático de la cuenca mediterránea.

Esa frontera sur delimita a su vez una región que ofrece, junto a los retos, grandes oportunidades pero no se puede dar por hecho que Europa pueda aprovecharlas a pesar de su cercanía histórica y geográfica y de la complementariedad de recursos entre los países de sur y del norte del Mediterráneo.

Para poder competir en la explotación de esas oportunidades con otros interlocutores internacionales Europa tiene que demostrar que es un interlocutor fiable, que lo es, sino también eficaz, lo que no es tan evidente.

El tradicional comercio de materias primas energéticas ha creado vínculos de cooperación estables entre los países ribereños del Mediterráneo pero este intercambio está perdiendo protagonismo ante la evolución del modelo energético tradicional hacia otro diferente que progresa a velocidades distintas en el norte y en el sur.

El distinto estadio de progreso hacia un modelo energético más sostenible, que deviene urgente en la cuenca mediterránea, y las evidentes complementariedades entre vecinos abren nuevas posibilidades de cooperación, en principio con el norte de África, después, con todo el continente africano.

El compromiso de todos los países mediterráneos en esta cooperación es más que necesario para poder alimentar, suministrar energía y dar empleo a 100 millones de habitantes más que habitarán en la región en 25 años y, consecuentemente, para reducir la desigualdad, pobreza, emigración y deriva hacia radicalismos ideológicos.

La extensión de esta cooperación entre Europa y el resto de África es el camino hacia una mayor integración geográfica vertical que es esencial para mantener la relevancia económica y política global de ambos continentes.

Abreviaturas y acrónimos

INDC (Intended Nationally Determined Cotribution): Contribuciones previstas y determinadas a nivel nacional para reducir emisiones de gases efecto invernadero presentados en la Cumbre del Clima.

COP21: Conferencia de las partes celebrada en París en diciembre de 2015.

OME (Observatoire Méditerranéen de l´Energie): Asociación de las empresas energéticas del Mediterráneo con sede en París.

Mte: millones de toneladas.

Mtep: millones de toneladas equivalentes de petróleo.

b/d: barriles de petróleo por día.

kW, MW, GW, TW: kilovatio, megavatio, gigavatio, teravatio.

bcm: millardo de metros cúbicos de gas.

GNL: gas natural licuado.

OCDE: Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico.

CO_2: dióxido de carbono.

EIA: Agencia Internacional de la Energía.

US GSS: United States Geological Survey Service.

IEA: Information Energy Agency dependiente del Departamento de Estado de EE. UU.

FMI: Fondo Monetario Internacional.

EBRD: Banco Europeo para la Reconstrucción y el Desarrollo.

IPP: Independent Power Producer.

IPWP: Independent Power and Water Producer.

IOCs: International Oil companies

UfM: Union for the Mediterranean.

Feed-in-Tariff: Suplemento que se paga a algunas tecnologías de generación.

BNEF: Bloomberg New Energy Finance.

Bibliografía

AISSAOUI, A. *Algerian Gas: Troubling trends, troubled policies*. OIES. May 2016.

APICORP: diversos informes.

BRAUDEL, Fernand. *La Méditerranée*.

BP Energy Outlook on Africa, September 2016.

Cambridge Econometrics: *A Study on Oil Dependency in EU*, July 2016.

CEDIGAZ: Long Term Gas Supply Contracts by Pipeline in the EU, Oct. 2016.

CHEVALIER, Jean Marie *et al*. *The New Energy Crisis*.

Compromisos con el clima (INDCs) de los países del sur y este del Mediterráneo.

Congressional Research Service: Natural Gas Discoveries in Eastern Mediterranean, August 2016.

CORES: Diversos informes.

ESCRIBANO (prof.). *The impact of low energy prices in Algeria*, October 2016.

GUIGOU, Jean-Louis. *Le nouveau monde méditerranéen 2012*.

HERMAN, Lior. Gas in Israel, 29.09.16.

HOCHBORG, M. *Middle East Institute: Israel´s Energy Potential*, August 2016.

IEEFA: Turkey at a Crossroads, June 2016.

MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y TURISMO. *La Energía en España 2013.*

Observatoire Méditerranéen de l´Energie (OME): MEP 2015, MEP 2011, MEP Turkey y MEP Egypt.

Plan National de du GNL. Ministre de l´Energie du Maroc, 16.12.14.

Présentation du Ministère de l'Energie Algérien, 19.01.16.

Politique Energétique du Maroc: l´Etat des lieux. RIE, June 2016.

Power in Africa. Bloomberg, 21.09.16.

Societé Général: *European Gas Special*, June 2016.

The Rapidan Group: *European Gas & LNG Markets*, October 2016.Union for the Mediterranean Platforms.

US EIA: *Algeria Energy Data*, March 2016.US EIA: *Libya Energy Data*, November 2015.

US EIA: *Oil and Gas in East Med*, August 2013.

Capítulo quinto

La rivalidad Irán-Arabia Saudita en el contexto geoestratégico de la energía

José Ignacio Castro Torres

Resumen

Irán y Arabia Saudita son actores antagónicos que pugnan por ser las potencias regionales del Oriente Medio. En esta pugna es trascendente el tema energético, ya que este es el motor de las economías de ambos Estados. Aparte de la producción de los hidrocarburos, su posterior transporte es un tema crítico, ya que debe hacerse a través de rutas marítimas o terrestres seguras. Los estrechos marítimos y las zonas de paso se encuentran muy ligadas al transporte de los productos energéticos hasta sus puntos de destino. En estas zonas saudíes e iraníes luchan indirectamente en una guerra de *proxies* para asegurarse el control de las vías de comunicación. Los planes a largo plazo de ambos actores prevén el fin de la era del petróleo, por lo que han comenzado procesos paralelos para diversificar sus economías y fuentes de energía. Del resultado de la aplicación de sus planes podrá dirimirse quien será la próxima potencia regional en el Oriente Medio.

Palabras clave

Arabia Saudita, Irán, energía, transporte, conflicto, *proxies*.

Abstract

Iran and Saudi Arabia are opponent players fighting for being the Middle East´s regional power. In this competition energy´s matter is paramount due it is, for both countries, their economies´ engine. Besides oil´s production, transportation is a critical issue, because it has to be done through safe maritime or land routes. Maritime straights and key terrains are very linked to energetic products´ transportation to their destination points. In these areas Saudis and Iranians indirectly fight in a proxies´ war, to size the communication routes. Both players´ long term plans foresee oil age´s end. Because of that, they have begun parallel process for their economies and power sources'diversification. The outcome of how they carry out their plans will depend who will be the next Middle East´s regional power.

Keywords

Saudi Arabia, Iran, Energy, Transport, Conflict, Proxies.

El entorno geopolítico de los yacimientos energéticos en el Oriente Medio

Desde la más remota antigüedad la región del Oriente Medio ha sido considerada de un interés primordial. El propio historiador clásico Heródoto consideraba que la región más importante de su tiempo era la comprendida entre el este del Mediterráneo y la meseta irano-afgana, ya que era la zona de convergencia de la masa euro-asiática con el continente africano, que además ponía en contacto a la cuenca mediterránea con el mar Rojo, el océano Índico y las aguas del golfo Pérsico. En esta vasta extensión de territorios existen tres claras entidades geográficas, constituidas por el puente terrestre de Anatolia, la península arábiga y la meseta iraní[1].

Irán se constituye como una de las naciones-estado mejor consolidadas de la zona, ya que posee un marco perfectamente configurado sobre el que se ha desarrollado un contexto étnico-cultural homogenizador, diferenciándose claramente del resto de los pueblos que le rodean como pueden ser los turcos del norte, los hindúes del este y los árabes del oeste[2].

Uno de los factores que amplifica la posición de privilegio iraní es que su territorio se encuentra encabalgado sobre las cuencas del golfo Pérsico y del mar Caspio, que albergan entre ambas las mayores reservas de gas y petróleo del planeta, siendo estas sobre las que se descargan la práctica totalidad de los hidrocarburos obtenidos en el Gran Oriente Medio[3]. Hay que tener en cuenta que desde el Caspio irradia la mayor red de oleoductos del globo y desde el golfo la mayor red de rutas marítimas.

Otro de los factores de privilegio lo constituye que únicamente Irán posee la capacidad de ejercer su influencia sobre las dos cuencas anteriormente descritas, ya que posee el control de la zona sur del mar Caspio, quedando de este modo los Estados del Asia Central dependientes de Irán si quieren comercializar sus hidrocarburos hacia el Índico. Además Irán posee la capacidad de dominar la región del golfo Pérsico, su salida a través del estrecho de Ormuz y gran parte del golfo de Omán[4].

En cuanto a las mencionadas reservas de hidrocarburos, Irán es un Estado especialmente privilegiado, ya que se estima que puede albergar el 10 por ciento de las reservas de crudo y el 17 por ciento de las del gas del planeta. Los yacimientos petrolíferos se localizan en zonas sensibles del golfo Pérsico, ya que una gran parte se encuentra cerca de las fronteras, las costas o en las aguas,

---

1 KAPLAN, Robert D. *The revenge of geography: what the map tells us about coming conflicts and the battle against fate*. Random House, 2012, pp. 55 y 256.

2 HOURCADE, Bernard. *Géopolitique de l'Iran*. París: Armand Colin, 2010, p. 56.

3 REZA, Mohammad. *Iran: Force et Faiblesses d'une Puissance Régionale*. Córdoba: Casa Árabe e Instituto Internacional de Estudios del Mundo Musulmán, 2007, p. 9.

4 CORDESMAN, Anthony H. *Iran, oil, and the Strait of Ormuz*. Washington D.C.: Center for Strategic and International Studies, 2007, pp. 2-3.

donde algunos de los yacimientos son comunes con Irak, Catar, Kuwait y Arabia Saudita. Otra parte de los yacimientos se hallan en las aguas del mar Caspio, donde existen discrepancias de jurisdicción con el resto de los Estados bañados por este mar, principalmente con los vecinos Turkmenistán y Azerbaiyán[5].

La diferente percepción de cómo deben repartirse los recursos del Caspio es también un punto de fricción con Rusia, aunque Teherán comparte con Moscú que la presencia de compañías occidentales en la zona, principalmente Azerbaiyán, es contrario a sus intereses comunes. La construcción del oleoducto Bakú-Tiflis-Ceyhan (BTC) y el gasoducto Baku-Tbilisi-Erzurum (BTE) es perjudicial a los iraníes, ya que era deseable que la salida al mar de los hidrocarburos del Caspio y Asia Central se realizase a través de sus territorios. Las compañías energéticas rusas utilizan estas infraestructuras para poner de su parte a Azerbaiyán, Georgia y Turquía, que reciben compensaciones económicas por los hidrocarburos que atraviesan su recorrido[6]. Además la petrolera rusa Lukoil se asegura una salida permanente al mar Negro, ya que el viejo oleoducto Bakú-Novorossiysk no se encuentra operativo durante los meses de invierno.

Los descubrimientos petrolíferos del Caspio del año 2001 hicieron que Rusia se decantase por el reparto del lecho marino para proteger sus intereses, ya que si Irán quería participar en algún proyecto, se exponía a que no se llevase a cabo por las sanciones que pendían sobre este último. Además los rusos podrían participar en las explotaciones del crudo azerí junto a los productores occidentales, quedando excluido Irán por sus malas relaciones con el gobierno de Bakú. De esta manera Irán continuaría dependiente de los negocios con Rusia[7].

En cuanto al gas natural, los yacimientos iraníes se encuentran principalmente en la zona de South Pars, en aguas del golfo Pérsico, extendiéndose dentro del límite de las aguas territoriales de Catar. También existen otros emplazamientos en el golfo y en el mar Caspio, ocasionando todos ellos que la exploración del gas iraní alcance cotas cercanas al ochenta por ciento de éxito, en tanto que la media mundial se sitúa en torno al treinta[8].

Una especial vulnerabilidad en los recursos de gas y petróleo es la gran cantidad de éstos que se encuentran tanto en las costas como el interior de la provincia iraní del Khuzestán, de mayoría étnica árabe y donde siempre han existido

---

5 EIA. «Iran Country Analysis Brief», disponible en: https://www.eia.gov/beta/international/analysis.cfm?iso=IRN. Fecha de la consulta 19.10.2016.

6 DALY John C. K. «Russian Oil to Feature in Baku-Tbilisi-Ceyhan Pipeline—Circumventing Possible Sanctions?» disponible en: https://jamestown.org/program/russian-oil-to-feature-in-baku-tbilisi-ceyhan-pipeline-circumventing-possible-sanctions/#sthash.ZX1lgR2q.dpuf. Fecha de la consulta: 19.10.2016.

7 CAIN, Michael, IBRAHIMOV, Rosvham y BILGIN Fevzi. *Linking the Caspian to Europe*. Washington, D.C.: Rethink Institute, 2012.

8 International Energy Outlook. «Report Number: DOE/EIA-0484(2016)» disponible en https://www.eia.gov/forecasts/ieo/nat_gas.cfm. Fecha de la consulta 21.10.2016.

tensiones, aunque el factor unificador de la religión chiita juega una baza en favor de la integridad del estado[9].

Los puntos especialmente significativos por su criticidad en la economía de los productos energéticos son la refinería de Abadán, punto de confluencia de los oleoductos de la región y las terminales de carga y almacenamiento. Entre éstas caben destacar las de las islas de Kharg y Lavan, muy vulnerables a la destrucción física o a la interdicción de sus accesos[10].

Las aguas del golfo Pérsico son controladas por Irán gracias a la disposición de sus costas, que se encuentran llenas de ensenadas, bahías y pequeñas islas, desde las que se podría hostigar el tráfico mercante. Además la profundidad de las aguas hace que estas no sean totalmente aptas para grandes embarcaciones, como pueden ser los petroleros. Este aspecto se hace aún más crítico en el cuello de botella que constituye el estrecho de Ormuz, donde las características del lecho marino solo permiten dos canales de navegación a los buques de gran calado[11].

Este estrecho es un punto crítico trascendental para el tránsito, estimándose que circula a través de él un 30% de todo el tráfico marítimo de petróleo y gas natural licuado, principalmente con destino a los países asiáticos[12].

Sobre el sustrato descrito de la posición geográfica iraní y su acceso a las fuentes de los recursos petrolíferos entra como tercer elemento la población, tanto la autóctona de Irán, como la que profesa la religión chiita en el Oriente Medio y que puede afectar en el difícil equilibrio de poder con su vecino saudí.

Irán es un estado que aglutina unos ochenta millones de habitantes. Una de las características de este conjunto poblacional es su heterogeneidad étnica. A pesar de esta diversidad existe un fuerte factor homogeneizador, constituido por la pertenencia de la mayoría de éstos a la religión chií, llegando a profesar esta rama del islam casi un noventa por cierto de la población iraní. Las poblaciones de religión suní, como baluchis o kurdos, son las de mayor tendencia a oponerse a la acción estatal[13]. El hecho de que exista población que profesa la religión chiita fuera de las fronteras iraníes es un factor que desestabiliza especialmente

---

[9] ELLING, Christian. *Minorities in Iran: Nationalism and Ethnicity After Khomeini*. New York: Palgrave Macmillan, 2013.

[10] CORDESMAN, Anthony, COUGHLIN-SCHULTE, Chloe y GOLD, Bryan: *Iran: Sanctions, Energy, Arms Control, and Regime Change*. Lanham MD: Rowman & Littlefield, 2014, pp. 34- 35.

[11] A esta situación hay que añadir las reclamaciones territoriales entre Irán y los Emiratos Arabes Unidos, que tienen en litigio las islas de Abu Musa, Tunb Mayor y Tunb menor, que proporcionan a Irán el control del canal norte del estrecho y una posición dominante sobre el canal sur.

[12] EIA. «World Oil Transit Chokepoints», disponible en http://www.eia.gov/beta/international/analysis_includes/special_topics/World_Oil_Transit_Chokepoints/wotc.pdf. Fecha de la consulta: 24.10.2016.

[13] MIR MOHAMMAD, Seyede Zahra y HOMAYOUNIB, Behzaz. «Backgrounds of Divergence and Obstacles of Convergence of Ethnic Minorities in Iran from Constitutionalism to the Present». *Reef Resources Assessment and Management Technical Paper*. New Caledonia: Noumea, 2014, p. 513.

el poder de Arabia Saudita, tanto dentro de sus fronteras, como en su entorno inmediato.

Arabia Saudita es el mayor de los estados que componen la península arábiga, aunque su población no llega a los treinta millones de habitantes. Su principal fuente de poder emana de las ingentes reservas de hidrocarburos que posee, que se estima que son las mayores en el mundo de petróleo y las cuartas de gas natural.

A pesar de poseer estas reservas, su emplazamiento presenta una importante vulnerabilidad, debido a que se encuentran muy concentradas y la mitad de las explotaciones se centran tan solo en ocho yacimientos, de los que el campo petrolífero de Ghawar es la instalación de extracción mayor del mundo. Los saudíes no solo poseen las mayores reservas y capacidad de extracción, sino que igualmente poseen la capacidad de tratamiento de los productos petrolíferos, siendo la planta de Abqaiq la mayor instalación mundial de estabilización y procesamiento de crudo[14].

La localización de los campos petrolíferos saudíes se decanta eminentemente hacia el este, por lo que el transporte de este recurso hacia otros puntos estatales, que puedan evitar el estrecho de Ormuz, pasa por la alternativa de la construcción de oleoductos y gasoductos a la par de necesitar puertos en el mar Rojo. La construcción de este tipo de infraestructura, su operación y mantenimiento supone costes económicos, por lo que Arabia Saudita debería estudiar con cautela el beneficio y los riesgos que le suponen tanto el tránsito a través del estrecho de Ormuz, como el bombeo de hidrocarburos hacia el mar Rojo.

La mayoría de las opciones para evitar el paso por el estrecho de Ormuz por medio de oleoductos no parecen políticamente viables, existiendo estas actualmente en Arabia Saudita y en los Emiratos Árabes Unidos (EAU). La línea «Petroline» o «East-West Pipeline» de los saudíes tiene una longitud de 746 millas y posee dos sistemas diferenciados de tubería de transporte, circulando por ambas crudo, aunque en el pasado una de ellas transportaba gas natural. Este cambio le permite a los saudíes llegar, en caso necesario, a poder transportar una cantidad diaria de 4.800 millones de barriles, aunque actualmente se encuentra en unos 3.000 millones, por lo que se podrían incrementar estas posibilidades. Arabia Saudita también dispone de una línea para el transporte de gas natural licuado desde la planta de Abqaiq al puerto de Yanbu, que con una capacidad de 2.800 millones de barriles diarios está al límite de sus posibilidades. La línea de los EAU es mucho más modesta y con una capacidad de 1,5 millones de barriles, transporta el crudo emiratí desde el punto de concentración costero de Habshan, en Abu Dhabi, hasta el puerto de Fujairah, en el golfo de Omán.

[14] EIA, *Saudi Arabia, Analysis*, disponible en http://www.eia.gov/countries/analysisbriefs/Saudi_Arabia/saudi_arabia.pdf. Fecha de la consulta: 26.10.2016.

Una vez cargado el petróleo en el mar Rojo habría que tener en cuenta que los puertos de destino de la mayoría del petróleo saudí se encuentran en Asia. Esto incrementaría la distancia de transporte desde el puerto de Yambu, en vez del de Ras Tanura o la terminal de carga de Ras al Ju'aymah, en unas 760 millas náuticas, lo que ocasionaría un retraso de unos cinco días de un puerto con respecto de otro[15].

Otro importante problema que plantea la salida de los hidrocarburos al mar Rojo es que sus vías marítimas no se dirigen a aguas libres, ya que en dirección norte se encuentra el canal de Suez, pero en dirección sur los productos con destino a Asia tendrían que discurrir a través del estrecho de Bab el Mandeb, cuyas costas se encuentran entre Yemen en el lado asiático y Yibuti y Eritrea en el lado africano. Este estrecho de 18 millas de angostura posee dos canales de navegación de dos millas cada uno de ellos, por lo que se entiende que es también una región crítica para el tráfico marítimo y que la alternativa a la salida de los productos petrolíferos del mercado asiático no se encontraría del todo garantizada[16].

Se comprende de este modo que cualquier suceso que aconteciese en Yemen afectaría el tráfico en este estrecho y desestabilizaría la situación en Arabia Saudita. Una intervención directa de los saudíes para solucionar este problema no tendría visos de viabilidad, ya que la población yemení es casi tan numerosa como la saudí y muchos de sus grupos sectarios son abiertamente hostiles hacia el régimen saudita, por lo que este debería buscar el apoyo de grupos afines. Además al ser su territorio muy compartimentado, ocasionaría la pérdida de la capacidad de enlace y apoyo a medida que se avanzase en el interior del territorio[17]. Esta vulnerabilidad ha sido explotada convenientemente por Irán, que busca debilitar el poder saudita en su propio patio trasero.

Volviendo a las instalaciones de Arabia Saudita, la localización de la anteriormente citada planta de procesamiento Abqaiq, cercana a los yacimientos del este, es un punto crítico por su gran tamaño y porque desde ella se bombean los hidrocarburos procesados hacia los puertos del este, en dirección al golfo Pérsico. Igualmente desde esta planta se envían por oleoducto y gasoducto en dirección este-oeste los productos petrolíferos y gas natural hasta el puerto de Yambu, aunque la capacidad de este sistema de transporte tiene las limitaciones ya descritas[18].

---

15 EWELL, Wester, BRITO, Dagonert y NOER, John. «An Alternative Pipeline Strategy in the Persian Gulf». Paper sponsored by the James A. Baker III Institute for Public Policy the Center for International Political Economy and the Office of the Secretary of Defense, 2000, http://bakerinstitute.org/publications/TrendsinMiddleEast_AlternativePipelineStrategy.pdf.

16 CORDESMAN, Anthony. «America, Saudi Arabia, and the Strategic Importance of Yemen». Center for International and Strategic Studies, March 26, 2015, https://www.csis.org/analysis/america-saudi-arabia-and-strategic-importance-yemen.

17 KAPLAN, Robert. *Op. cit,* p. 266.

18 Southfront. «Analysis: Oil and gas pipelines in the Middle East (Exclusive)». Disponible en https://southfront.org/analysis-oil-gas-pipelines-middle-east/. Fecha de la consulta: 30.10.2016.

Si Arabia Saudita se caracteriza por su abundancia de petróleo y gas, igualmente lo hace por su escasez de agua dulce. Teniendo en cuenta que su población alcanza los casi treinta millones de habitantes, estos hacen que este recurso vital se convierta en crítico para el Estado saudí. La mayoría de los núcleos de población de gran entidad han tenido que recurrir al agua que les proporcionan las plantas desalinizadoras, que consumen grandes cantidades de energía. El caso más significativo lo constituye la estación desalinizadora de Jubail, que siendo la mayor del mundo abastece de agua a la capital saudí, Ryad[19].

La población saudí es heterogénea en cuanto a su diversidad religiosa, ya que un quince por ciento de sus habitantes profesan la rama chiita del islam y se encuentran principalmente localizados en el este del territorio, cerca de los principales yacimientos de hidrocarburos. El temor saudí no se refiere únicamente al hecho diferenciador religioso, sino al cuestionamiento de su propio régimen[20].

A este respecto hay que tener en cuenta que las monarquías de la península arábiga, de confesión sunita, regentan grandes minorías chiitas dentro de sus estructuras estatales. Cabe destacar como excepción el caso de Baréin, en el que la población es mayoritariamente chiita y en ocasiones se ha levantado en contra de sus élites gobernantes.

A los problemas diferenciadores de la población de Arabia Saudita se unen cuestiones sociales y de legitimidad que hacen que el régimen saudí tienda a la desestabilización a largo plazo. El reinado del pasado rey Abdullah bin Abd al-Aziz Al Saud se caracterizó por la prudencia. Tras su fallecimiento en 2015, su anciano hermano Salman bin Abdulaziz ha tomado una línea mucho más activa que se atribuye a la influencia de su hijo más joven, el príncipe Muhammad bin Salman, quien ha asumido la responsabilidad de los asuntos económicos y de defensa del Estado[21]. El príncipe se ha puesto al frente de un ambicioso proyecto económico, no exento de riesgos, denominado «Visión 2030» para modernizar y privatizar la economía saudí y proporcionar empleo joven a un sector de la población que se encuentra con el grave problema del paro. Igualmente se le con-

[19] IRFAN, Mohammed. «SWCC's desalinated water output is world's largest», *Arab News*, December 2013, disponible en: http://www.arabnews.com/news/487231#. Fecha de la consulta: 30.10.2016.

[20] WEHREY, Frederic, «Saudi Arabia Has a Shiite Problem». *Foreign Policy*, December 2014, http://foreignpolicy.com/2014/12/03/saudi-arabia-has-a-shiite-problem-royal-family-saud/.

[21] Es muy importante hacer notar el problema sucesorio y las luchas de poder que se viven en el seno de la gran familia real saudí. El fundador del actual reino, Ibn Saud tuvo multitud de matrimonios, de los que se estima una descendencia de más de 30 hijos y 20 hijas. Los descendientes de estos abarcan una horquilla entre los 7000 y 8000 miembros, que se encuentran agrupados en 35 ramas familiares de diferentes categorías según estas tengan una mayor o menor pureza de sangre árabe. Teniendo en cuanta que estos príncipes ya son la tercera generación, los lazos familiares que mantuvieron unida a la segunda generación no tiene por qué ser de la misma fuerza.

sidera el artífice de las operaciones militares contra los houtis en el Yemen, que a pesar de su brevedad prevista, se han prolongado durante más de un año[22].

Un caso de especial importancia es el conflicto entre suníes y chiíes que se vive en Yemen y que puede afectar directamente a las vías de comunicación marítimas por las que discurre el transporte de productos petrolíferos.

La situación de Yemen ha ocasionado la diversidad de facciones y la proliferación de grupos terroristas y movimientos, entre los que se encuentran el Ejército Islámico de Aden-Abyan (AAIA), Al Qaeda en la Península Arábiga (AQAP) y el Movimiento Houti, de especial interés en el conflicto entre Irán y Arabia Saudita.

Aunque los orígenes del Movimiento Houti provienen del zaidismo, una de las ramas más moderadas del chiismo, este ha evolucionado hacia la rama duodecimada coincidiendo con el adoctrinamiento de sus líderes en Irán. Desde el norte del territorio este movimiento se ha ido extendiendo por la provincia de Saada, controlando amplias áreas de terreno[23].

Se estima que la actuación coordinada contra Arabia Saudita por parte de Irán y el Movimiento Houti existe desde hace varios años[24]. El conflicto ascendió un nuevo peldaño cuando a finales de 2016 unidades navales norteamericanas fueron atacadas desde las costas yemeníes con misiles antibuque[25].

Los EE. UU., son otro importante actor por su presencia física y su potencial militar. Tradicionalmente la «Doctrina Carter» ha sido la guía de las actuaciones estadounidenses en la región del golfo[26]. La Quinta Flota estadounidense, se encuentra desplegada en el área, teniendo su cuartel general en la isla de Baréin junto al Mando Naval Central (NAVCENT)[27]. Las inversiones que EE. UU., ha realizado en sus instalaciones dan la idea de un compromiso de permanencia en la zona[28]. Por otra parte, la mayor capacidad aérea estadounidense se encuentra en la península de Catar, donde posee un Centro de Coordinación de Operaciones

---

[22] AARTS, Paul y ROELANTS, Carolien. «The perils of the transfer of power in the Kingdom of Saudi Arabia». *Contemporary Arab Affairs,* (9), New York: Routledge, 2016, pp. 4, 596-606.

[23] «Houti rebels rally in Sanaa, demand resignation of government». *Times of Oman.* August 22, 2014, disponible en http://timesofoman.com/article/39005/World/Houti-rebels-rally-in-Sanaa-demand-resignation-of-government. Fecha de la consulta: 30.10.2016.

[24] Existen informes que refieren que en el año 2009 se tramó un plan entre los pashdarán iraníes y el Movimiento Houti para hostigar al gobierno central yemení y Arabia Saudita simultáneamente.

[25] KUBE, Courtney. «U.S. Officials: Iran Supplying Weapons to Yemen's Houthi Rebels». *NBC News*, October 27, 2016, disponible en http://www.nbcnews.com/news/us-news/u-s-officials-iran-supplying-weapons-yemen-s-houthi-rebels-n674181. Fecha de la consulta: 30.11.2016.

[26] Al principio de los ochenta la administración del presidente estadounidense, Jimmy Carter, establecería que defenderían sus intereses en el golfo Pérsico, incluso con el uso de la fuerza.

[27] Igualmente el Reino Unido ha establecido en Baréin una base naval de grandes proporciones para mantener una presencia constante en la zona.

[28] KATZMAN, Kenneth. «Bahrain: Security, Reform, and U.S. Policy». *CRS Report for Congress.* Washington D. C.: Congressional Reasearch Service, 2016, pp. 22-23.

Aéreas (CAOC), una base aérea de gran entidad y los medios necesarios para constituir en poco tiempo una brigada mecanizada[29].

Además los EE. UU., son los principales suministradores de armamentos de los Estados del Consejo de Cooperación del Golfo (CCG), por lo que los estadounidenses se aseguran la efectividad de las defensas de estos al tiempo que se garantiza un mercado de gran transcendencia en el ámbito de la defensa y un suministro de constante de crudo.

En esta situación geopolítica, tanto saudíes como iraníes se enfrentan a una época en la que los hidrocarburos atraviesan una etapa de bajos precios y que, en función de cómo gestionen sus capacidades, podrán salir con mayor o menor fortuna de este momento histórico concreto.

Entre los años 2011 y 2014, los precios del petróleo se mantuvieron estables, con una media de 105 dólares por barril. En este trienio de estabilidad se produjo a nivel global un ligero crecimiento económico caracterizado por la demanda de los consumidores, al tiempo que los productores tenían la capacidad de jugar con una mayor o menor producción para variar su oferta. En este ambiente la preocupación de los consumidores por la posible reducción de los suministradores hacía que los países de la OPEP, donde Arabia Saudita tenía una especial preponderancia, estableciesen una política de precios en un margen entre los 90 y los 110 dólares por barril[30].

A esto se le unirían los avances tecnológicos en la obtención de petróleo, como el método del *fracking* empleado por los EE. UU., que a unos precios tan altos como los anteriores al verano de 2014 constituían una explotación rentable. En este entorno, la abundancia de producto y la seguridad de su suministro harían que los consumidores se sintiesen confiados en mantener su abastecimiento ininterrumpido.

Analizando en detalle otras causas primigenias de lo que se ha calificado de nuevo orden energético se puede observar en un primer lugar el ya señalado exceso de producción, cuando la demanda asiática se redujo drásticamente. Al mismo tiempo, los consumidores europeos comenzaban a reducir sus pedidos, debido al aumento de la eficiencia de sus políticas energéticas.

En el verano de 2014 los precios del petróleo se encontraban por encima de los 100 dólares el barril, cuando comenzó una fuerte depreciación de estos, que adquirió carácter histórico. A principios de 2015 los precios se situaban en el entorno de los 46 dólares y durante dicho año la cotización oscilaría llegando a un mínimo en el entorno de los 40 dólares en el verano de dicho año. La evolución de los altibajos de estas cotizaciones situarían los precios a principios de

[29] «The Military Balance». *International Institute for Strategic Studies*. Oxford: Routledge, 2014, p. 391.

[30] MARZO, Mariano. «El desplome 2014-2015 de los precios del crudo: Causas y previsiones a corto plazo». Barcelona: Funseam, 2015, pp. 5-6.

2016 debajo de los 30 dólares, recuperándose irregularmente hasta situarse a finales de este año en una zona cercana a los 45 dólares[31].

Actualmente los mercados energéticos se encuentran saturados de productos por varios motivos concurrentes. Uno de ellos ha sido que el esperado crecimiento de la economía de China no ha mantenido los ritmos previstos, por lo que la producción los suministradores no es capaz de ser absorbida fácilmente por el mercado.

Al tiempo que se producía el fenómeno chino, las petroleras norteamericanas aumentaron su producción por encima de los nueve millones de barriles diarios, lo que redujo su demanda a menos de diez millones de barriles y a la vez constituyó que inyectasen al mercado energético sus productos refinados. En esta situación de superabundancia de oferta y reducción de consumo, los países exportadores han tenido que hacer frente a una guerra de precios para mantener la estabilidad de sus dependientes economías[32].

La estrategia de contención saudita: la evolución como motor de progreso

Arabia Saudita ha basado tradicionalmente su economía en la industria petrolífera, ya que posee las mayores reservas mundiales de este producto. Aunque su explotación y gestión ha sido hasta ahora fuertemente controlada por el Estado, no parecía que en un futuro a largo plazo este sistema continuase siendo rentable. Por este motivo los saudíes han explorado soluciones para privatizar el sector petrolífero, al tiempo que intentan diversificar su economía hacia otros sectores de tipo energético, petroquímico, exploración de gas natural o telecomunicaciones[33].

Para los saudíes la depreciación del petróleo de 2014 fue especialmente significativa y un verdadero revulsivo para cambiar sus planteamientos de futuro. Las estimaciones saudíes eran que en un largo plazo la relación entre la oferta y la demanda se impondría a la baja, mientras que las fluctuaciones mayores o menores se producirían por las situaciones de crisis emergentes, como los conflictos del Oriente Medio y en algunos casos, por las decisiones que se pudieran tomar en el seno de la OPEP.

Como consecuencia de la abundancia de productos petrolíferos, Arabia Saudita se encontraba en el dilema de rebajar su producción para incrementar precios o mantenerla a costa de vender más barato.

---

31 «Crude Oil. Evolution 1946-2016». *Trading Economics*. Disponible en http://www.tradingeconomics.com/commodity/crude-oil. Fecha de la consulta: 02.11.2016.

32 SEZNEC, Jean-François. *The Impact of the Restructuring of the Oil Sector in Saudi Arabia*. Washington, D. C.: Arab Gulf States Institute in Washington. 2015.

33 CIA. «The World Fact Book», 2016, en https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/geos/sa.html.

A la vista de las posibles consecuencias y de las posibilidades del resto de los exportadores, los sauditas optaron por mantener la producción que, aunque les ocasionaría una disminución de ingresos, les haría mantener su cuota de participación en el mercado. Esta decisión estaba respaldada por el ministro del petróleo saudita y presidente de la compañía petrolífera Aramco, Ali al-Naimi, que a la par tenía una gran influencia sobre el antiguo Consejo Supremo del Petróleo, donde el rey con los principales miembros de la familia real tomaban las decisiones relativas al sector. De esta manera la protección de la cuota de mercado, por encima de los posibles beneficios, situaría a los saudíes en una posición de ventaja cuando cambiasen las tendencias de los precios[34].

La postura saudita, como principal productor mundial, acarreó una serie de consecuencias en el mercado de la energía. Los primeros afectados serían los productores de petróleo a partir de esquistos bituminosos de Norteamérica, a los cuales ya no les saldría rentable el procesamiento y extracción de sus productos. Sin embargo, la tecnología estadounidense encontraría pronto la forma de abaratar el proceso de *fracking* por lo que los costes de producción pasarían de unos 70 dólares por barril a cerca de 35. De este modo los norteamericanos podrían adaptarse en cierto modo a los bajos precios del petróleo que imponían los saudíes, siempre y cuando las cotizaciones ascendiesen hasta ser suficientemente rentables para ambos[35].

Salvado el problema norteamericano, los principales afectados por los bajos precios de Arabia serían los productores rusos. Hay que tener muy en cuenta el papel de Rusia como posible moderador, ya que esta es una aliada de Irán en el conflicto que se vive en el Oriente Medio y las repercusiones de las actuaciones saudíes podrían influenciar en todos los ámbitos de la relación ruso-iraní[36].

El enfoque de Arabia Saudita hacia la producción rusa sería puesto de manifiesto por el propio Naimi, quien afirmaría que no sería lógico que un productor eficiente como Arabia Saudita protegiese a un productor ineficiente como Rusia, a base de mantener unos precios altos. Para Naimi los rusos no realizaban una explotación tecnológicamente adecuada de su petróleo, por lo que estaban obligados a buscar nuevos yacimientos y extraerlo a alto coste, con el condicionante de que si cerrasen sus válvulas de extracción podrían no poder volver a ponerlos en funcionamiento. Justo al contrario de la situación rusa, los pozos saudíes

---

[34] Esto les costaría a los saudíes un déficit de 39.000 millones de dólares en 2015. Si a estos se le añaden los costes militares, estimados en 80.000 millones y no incluidos en los presupuestos, el déficit total podría situarse en torno a los 120.000 millones.

[35] EIA. «Future U.S. tight oil and shale gas production depends on resources, technology, markets», August 22, 2016, disponible en http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=27612. Fecha de la consulta: 03.11.2016.

[36] WALD, Ellen R. «Saudi Arabia, Iran, Russia Head Towards Showdown In November», *forbes.com*, September 28, 2016, disponible en http://www.forbes.com/sites/ellenrwald/2016/09/28/saudi-arabia-iran-russia-head-towards-showdown-in-november/#638313403364. Fecha de la consulta: 03.11.2016.

podrían cerrar y abrir con la seguridad de que continuarían produciendo, ya que sus yacimientos aún son jóvenes y no han sido sobreexplotados[37].

La situación rusa en un mundo de bajos precios es aún más preocupante que la de los saudíes toda vez que la reservas sauditas se estiman en 730.000 millones de dólares, con posibilidad de ser incrementadas, mientras que los rusos alcanzan a duras penas la tercera parte de esta cantidad. De este modo los saudíes poseen un arma económica para negociar con Rusia otros escenarios de carácter no energético, como puede ser su intervención en el Oriente Medio y sobre todo el apoyo a Irán. De esta forma el tema energético podría ser, de manera indirecta, el referido moderador del poder iraní a través de sus aliados de conveniencia rusos.

De llegarse a producir un mayor entendimiento entre saudíes y rusos, la mordaza económica con que los saudíes atenazaban a Rusia podría llegar a liberarse en una situación en la que Arabia mantuviese su cuota de mercado con precios ligeramente más altos y Rusia se viese beneficiada por el incremento de estos precios. Sin embargo, el elemento en discordia se encontraba constituido por Irán, que se había abierto como una nueva oportunidad para los mercados durante las negociaciones en materia nuclear.

Este hecho tuvo una importante repercusión en la rivalidad entre saudíes e iraníes, ya que las negociaciones nucleares entre Irán y el Grupo P5+1 se encontraban dando sus frutos. Si los saudíes reducían su producción para mantener el precio del crudo, se exponían a proporcionar una válvula de alivio para el régimen de Irán[38].

A la rivalidad entre saudíes e iraníes se añadiría la falta de consenso entre los Estados de la OPEP. En otros momentos los productores habían sido conscientes que la forma de moderar los precios al alza era reducir la cuota de producción, para de este modo conseguir que el mercado no tuviese una superabundancia.

En ocasiones anteriores este papel de equilibrador del mercado había recaído en Arabia Saudita. Sin embargo otros productores no estaban dispuestos a compartir la reducción e incluso Estados como Irán, Irak, Venezuela, Méjico o Rusia querían ampliar su producción para solucionar sus problemas económicos. En esta situación los saudíes no se exponían tan solo a que sus rivales saliesen beneficiados, sino que corrían el riesgo de perder su cuota en el mercado, pues sus competidores podrían asumir el recorte de producción saudita, perdiendo los saudíes parte de su importante posición respecto a su cartera de clientes[39].

---

37 SEZNEC, Jean-François. *Op. Cit.*

38 *The Economist.* «The new oil order». April 23, 2016, disponible en http://www.economist.com/news/leaders/21697221-impetuous-prince-rattling-middle-east-may-also-bring-bold-reform-new-oil. Fecha de la consulta: 04.11.2016.

39 FATTOUH, Bassam, SEN Anupama. *Saudi Arabia Oil Policy: More than Meets the Eye?* Oxford Institute for Energy Studies, 2015.

De esta manera se comprende por qué en la reunión de la OPEP de noviembre de 2014 no se llegase a un consenso de reducción de la producción para proteger los precios. En esta cumbre, en la que el entonces ministro del petróleo saudí Naimi, tuvo un papel preponderante, se acordó mantener la cuota de producción por encima de los 30 millones de barriles diarios. El resultado sería que a partir de este momento la OPEP dejaría de gestionar el mercado, para dar paso a que el propio mercado fuese el que gestionase los precios[40].

La cumbre de 2015 tendría aún resultados más deprimentes para los saudíes, ya que por primera vez los productores ni siquiera llegaron a un acuerdo sobre el techo de su producción, esperando ver como se desarrollaban los acontecimientos a lo largo del año 2016[41]. La falta de acuerdo produjo la bajada de los precios durante dicho año, llegándose a registrar los ya referidos precios mínimos. En estas circunstancias se desarrollaría la reunión de noviembre de este año, en el que habría de algún modo que buscar una solución para recortar la producción.

Finalmente durante la reunión de los países de la OPEP en Viena, se consiguió que se redujese la producción en aras del mantenimiento de la estabilidad de los mercados. Sin embargo, en esta reunión el principal recorte recayó en la producción de los saudíes, al tiempo que los iraquíes también se comprometían a realizar recortes. A la futura tendencia a la baja de estos miembros de la OPEP se sumaría igualmente Rusia pero no Irán, quien negociaría su producción al alza, por haber sido castigado desde 2012 por las sanciones internacionales, desbloqueadas por el acuerdo integral en materia nuclear que se alcanzó a finales de 2015[42].

En este entorno de inestabilidad en el corto plazo, parece que los saudíes buscasen algún tipo de solución mediante un progresivo aumento de los precios según evolucionase la economía mundial y la demanda. Sin embargo, Arabia Saudita necesitaría establecer una política a largo plazo, para evitar un progresivo deterioro de su economía, que repercutiría directamente en su estatus de potencia regional y en la estabilidad interna, debido al detrimento de las políticas sociales y de empleo.

Arabia tenía como punto de partida para diseñar su estrategia a largo plazo parámetros tan importantes como sus reservas de productos energéticos, una economía basada en los ingresos del petróleo y la dificultad de diversificar su

---

40 LAWLER, Alex, SHEPPARD David, El GAMAL Rania. «Saudis block OPEC output cut, sending oil price plunging», November 28 2014. *Reuters*, disponible en http://www.reuters.com/article/us-opec-meeting-idUSKCN0JA0O320141128. Fecha de la consulta: 03.11.2016.

41 RAVAL, Anjli, SHEPPARD, David, HUME, Neil. «Opec meeting ends in acrimony». *Financial Times*, December 4, 2015, disponible en https://www.ft.com/content/20474556-9a62-11e5-9228-87e603d47bdc. Fecha de la consulta: 04.11.2016.

42 EL GAMAL, Rania, LAWLER, Alex, GHADDAR, Ahmad. «OPEC in first joint oil cut with Russia since 2001, Saudis take (big hit)». *Reuters*, December 02, 2016, disponible en http://www.reuters.com/article/us-opec-meeting-idUSKBN13P0JA. Fecha de la consulta: 04.12.2016.

economía hacia otros sectores industriales. En este contexto habría que prestar una especial atención a la capacidad de inversión propia y cómo atraer la extranjera, la diversificación de la economía a partir de un sector basado en los productos energéticos y el impacto de las nuevas políticas mundiales de cambio climático.

En primer lugar la gestión de las reservas de Arabia constituye un mecanismo de ajuste, ya que los saudíes pueden determinar su ritmo de explotación, debido a que las cantidades que poseen son muy significativas, su coste de producción es bajo y el entorno de seguridad es relativamente estable para los inversores. El hecho de que las reservas más baratas del mundo no hayan sido todavía sobreexplotadas podría crear una situación de coexistencia de productores de bajo y alto coste, donde el precio del petróleo oscilase entre dos valores. El mínimo de estos vendría determinado por el coste de producción del petróleo más barato, mientras que el límite superior estaría marcado por la entrada en el mercado de productos sustitutivos y nuevos abastecimientos de petróleo.

En esta situación los saudíes tendrían que jugar a la denominada «Opción de Hobson», buscando un precio medio, por lo que deberían encontrar un punto de equilibrio en su producción. Si produjesen al máximo de su capacidad tendrían poco margen de actuación en el mercado y sus beneficios no serían suficientes. Por el contrario, si recortasen excesivamente la producción la economía global podría verse en recesión, por lo que la crisis impediría el desarrollo económico de sus clientes y por ende, de su demanda energética. Además la producción no debería ser tan baja que la volatilidad de los precios hiciese que los consumidores buscasen otros proveedores, haciendo perder a los saudíes su cuota de mercado. Por otra parte la producción no debería ser tan alta que el exceso de petróleo obligase a los proveedores a tener que ofertar a la baja[43].

Entretanto, en los años venideros los saudíes tendrían que encontrar una alternativa a su principal fuente de ingresos, dejando atrás el mito de que lo que mejor saben hacer es bombear petróleo. De hecho este prejuicio quedó roto cuando se adoptó años atrás el modelo de integración de la industria petroquímica, produciendo productos refinados. Además de esto, la proyección exterior saudita le ha llevado a establecer negocios de refinerías en Asia y EE. UU., destacando las intenciones de Aramco de controlar la mayor refinería estadounidense, situada en la población tejana de Porth Arthur[44].

Esta capacidad de refinado salvaría la creciente demanda interna saudita, un hecho preocupante, ya que su propio consumo podría llevar a reducir las exportaciones hasta un punto en que su economía no fuese viable. Teniendo en cuenta

43 LEACH, DIRK. «Future Oil Prices, Saudi Arabia, and OPEC». Mar. 15, 2016, disponible en http://seekingalpha.com/article/3958480-future-oil-prices-saudi-arabia-opec. Fecha de la consulta: 01.11.2016.

44 KENNEDY, CHARLE. «Largest U.S. Refinery Now Belongs To Saudi Arabia». *CDT Oil Prices*. March 17, 2016. Disponible en http://oilprice.com/Energy/Energy-General/Largest-US-Refinery-Now-Belongs-To-Saudi-Arabia.html. Fecha de la consulta: 02.11.2016.

que la energía solar o nucleoeléctrica no parecen soluciones a corto plazo, los árabes se encontrarían con un dilema de difícil solución. Por ello la posible salida a este problema pasaría por una racionalización en el ineficiente consumo energético que existe hoy en día en el estado saudita. Entretanto la búsqueda de fuentes alternativas y la diversificación de la economía se hacen casi imprescindibles para el futuro estable del régimen saudí[45].

Además, la reciente ampliación de la capacidad de refinado abre a los saudíes la posibilidad de competir no solo en el mercado del crudo, sino también en el de los productos combustibles elaborados. El comercio de estos productos es especialmente diferente del de crudo petrolífero, ya que los distintos combustibles tienen especiales características y requerimientos según sean las especificaciones y la normativa del cliente. Esto es especialmente importante para fidelizar a los compradores, como podrían ser los del exigente mercado europeo, que tienen muy en cuenta la calidad de los productos elaborados para su consumo energético. De darse con mayor profusión esta circunstancia, significaría que el crudo saudí se dedicaría en mayor cantidad al consumo de sus refinerías internas, con lo que una menor cantidad de crudo en el mercado internacional podría corregir los precios al alza, al tiempo que la calidad de los productos refinados saudíes fidelizarían a un mayor número de clientes[46].

Otro importante aspecto es que el refinado es considerado como el primer paso hacia la diversificación hacia otros sectores y hacia la creación de un mayor número de puestos de trabajo. De este modo el refinado constituiría el vínculo que une el crudo con los hidrocarburos elaborados, pero además es la primera piedra para establecer una importante industria petroquímica. Al estar ya conseguido el proceso de refinamiento, el tránsito hacia la diversificación es mucho más sencillo, lo que daría pie a la creación de nuevas industrias. Hoy en día se cumplen los 40 años del primer paso en que el grupo petroquímico Sabic comenzó su andadura, pero hacen falta nuevos incentivos en este sector, como llevar a buen término los nuevos proyectos, como la afirmación de Sadara, de la que se tratará posteriormente[47].

Este cambio en el papel de Arabia Saudita como suministrador de petróleo crudo puede también cambiar el tradicional paradigma de seguridad del vínculo que une al Estado saudí con los EE. UU., en lo que se ha tradicionalmente denominado «petróleo por seguridad», donde la «Doctrina Carter» mantenía la postura de que cualquier incidente en contra del tráfico de hidrocarburos en el

45 LAHN, GLADA Y STEVENS, PAUL «BURNING OIL TO KEEP COOL, THE HIDDEN ENERGY CRISIS IN SAUDI ARABIA» London: Chatham House, The Royal Institute of International Affairs, 2011.

46 KRANE, Jim. *A refined approach: Saudi Arabia moves beyond crude*. London: *Energy Policy 82*, 2015. pp. 99-104,

47 Oxford Bussinnes Group. «Key players investing further down the petrochemicals value chain in Saudi Arabia», disponible en https://www.oxfordbusinessgroup.com/analysis/aiding-diversification-key-players-are-investing-further-down-petrochemicals-value-chain. Fecha de la consulta: 09.11.2016.

golfo lo sería también en contra de los intereses norteamericanos. Hasta ahora los estadounidenses han mantenido un gasto estimado en 50.000 millones de dólares anuales para proteger a las monarquías del golfo, a cambio de asegurarse un flujo constante de petróleo crudo[48].

En el caso de que las circunstancias cambiasen, es posible que este elevado coste no fuese rentable para los norteamericanos. El resultado es que los saudíes necesitarían la búsqueda de una nueva situación que le proporcionase seguridad frente a posibles rivales tan importantes, como puede ser el vecino Irán[49].

El cambio climático es especialmente significativo para un entorno tan vulnerable como el de Arabia Saudita, en el que la población es rehén de la necesidad de disponer de agua potable, en una zona en la que los escasos acuíferos están muy reducidos y sobreexplotados. Al tiempo, el incremento de temperaturas exige una mayor demanda de energía para la producción de agua y refrigeración, a la par que las instalaciones necesitan una readaptación a esta nueva situación[50].

En el plano internacional el cambio climático ha conducido al establecimiento de medidas energéticas paliativas, sobre todo en los países más desarrollados. Esta mayor concienciación y eficiencia energética ya se está vislumbrando y aunque los resultados inmediatos no sean del todo trascendentes, el futuro parece apuntar a que la dependencia energética de los combustibles fósiles irá paulatinamente disminuyendo. Esta situación previsiblemente afectará a la política de precios y al futuro a largo plazo de los saudíes, si no transforman su actual estructura económica. A la vista de los hechos Arabia Saudita, al igual que otros productores, debe tener a la vista el final a largo plazo de la era de los hidrocarburos[51].

---

48 STERN, Roger J. «United States cost of military force projection in the Persian Gulf, 1976-2007». London: *Energy Policy*, vol. 38, n.º 6, 2010, pp. 2816-2825.

49 La alianza energética entre EE. UU. y Arabia Saudita se remonta a más de 70 años atrás, cuando en el año 1933 la compañía norteamericana Standard Oil of California (hoy Chevron) ganó la concesión de exploración en el suelo saudí. A partir de entonces la orientación saudita ha sido proclive a los norteamericanos en contra de los criterios de otros de sus vecinos, como Irán o Irak, más orientados a los inversores europeos. De hecho, el gigante energético Saudí Aramco parte de la American Arabian Oil Company, establecida por Texaco, Exxon y Mobil. Posteriormente el reino saudita compraría las acciones extranjeras, siendo completamente nacional en los años 80, aunque las compañías norteamericanas siempre mantendrían vínculos comerciales en territorio saudita.

50 DENICOLA, Erica, et al. «Climate Change and Water Scarcity: The Case of Saudi Arabia; Climate change and water scarcity». *Annals of global health*, 81(3). Philadelphia, PA, 2015, pp. 342-353.

51 HINCKLEY, Elias. «Historic moment: Saudi Arabia sees End of Oil Age coming and opens valves on the carbon bubble». January 22, 2015, disponible en Energy post http://energypost.eu/historic-moment-saudi-arabia-sees-end-oil-age-coming-opens-valves-carbon-bubble/. Fecha de la consulta: 14.11.2016.

No está claro cuál será el objetivo lejano que tienen los saudíes para fijar el precio del barril de petróleo, pero debería ser el suficiente para que su presupuesto se encontrase desahogado, al tiempo que la economía mundial no se viese tan asfixiada que pudiera caer en la recesión. Algunos analistas estiman que este objetivo se podría situar en una horquilla entre los 80 y 100 dólares, siendo el precio más bajo el que marcaría un déficit de 60.000 millones de dólares, o un ocho por ciento de su producto interior bruto, y el más alto el escenario donde no habría déficit[52].

La cuestión medioambiental se ha visto reflejada en el acuerdo de París de 2015 y en su entrada en vigor a finales de 2016. Mediante el acuerdo, los principales emisores de gases de efecto invernadero se han comprometido a reducir estas emisiones para evitar un sobrecalentamiento de la tierra de consecuencias catastróficas. No obstante todavía está por verse cómo los diferentes Estados van a llevar a cabo sus compromisos, con una especial atención a la nueva administración norteamericana[53].

En este entorno de cambios, el nuevo régimen de Arabia Saudita es consciente de que necesita una evolución en sus planteamientos globales. El príncipe Mohammed bin Salman, aglutinando a sus otros cargos el de presidente del Consejo de Asuntos Económicos y de Desarrollo, ha presentado el documento denominado «Visión 2030». La intención a largo plazo de las autoridades saudíes es transformar su país, ofertando posibilidades de negocio a los inversores aprovechando su excelente posición geográfica y las riquezas naturales de su territorio, ya que a la abundancia de recursos energéticos, se suma la existencia de oro, fosfatos o uranio.

Uno de los principales objetivos del documento «Visión 2030» es la diversificación de la economía, citando expresamente la transformación de Aramco de una empresa de extracción y producción de petróleo en un conglomerado industrial de carácter integral. Unido a esto viene de la mano el ambicioso proyecto de producir la mitad del material necesario para cubrir las necesidades de las fuerzas armadas saudíes, todo ello en un marco en el que se conseguirá una ingente cantidad de puestos de trabajo y se localizaran una mayor cantidad de recursos en el propio estado saudita[54].

---

52 CHAU, Collin. «Falling Oil Prices (2014-2016): To what extent does Saudi Arabia's oil-price cuts hurt Russia, Iran, Syria?». *Quora*, January 29, 2015, disponible en https://www.quora.com/Falling-Oil-Prices-2014%E2%80%9316-To-what-extent-does-Saudi-Arabias-oil-price-cuts-hurt-Russia-Iran-Syria. Fecha de la consulta: 15.11.2016.

53 SPINDLE, Bill y HARDER, Amy. «U.N. Climate Change Conference Turns to Implementing Paris Agreement». *The Wall Street Journal*. Nov. 7, 2016, disponible en http://www.wsj.com/articles/u-n-climate-change-conference-turns-to-implementing-paris-agreement-1478514604. Fecha de la consulta: 15.11.2016.

54 Reino de Arabia Saudita. «Visión 2030/رؤية المملكة العربية السعودية 2030», disponible en http://vision2030.gov.sa/sites/default/files/report/Saudi_Vision2030_EN_0.pdf. Fecha de la consulta: 16.11.2016.

Para llegar a cumplir el cúmulo de objetivos de futuro saudíes el régimen del nuevo rey Salman apoyado por su hijo menor, Muhammad bin Salman, ha comenzado una serie de cambios con un especial interés en la reestructuración del sector energético.

El primero de los cambios realizados ha sido la separación de la compañía petrolífera Aramco del Ministerio del Petróleo y Recursos Minerales. Esto ha supuesto que el gran artífice de los pasados beneficios proporcionados por el petróleo, Ali al-Naimi, haya dejado la presidencia de Aramco con una edad de ochenta años. Naimi ostentaba este cargo desde hacía más de veinte años y previamente había sido el director ejecutivo de la compañía. Durante su mandato había supervisado el Consejo Supremo del Petróleo en el nombre de los reyes, consiguiendo una postura de fuerza en la OPEP y manteniendo los precios relativamente estables a lo largo del tiempo, a pesar de los periodos de crisis o bonanza financiera de sus clientes.

Aunque esta separación se haya producido de facto, el ministro de este departamento continúa siendo el presidente de la principal compañía petrolífera. Entretanto el desplazamiento de Niami puede ser el paso previo a su retiro por edad, dejando vía expedita para que ocupe su lugar Khalid al-Falih, ingeniero formado en los EE. UU., del que se hará referencia a continuación[55].

Entretanto el papel de la casa de Saud en este ministerio queda en manos del príncipe Abulaziz bin Salman, otro de los hijos del rey, que ostenta el cargo de viceministro. A pesar de ser un miembro de la familia real, el príncipe Abdulaziz posee un marcado carácter tecnócrata, ya que ha sido durante muchos años el hombre de confianza de Naimi[56].

Sin embargo la desaparición de Naimi abre de nuevo incógnitas sobre la continuidad o no, en un largo plazo, de la ya referida política de mantenimiento de la cuota de mercado a costa de sacrificar los precios. Esta situación provoca un dilema, ya que Arabia necesita incrementar el precio del petróleo para no perder su colchón económico por culpa del déficit. Pero esta subida del precio también beneficiaría a sus rivales iraníes, con grandes posibilidades en el mercado que se les abre. Otro beneficiado sería Rusia, que con muchas menos reservas económicas necesita imperiosamente mayores beneficios de la venta del petróleo. Aparte de esto, un incremento del poder ruso podría indirectamente beneficiar a sus aliados iraníes en la pugna por el poder que se vive en el Oriente Medio.

El siguiente cambio, consecuencia del anterior, ha sido que la presidencia de Aramco haya recaído sobre el Consejo Supremo de la Compañía Petrolífera

[55] MAHDI, Wael y RAZZOUK, Nayla. «Saudi Aramco Chief Named Oil Minister as Energy Policy Firms». *Bloomberg*. May 7, 2016, disponible en http://www.bloomberg.com/news/articles/2016-05-07/saudi-aramco-chairman-al-falih-replaces-al-naimi-as-oil-minister. Fecha de la consulta: 16.11.2016.

[56] The telegraph. «Saudi Arabian oil minister weakened by elevation of king's son». 20 November 2016, disponible en http://www.telegraph.co.uk/finance/oilprices/11382653/Saudi-Arabian-oil-minister-weakened-by-elevation-of-kings-son.html. Fecha de la consulta: 22.11.2016.

Saudi-Aramco/Supreme Council of the Saudi Aramco Oil Company (SCSA). Dentro del SCSA hay que hacer notar la presencia del «hombre de hierro» del nuevo régimen, el príncipe Mohammned, quien preside el consejo a la par que ostenta el cargo de ministro de Defensa.

A primera vista podría considerarse este cambio como un hito revolucionario, pero visto más en detalle las transformaciones no han sido tan drásticas. La desaparición del Consejo Supremo del Petróleo (SPC) podría hacer suponer que la familia real ha perdido estatus en la política energética del Estado saudita. Sin embargo esta situación en cierto modo ya sucedía en la estructura anterior con el SPC, debido a que los tecnócratas miembros de este, como podría ser el propio Naimi, reconducían la situación sobre parámetros económicos que primaban por encima de las consideraciones de muchos de los miembros de la realeza. Esta situación parece que tiene visos de continuidad con la creación del CCSA, manteniendo contenida la influencia de la familia real por el pragmatismo de sus miembros más afines a las cuestiones técnicas. De hecho, a la vista de los miembros del consejo se observa que cuatro de estos son miembros de la familia real, en tanto que el resto son destacados personajes del mundo de la energía y economía[57].

Al parecer, el papel más representativo de los tecnócratas en Aramco viene de la mano de dos personalidades del mundo del petróleo. El primero es el anterior director ejecutivo de la compañía, Khalid al-Falih, que continúa como presidente de la compañía al tiempo que ostenta el ministerio del ramo. Durante su mandato ha intentado que la compañía opere de forma más parecida al resto de compañías petrolíferas occidentales. El segundo de ellos, Amin H. Nasser, que ha sustituido a Falih como director ejecutivo, ha sido el hombre de la compañía en el anonimato durante más de 30 años. Es experto en exploración, extracción y bombeo de petróleo[58].

Al ya mencionado cambio de puesto del anterior director ejecutivo de Aramco, Khalid al-Falih, hay que tener en consideración la asignación de responsabilidades adicionales a las del sector de la energía, por su nombramiento como ministro de sanidad al tiempo que mantiene la presidencia en el Consejo Supremo de la compañía. El nombramiento de Falih como ministro de sanidad puede obedecer a una necesidad de estabilidad por parte de los dirigentes saudíes, ya que la disponibilidad de un eficiente sistema público sanitario por parte del Estado puede apaciguar muchos de los motivos de malestar de la población. El hecho de colocar a uno de los mejores gestores sauditas al frente del ministerio de sanidad puede ser un requisito para la mejora de las condiciones de la salud pública.

---

57 ARAMCO. «Lidership Team», disponible en http://www.saudiaramco.com/en/home/about/governance/leadership-team.html. Fecha de la consulta: 19.11.2016.

58 BARNETT, Andrew, FRENCH, Jason y SAID, Summer «How big is Aramco?». Nov. 16, 2016, disponible en: http://graphics.wsj.com/what-is-aramco/. Fecha de la consulta: 19.11.2016.

Esta doble responsabilidad de Falih parece obedecer a la confianza de la casa real en su gestión, en un momento en el que se necesita que el Estado saudita funcione más eficientemente en el ámbito social y en el industrial. En el caso de que el sistema entrase en un círculo virtuoso, la reorganización del sector industrial revertiría en un mayor número de empleos, lo cual acrecentaría las reservas estatales y redundaría en la estabilidad laboral y los beneficios sociales. En este sentido es posible que Aramco no se ciña a la gestión de los productos petrolíferos, sino que se diversifique hacia otros campos, sobre todo en el sector químico.

Esto es factible, teniendo en cuenta que la compañía ya se haya presente en operaciones conjuntas con la empresa privada a través de PetroRabigh, que junto a la japonesa Sumitono opera conjuntamente desde el año 2005, haciendo que los japoneses sean unos de los principales inversores extranjeros en Arabia Saudita[59]. Otro importante ejemplo de Aramco en proyectos en común es Sadara, que en cooperación con la firma alemana Dow Chemical, ha comenzado en verano de 2016 a producir mediante técnicas de *cracking* plásticos y otros productos químicos[60].

Todo apunta a que la diversificación de Aramco hacia el sector químico tenga como objetivo estratégico la creación de una red de plantas petroquímicas que abastezcan el mercado mundial de numerosos productos elaborados de importante valor, necesarios para la vida moderna. La intención de la compañía es hacer la mayor oferta pública de la historia saudí en el año 2018, siguiendo la idea de Falih para que sea «una compañía capaz de ser global de múltiples maneras». Sin embargo el desarrollo completo de una industria petroquímica tardará varios años en producirse[61].

Mientras tanto, Arabia se prepara para poder producir la energía necesaria para su desarrollo mediante la diversificación de fuentes. La energía nuclear es un importante proyecto de futuro, que se espera que pueda proporcionar siete gigavatios en 2032 y 17 en 2040. Según Khalid Al-Falih, los primeros emplazamientos de las centrales serán seleccionados muy pronto y antes de que acabe el 2017 se anunciarán concretamente los planes energéticos nucleares. Además en el mix energético saudí tendrían especial cabida las fuentes de energía solar y eólica[62].

---

59 PetroRabigh, «PetroRabigh at a glance», disponible en http://www.petrorabigh.com/en/at_a_glance.aspx. Fecha de la consulta: 17.11.2016.

60 Dow Chemical. «Dow Announces Start-up of Sadara Mixed Feed Cracker» August 29, 2016 disponible en http://www.dow.com/en-us/news/press-releases/dow-start-up-sadara-mixed-feed-cracker. Fecha de la consulta: 18.11.2016.

61 GOLD, Russell, SPINDLE, Bill y SAID, Summer. «Why Saudi Arabia's Oil Giant Aims to Be Big in Chemicals, Too». *The Wall Street Journal*, Nov. 20, 2016, disponible en http://www.wsj.com/articles/why-saudi-arabias-oil-giant-aims-to-be-big-in-chemicals-too-1479675420. Fecha de la consulta: 18.11.2016.

62 RASCOUET, Angelina y MAHDI, Wael. «Saudi Arabia to Select Nuclear Power-Plant Site 'Very Soon'». *Bloomberg,* October 20, 2016, disponible en https://www.bloomberg.com/news/articles/2016-10-20/saudi-arabia-to-select-nuclear-power-plant-site-very-soon. Fecha de la consulta: 19.11.2016.

Sin embargo, todo este camino que comienza a emprender Arabia Saudita no está exento de riesgos. Todas las reformas que se quieren emprender dependen en un principio de la economía del petróleo y sobre todo de sus precios. La recuperación de estos es la pieza clave para la reducción del déficit saudí y el comienzo de la diversificación de su economía, al tiempo que se crean empleos y aumenta el bienestar social.

La otra cara de la moneda de las reformas emprendidas es un escenario en el que estas no llegan a alcanzarse, lo que incrementaría gravemente los problemas económicos y sociales de la actualidad, pudiendo derivar en una situación de estallido social. Incluso plantear cualquier medida de apertura podría situar a la monarquía en una posición de debilidad, en lo que Samuel Huntington denominaría como el «dilema del rey». Otros regímenes del Oriente Medio, como el Irán del sha o la Siria de Assad, han vivido situaciones de apertura que finalmente han conducido a revoluciones contra sus dirigentes[63].

La gran estrategia iraní: La proyección energética del Iransharh

Irán tiene, desde el año 2005, su propia visión para el año 2025. Este proyecto denominado «El documento de la perspectiva de Irán dentro de 20 años» pretende situar a Irán como primera potencia regional, partiendo de la base de sus recursos energéticos, su población y su territorio. En primer lugar su población deberá haber adquirido un importante nivel de educación y formación, que le permita encontrarse en un entorno social estable y adoptar la capacidad de generar riqueza. Sobre esta base Irán podrá ser una «potencia económica y tecnológica» dando prioridad al desarrollo económico por encima de otras políticas. Esta situación consolidará la posición de Irán como motor de la estabilidad regional y proveedor de materias primas[64].

Comprender la estrategia energética iraní desde un punto de vista occidental es muy complicado, ya que esta se encuentra sujeta a diferentes factores, que tienen en ocasiones un mayor peso específico que el económico. En Irán existen determinados actores internos aglomerados en grupos de poder que, bajo la autoridad del líder supremo Ali Khamenei, abarcan a los fundamentalistas, conservadores tradicionales, conservadores pragmáticos y liberales.

En superposición a estas facciones existen todo tipo de organizaciones como las empresas estatales, fundaciones o *bonyads*, grupos familiares y asociaciones empresariales de carácter privado. En todas estas estructuras superpuestas en redes, se encuentran determinados individuos situados en sus nodos,

63 AARTS, Paul y ROELANTS, Carolien. «The perils of the transfer of power in the Kingdom of Saudi Arabia». *Contemporary Arab Affairs.* Beirut: Centre for Arab Unity Studies, 2015.

64 MALEKI, Abbas. «Iran's 20-Year Perspective Document & Iran's Foreign Relations Conference on Iran's 20-Year Perspective». *Document and Public Participation, Sharif University of Technology*. May 18, 2005.

que adquieren un mayor o menor poder en función del número de grupos a los que pertenezcan y el grado de cercanía con respecto del líder en el que se encuentren[65].

Irán no se encuentra plenamente integrado en la economía de mercado, como lo pudiera estar su rival saudí, sino que existe un mayor o menor grado de integración según sea quien gobierne dentro de la pugna interna entre sus facciones. Las más conservadoras defienden la economía tradicional y son apoyadas por los comerciantes de los bazares y las fundaciones o *bonyads*, que se encuentran fuertemente subvencionadas. Por la otra parte, los sectores reformistas son más partidarios de una economía de mercado y la apertura de negocios hacia el exterior. Estas discrepancias varían dentro de un encorsetado margen que controla el líder[66].

El máximo organismo en materia energética lo constituye el Consejo Supremo Energético, que es dirigido por el presidente iraní y está compuesto por los ministros del petróleo, economía, comercio, agricultura, minas e industria. Dependiendo del Ministerio del Petróleo se encuentran las principales compañías del sector energético siendo estas la Compañía Nacional Petrolífera Iraní (NIOC), la Compañía Nacional del gas Iraní (NIGC) y la Compañía Nacional Petroquímica (NPC). Estas compañías tienen a su vez varias compañías subsidiarias[67].

En la cadena del mercado de la energía en Irán existe una separación entre los elementos de producción y los de refinado y distribución. A lo largo de esta cadena individuos de las diferentes facciones de poder se encuentran en todas las estructuras, no llegando completamente a afianzarse en el poder una de estas facciones y pudiendo vigilar la actuación de los individuos de los grupos rivales.

Los iraníes tienen prohibido, por mandato constitucional, que los recursos naturales sean propiedad extrajera o privada. Igualmente los acuerdos de explotación conjunta se encuentran prohibidos por ley. Ante estas premisas de partida, la solución tradicional que han tenido los inversores exteriores ha sido la obtención de contratos para proyectos de exploración y producción posterior a través de las compañías petrolíferas iraníes.

---

[65] TANAKA, Koichiro. «Economic Decision Making in Iran». Green, J. D., & Wehrey, F. (eds.), *Understanding Iran*. Santa Mónica: Rand Corporation, 2009, pp. 107-110.

[66] Se puede apreciar esta diferencia en las distintas presidencias que recientemente ha tenido Irán. Así la postura reformista del presidente Khatami apoyada en su «Diálogo entre Civilizaciones» le dispondría hacia el establecimiento de negocios de carácter privado con empresas extranjeras. La posterior orientación del presidente Ahmadinejad, de carácter fundamentalista, mantenía una postura altamente proteccionista de la tradicional economía bazarí, las bonyad y los pashdarán. Entremedias de estas tendencias descritas, se podría encontrar la postura de los pragmáticos, como el presidente Rohani, quien se mueve en una franja de mayor flexibilidad acorde con la evolución de los acontecimientos.

[67] EIA. «Iran International Energy data and Analysis». June 19, 2015, disponible en https://www.eia.gov/beta/international/analysis.cfm?iso=IRN. Fecha de la consulta: 19.11.2015.

Cuando el proyecto de producción es viable este se revierte a la NIOC o a la NIGC para su explotación y es en este momento a partir del cual el inversor extranjero puede obtener beneficios. De este modo la empresa exterior recibe un pago, generalmente en especie, a cambio de financiar la actividad. Los contratistas suelen ver los beneficios entre el quinto y séptimo año después de haber realizado su inversión[68].

Como más adelante se verá esta limitación constitucional ha sido un verdadero escollo cuando Irán ha intentado de nuevo integrase en los mercados internacionales, después de que en 2015 se firmase con el Grupo P5+1 el acuerdo integral en materia nuclear, dando paso al progresivo levantamiento de las sanciones que pesaban sobre el régimen iraní.

Hay que hacer notar que un sistema de estructuras oficiales, superpuestas por otras informales en pugna por el poder, es de muy difícil control y de gran tendencia a que se produzcan casos de corrupción o desviaciones de capitales hacia determinados grupos o facciones. En este entorno la inversión extranjera se mueve en elevados parámetros de riesgo, ya que la inestabilidad tiende a que la economía iraní sea de ciclo corto y los inversores tiendan a recoger beneficios cuanto antes, más que a la proyección de sus negocios en un largo plazo.

Además la estabilidad económica y social de Irán se ha encontrado siempre muy ligada a la capacidad de generar beneficios procedentes de los hidrocarburos, ya que la aceptación popular del poder se ha encontrado relacionada con la prosperidad del Estado.

En los tiempos de bonanza económica el sistema ha sido capaz de generar recursos para sus políticas sociales al tiempo que ha tenido margen de maniobra para comprar voluntades y de este modo acallar los síntomas de disidencia. Por el contrario, las épocas de falta de recursos han llevado a la disminución del gasto social, lo que ha incrementado el descontento. Este hecho se hace patente en el estallido social iraní de 2011 o «movimiento verde», coetáneo con la llamada «primavera árabe», cuando en Irán coincidieron las sanciones sobre el sector energético junto a la baja inversión y productividad, el aumento de la deuda externa, el desequilibrio de la balanza de pagos e incremento de la inflación, poniendo de manifiesto la vulnerabilidad iraní ante las acciones exteriores[69].

Se puede ver de este modo la extremada dependencia de la economía iraní de los recursos energéticos en un mercado en el que ha estado a remolque de la cantidad de producto que haya podido ofertar, el precio de los hidrocarburos y las cuantías que las sanciones le han permitido negociar, por lo que cualquiera de estas variables tiene fuertes repercusiones en todos los aspectos de la vida en Irán.

---

[68] Ibídem.

[69] SAHAR, Semira. *The Impact of Economic Sanctions on Iran´s Foreign Policy*. MA Thesis in Georgetown University: Public Policy and Policy Management, 2011.

Al ser la economía iraní tan dependiente de las fuentes de energía, en numerosas ocasiones ha sufrido los síntomas del llamado «mal holandés», que sucede cuando un recurso escaso, como pueden ser los hidrocarburos, produce pingües beneficios para la economía del interior del Estado. El resultado es la generación de una superabundancia interna de capitales y la atracción de la mano de obra hacia el sector que produce la riqueza, al mismo tiempo que la demanda interna se acentúa. La consecuencia es que los sectores menos competitivos tienden a la desaparición por lo que se debe importar lo que estos producían, rompiendo de este modo las posibilidades de diversificación y de equilibrio multisectorial[70].

A este síntoma genérico del «mal holandés» hay que añadir las especificidades iraníes, debido a la existencia de un círculo vicioso entre las exportaciones de productos energéticos, el producto interior bruto (PIB) y la demanda interna de este tipo de productos. Al aumentar las exportaciones aumenta el PIB y el reparto de riqueza entre los habitantes, lo que provoca un aumento del consumo interno. Al aumentar la demanda interna, hay que destinar a esta partidas de suministros que hubiesen sido destinadas a la exportación, llegando a producirse un momento en que la producción no se puede seguir incrementando, por lo que comienza una etapa de recesión. Si se tiene en cuenta que la forma de apaciguar el malestar de la sociedad iraní han sido los subsidios, se produce una fuerte elasticidad en la exportación y en el consumo interno según sea la situación en el ciclo de la economía de Irán[71].

Otro hecho que incrementa la problemática del consumo interno es la baja capacidad de refinado de la industria petroquímica iraní, que en los momentos de mayor demanda obliga a importar gasolinas del exterior. El Estado ha realizado grandes esfuerzos para romper esta tendencia, por lo que en el año 2013 abrió la planta de procesado de gasolina de Shazand, con una capacidad de 16 millones de litros diarios de este producto. Igualmente los recortes en los subsidios a los productos energéticos han causado un empleo más racional de estos, aunque hay que tener muy en cuenta hasta qué punto se pueden disminuir estos subsidios para que no se produzca el descontento social[72].

Un mal adicional es el alto impuesto del valor añadido existente en las transacciones, por lo que las relaciones comerciales tienden a hacerse de forma encubierta dentro del ámbito de la economía bazarí, o bien el sector privado juega en una situación de gran desventaja con respecto al sector público o las fundaciones, por lo que tiende a inhibirse en beneficio de estos últimos actores.

---

70 CORDEN, W. Max y NEARY, J. Peter. «Booming sector and de-industrialisation in a small open economy». *The economic journal*, vol. 92, n.º 368. London: Royal Economic Society, 1982, pp. 825-848.

71 GREEN, Jerrold D., y FREDERIC Wehrey. *Understanding Iran*. Santa Monica CA: Rand Corporation, 2009.

72 CORDESMAN, Anthony H., GOLD, Bryan, y COUGHLIN-SCHULTE, Chloe. *Iran: Sanctions, Energy, Arms Control, and Regime Change*. Lanham MD: Rowman & Littlefield, 2014, p.109.

Una situación peor viven los inversores extranjeros, que tienen que enfrentarse a tasas impositivas muy elevadas tanto contra sus empresas como contra los individuos de estas que residen en territorio de Irán, manteniéndose los impuestos constantes independientemente del volumen de negocio que se haya conseguido alcanzar. Por tanto, una vez conseguidos los beneficios, no resulta rentable a las empresas extranjeras establecerse con carácter permanente. Además el Banco Central Iraní obliga a las firmas no nacionales a establecer delegaciones comerciales en territorio de Irán para poder realizar las transacciones económicas[73].

A la ineficiencia impositiva para incentivar la inversión exterior hay que añadir la propia que posee el sistema burocrático iraní, ya que las normas que emite el Banco Central o los distintos ministerios no son bien transmitidos en numerosas ocasiones o son reinterpretadas por los individuos colocados en los puestos clave de la administración. Muchas veces las empresas tienen que amoldarse al arbitrio del funcionario clave, que cambia cuando otro nuevo llega, teniendo en cuenta que este puede pertenecer a otra facción distinta a la del funcionario anterior[74].

En este entorno del negocio energético, tan específico para Irán, las compañías rusas han sido de las pocas que han conseguido hasta ahora operar en territorio iraní con resultados positivos. Tradicionalmente Rusia ha intentado participar y controlar las ingentes riquezas que Irán posee en cuanto a gas natural. Además los rusos desean tener bajo control el transporte del gas iraní hacia los mercados asiáticos, al tiempo que evitan que se produzca una relación directa entre Irán y los países europeos para la venta del gas. El proyecto del gasoducto «Nabucco» sería la alternativa a las redes de gasoductos en las que se encuentran las empresas Gazprom y Rosneft, por lo que Rusia debe actuar cautamente a fin de evitar que los iraníes irrumpan independientemente en el mercado europeo[75].

Ambos Estados crearon el Foro de Países Exportadores de Gas (GECF), con las mismas intenciones que la OPEP para este recurso, coordinando los esfuerzos de los países suministradores. Gazprom está presente desde 1997 en la explotación de los yacimientos de South Pars y en 2001, tras que Putin alcanzase la presidencia, se firmó un acuerdo para exportar el gas iraní a través de Rusia. El aumento del número de países en este foro y sobre todo la presencia de Catar han llevado a rusos e iraníes a plantearse una alianza nueva, fuera de cualquier intervención estadounidense a través de sus socios cataríes[76].

---

73 TANAKA, Koichiro. «Economic Decision Making in Iran». *Op. cit*., pp. 105-113.

74 GREEN, Jerrold D., y FREDERIC, Wehrey,. *Understanding Iran. Op. cit.,* pp. 108-109.

75 TRENIN, Dmitriĭ y MALASHENKO, Alexey. «Iran: A View from Moscow». *Carnegie Endowment for International Peace*, Washington, D.C., 2010, pp. 21-22,

76 EFIMOV, Vladimir. «It is necessary to dissolve the Forum of Gas Exporting and create a Russian-Iranian gas alliance». *Iran.ru*, 19 september 2014, disponible en http://eng.iran.ru/news/analytics/149/It_is_necessary_to_dissolve_the_Forum_of_Gas_Exporting_and_create_a_Russian_Iranian_gas_alliance. Fecha de la consulta: 20.11.2016.

Muy ligado al negocio del gas ruso se encuentra el de los armamentos, ya que los «*lobbies* que controlan ambos sectores están plenamente interrelacionados y a su vez son muy influyentes en la política exterior rusa. De esta forma Irán se encuentra controlado por el suministro de armamentos, para que no pueda obrar en contra de los intereses rusos en el sector energético[77].

También China ha establecido tradicionalmente negocios en Irán, ya que cuando comenzó su desarrollo industrial en los años noventa, encontró que el mercado de la energía se encontraba copado por otros operadores, quedando la posibilidad de relacionarse con aquellos Estados donde las sanciones estadounidenses no habían permitido la inversión de las compañías occidentales. Las empresas estales Corporación Nacional de Petróleo de China (CNPC), Corporación China del Petróleo y Química (SINOPEC) y la Compañía Nacional China de Petróleos Litorales operan en Irán con profusión. A cambio China ha puesto en el mercado iraní su armamento, productos manufacturados y ha colaborado en la creación del Centro de Tecnología Nuclear de Isfahan. No obstante los chinos siempre se han mostrado temerosos de que sus relaciones con Irán puedan dañar el mercado estadounidense[78].

Otro Estado que ha mantenido relaciones tradicionales con Irán ha sido la India, que se encuentra muy interesada en la expansión del puerto iraní de Chah-Bahar, para competir con Paquistán en el acceso a los recursos naturales iraníes y del Asia Central. Debido a esta competencia el proyecto de gasoducto Irán-Pakistán-India (IPI) no parece viable, por lo que se está estudiando realizar un gasoducto submarino que una el puerto de Chah Bahar con algún punto de la costa de Guajarat[79]. Entretanto India ha mantenido en Irán un elevado volumen de negocio a través de su petrolera Essar, pero Rusia no quiere permitir que esta relación se expanda sin su control, por lo que ha adquirido una importante parte de Essar a través de la compañía rusa Rosneft[80].

A esta situación de base en la economía del petróleo hay que añadir el impacto que las sanciones internacionales han ocasionado en las relaciones comerciales de Irán. El motivo de estas fue la posible violación, por parte de Irán, de determinadas cláusulas del Tratado de No Proliferación Nuclear que indicaban que este Estado perseguía un programa nuclear militar. Desde que Irán denunció

---

77 Frear, Thomas. «The Russian-Iranian Military Agreement: Another Perspective». *The Diplomat*, February 16, 2015, disponible en http://thediplomat.com/2015/02/the-russian-iranian-military-cooperation-agreement-another-perspective/. Fecha de la consulta: 20.11.2016.

78 DOWNS, Erica. «Getting China to Turn on Iran». *The National Interest*, July 19, 2012, disponible en http://nationalinterest.org/commentary/getting-china-turn-iran-7215. Fecha de la consulta: 21.11.2016.

79 BHAT, Aditya. «India, Iran close to strike $4.5B undersea gas pipeline deal». *International Business Times*, March 17, 2016, disponible en http://www.ibtimes.co.in/india-iran-close-strike-4-5b-undersea-gas-pipeline-deal-671072. Fecha de la consulta: 21.11.2016.

80 SUNDRIA, Saket. «Iran Set to Lose India Oil Market Share as Rosneft Elbows In». *Bloomberg*, August 9, 2016, disponible en https://www.bloomberg.com/news/articles/2016-08-09/iran-set-to-lose-oil-market-share-in-india-as-rosneft-elbows-in. Fecha de la consulta: 22.11.2016.

el Tratado de París del año 2004, se producirían una serie de sanciones contra el régimen de Teherán, principalmente llevadas a cabo por los EE. UU.

A pesar de que rusos y chinos generalmente habían impedido la implantación de sanciones en el marco de la Organización de las Naciones Unidas, en el año 2010 cambiaron de orientación debido a que Irán quiso desprenderse de la dependencia de Rusia en materia nuclear.

En dicho año Irán llegaría a un acuerdo con Turquía y Brasil, en la llamada «Declaración de Teherán» por la que Irán depositaría uranio de bajo enriquecimiento en Turquía y recibiría este producto enriquecido para supuestamente fabricar isótopos medicinales. Posiblemente los iraníes realizasen un mal cálculo de las reacciones internacionales, pues dicha vez hubo consenso en el Consejo de Seguridad de la ONU, aprobándose la resolución 1929 en el que se establecían una serie de sanciones contra el programa nuclear iraní y la Guardia de la Revolución Islámica o Pashdaran. Esta vez el mensaje de los rusos quedaría claro para los iraníes, ya que si querían seguir progresando en materia de energía nuclear deberían tener muy en cuenta que Rusia tendría la llave que abriría la puerta a la negociación con europeos y norteamericanos para el levantamiento de las sanciones[81].

Sin embargo los iraníes percibieron que la reacción rusa iba más allá de la mera dependencia en materia nuclear, sino que veían como los rusos les cortaban las posibilidades de proyectar sus productos hacia el mercado europeo. Para Irán la buena relación con Turquía podía haber abierto una nueva ruta de abastecimiento de gas a Europa, a través del puente terrestre de Anatolia, que uniría a Irán con el territorio europeo. De darse esta posibilidad Irán podría rivalizar con Rusia en el suministro del gas a Europa, al tiempo que Moscú perdería el control que tiene sobre el mercado del gas europeo. En estas condiciones Rusia no podría permitirse perder su cuota de mercado ni la influencia que ejerce sobre Irán[82].

Las sanciones se hicieron especialmente significativas cuando en el año 2012 se uniría la Unión Europea a las acciones de los estadounidenses[83]. El impacto sobre el sector energético sería notable, ya que se conjugaron la reducción de las exportaciones de crudo y gas a la rebaja de importación de productos refinados, en un entorno en el que se minimizó la inversión y la tecnología pro-

81 OMELICHEVA, Mariya. «Russia's Foreign Policy toward Iran: A Critical Geopolitics Perspective». *Journal of Balkan and Near Eastern Studies*, 14(3). University of East London, 2012, pp. 331-344.

82 TAZMINI, Ghoncheh. «Russian-Iranian Relations in the Context of the Tehran Declaration». *Iranian Review of Foreign Affairs*, vol. 1. Tehran 2010, pp. 7-32.

83 A finales de 2011 el Organismo Internacional para la Energía Atómica (OIEA) emitió un informe en el que declaraba que, aunque no tenía pruebas fehacientes, tenía una fuerte sospecha de que Irán estaba desarrollando un arma nuclear.

cedentes del exterior[84]. La reacción iraní no se haría esperar, utilizando uno de sus temas recurrentes como amenaza, ya que cuando las tensiones se avivan en el ámbito internacional suele desafiar con el cierre del estrecho de Ormuz[85].

En el interior de Irán la vida política y pública se convulsionaba a causa de las sanciones, llegando a caer el rial a mínimos históricos en su cotización con el dólar. El desmantelamiento progresivo de los subsidios, que había comenzado en 2010, tuvo que paralizarse debido a las revueltas urbanas[86]. A la par que las familias veían peligrar su bienestar, la disminución de la energía subvencionada, la escasez de materias primas y la falta de piezas de repuesto hicieron ralentizar gravemente las cadenas de producción industriales. De esta forma se encontraba en peligro la diversificación, al tiempo que multitud de trabajadores eran arrojados a las filas del paro, incrementando el descontento social[87].

En este entorno de sanciones, consumo interno e importaciones petrolíferas parecía justificarse el programa nuclear iraní, que según aseguraban sus autoridades se dedicaba a la producción de energía nucleoeléctrica. Los iraníes alegarían que podrían destinar su producción a la exportación, mientras que la energía nuclear les proporcionaría el abastecimiento interno, que a la par sería menos dependiente de la importación de gasolinas refinadas[88].

En el programa de energía nuclear iraní se encuentra plenamente implicada Rusia, ya que la construcción de la central de Busherh ha sido realizada, a partir de un proyecto original alemán, por la empresa Atomstroyexport la cual ha aportado además el combustible para su funcionamiento, bajo la supervisión del OIEA. Este reactor, tras varias polémicas durante las diferentes fases de su construcción, se conectó a la red eléctrica en 2011 y entró en pleno rendimiento durante 2012[89].

---

84 KENT, Sarah. «Sanctions Slash Iranian Crude Capacity Near 20%». *Wall Street Journal*. March 21, 2013, disponible en http://www.wsj.com/articles/SB10001424127887324103504578373752237196658. Fecha de la consulta: 22.11.2016.

85 VOA. «EU Agrees to Ban Iranian Oil Imports». January 4, 2012, disponible en http://www.voanews.com/content/eu-agrees-to-ban-iranian-oil-imports-136682358/150299.html. Fecha de la consulta: 22.11.2016.

86 RECKNAGEL, Charles. «As Sanctions Bite, West and Tehran Play Risky Game». *Radio Free Europe*. October 13, 2012, disponible en http://www.rferl.org/content/iran-sanctions-west-nuclear-economy-politics/24738311.html. Fecha de la consulta: 22.11.2016.

87 FASSIHI, Farnaz. y SOLOMON, Jay. «In Iran's Factories and Shops, Tighter Sanctions Exact Toll». *The Wall Street Journal*. January 2, 2012, disponible en http://online.wsj.com/news/articles/SB10001424127887324595904578120250597512768?mod=WSJ_hps_MIDDLENexttoWhatsNewsThird&mg=reno64-wsj&url=http%3A%2F%2Fonline.wsj.com%2Farticle%2FSB10001424127887324595904578120250597512768.html%3Fmod%3DWSJ_hps_MIDDLENexttoWhatsNewsThird. Fecha de la consulta: 22.11.2016.

88 WOOD, David. «Iran's strong case for nuclear power is obscured by UN sanctions and geopolitics». *Atoms for Peace: an International Journal*, 1, (4). Roma 2007, pp. 287-300.

89 *World Nuclear News*. «Bushehr reaches full capacity». 03 September 2012, disponible en http://www.world-nuclear-news.org/NN-Bushehr_reaches_full_capacity-0309125.html. Fecha de la consulta: 24.11.2016.

La implicación rusa en el suministro de combustible es especialmente significativa, ya que Irán pretende adquirir la capacidad completa de enriquecimiento de uranio y por esa razón posee las plantas de enriquecimiento de Fordow y Natanz. Sin embargo Rusia accedió a la construcción del reactor a cambio de suministrar el combustible fresco y retirar el ya gastado, lo que crearía una dependencia nuclear de los rusos, evitando que Irán busque otros proveedores, como podría ser China. Una vez conseguida la ansiada dependencia energética de Irán en materia nuclear y en la venta de armamentos, los rusos se mostrarían más proclives al levantamiento de sanciones en el seno del grupo de países P5+1[90].

La referida venta de armamentos de Rusia a Irán está en sintonía con las concesiones iraníes en materia energética nuclear. Aparte de la tecnología armamentística nacional, Irán es dependiente de la compra masiva de armas a Rusia, fundamentalmente a través de Rosoboronexport. Una de las capacidades que siempre ha ansiado Irán es un sistema de defensa antiaéreo y antimisil que le de la seguridad de sus instalaciones críticas. Los rusos, fabricantes del sistema S-300, que posee esta capacidad, firmaron un contrato para su suministro pero lo demoraron durante el periodo de sanciones, condicionándolo a construir una segunda central nuclear de tecnología rusa en Busherh[91].

En un entorno de mayor entendimiento con Rusia, de modulación de la política estadounidense y de deseos europeos de hacer de nuevo negocios en Irán, las conversaciones en materia nuclear comenzaron a ir por mejores cauces cuando a finales de 2014 el viceministro ruso de exteriores Sergei Ryabkov, la subsecretaria de Estado norteamericana para asuntos políticos Wendy Sherman y el viceministro de exteriores iraní Abbas Araqchi establecieron contactos positivos[92].

En este ambiente de distensión podría haber influido que desde 2013 el presidente iraní, Hassan Rohani, había enviado al exterior mayores signos de apertura que el anterior presidente Ahmadinejad. Igualmente en 2014 el ministro de energía iraní, Alí Majedi, haría un gesto a los europeos cuando expresó la posi-

---

[90] Беларуская праўда. «Россия готова возобновить поставки оружия Ирану после подписания соглашения по ядерной программе Тегерана / Rusia está dispuesta a reanudar el suministro de armas a Irán después de la firma de un acuerdo sobre el programa nuclear de Teherán», 03.03.2015, disponible en http://belprauda.org/rossiya-gotova-vozobnovit-postavki-oruzhiya-iranu-posle-podpisaniya-soglasheniya-po-yadernoj-programme-tegerana/. Fecha de la consulta: 24.11.2016.

[91] AGHAJANYAN, Mikhail. «Russia-Iran: Western Sanctions as a Stimulus for Development of Relations». *Strategic Culture Foundation*, 15/05/2014, disponible en http://www.strategic-culture.org/news/2014/05/14/russia-iran-western-sanctions-as-stimulus-development-relations.html. Fecha de la consulta: 26.11.2016.

[92] MALONEY, Suzanne. «Three Reasons Why Russia Won't Wreck the Iran Nuclear Negotiations». March 25, 2014, disponible en http://www.brookings.edu/blogs/markaz/posts/2014/03/22-russia-us-tension-sabotage-iran-nuclear-deal. Fecha de la consulta: 26.11.2016.

bilidad de que Irán podría suministrar gas a Europa si se retomaba el proyecto del gasoducto Nabucco[93].

El nuevo entorno proporcionó un nuevo clima de entendimiento y en verano de 2015 se alcanzó un acuerdo integral en materia nuclear, tras el cual la representante europea de exteriores y seguridad, Federica Mogherini, se entrevistaría con el ministro iraní de exteriores, Javad Zarif, para tratar los términos del acuerdo. Tras esta reunión también viajarían a Teherán los representantes de Francia y Alemania, Laurent Fabius y Sigmar Gabriel, para posicionar a sus Estados en la nueva era que se avecinaba[94].

La firma del acuerdo integral sirvió para que Irán pudiera aumentar su producción poniendo en marcha su industria petrolífera y durante el año 2016 fue progresivamente incrementando su volumen hasta alcanzar casi la producción que poseía antes de que la Unión Europea se sumase a las sanciones.

Para poder atraer de nuevo la inversión extranjera Irán necesitaba soslayar de algún modo los impedimentos legales sobre la explotación de las fuentes energéticas. Para ello ha tenido que idear el «Contrato de Petróleo de Irán» (IPC), que integra las fases de exploración y explotación, para que los inversores permanezcan a largo plazo, proporcionando sus conocimientos y tecnología en un margen entre 20 y 25 años. Para salvar los imperativos constitucionales el inversor extranjero no tendrá derecho sobre las explotaciones, pero en determinados puntos de suministro le serán entregados los hidrocarburos extraídos.

La sensibilidad hacia estos IPC dentro de las facciones de poder iraníes es muy variada, según sea su orientación. Los más conservadores son partidarios de desarrollar su propia tecnología y evitar la dependencia exterior, toda vez que cuando se aplicaron las sanciones sobre Irán las compañías extranjeras abandonaron el país, por lo que no son fiables. Para este grupo el enfoque de la política exterior para la exportación del petróleo y gas debe orientarse hacia los Estados con los que más negocio se ha realizado en los últimos tiempos, como pueden ser Rusia, China o India. A la par, la situación actual beneficia a sus compañías y fundaciones o *bonyads*, por lo que la llegada de inversión extranjera podría situarles en una situación de desventaja. Además la implantación de los IPC sería lesivo para sus intereses electorales, ya que Rohani se podría anotar los contratos como un nuevo logro de cara a las elecciones.

Sin embargo, los grupos más moderados se inclinan por la apertura hacia el exterior, ya que opinan que con la inversión extranjera podrían crecer hasta ser la potencia regional de la zona en el año 2025. Para ello necesitarían la

---

93 PANNIER, Bruce. «Could Iranian Gas Be The Solution For Europe?». *Radio Free Europe*. Feb 24, 2015, disponible en http://oilprice.com/Energy/Natural-Gas/Could-Iranian-Gas-Be-The-Solution-For-Europe.html. Fecha de la consulta: 27.11.2016.

94 DAVENPORT, Kelsey y KIMBALL, Daryl. «U.S. Officials go to Congress, European Officials to Tehran». *Arms Control Association*. July 30, 2015, disponible en http://www.armscontrol.org/blog/ArmsControlNow/07-30-2015/The-P5-plus-1-and-Iran-Nuclear-Deal-Alert-July-30. Fecha de la consulta: 27.11.2016.

tecnología occidental, por lo que su política exterior debería abrirse a estos. En esta situación de mayores posibilidades para la libre competencia se podrían desembarazar de las ineficientes empresas ligadas a los *lobbies* ultraconservadores y las *bonyads*, reduciendo las prerrogativas proteccionistas de la economía bazarí. Igualmente, si se añadiese este nuevo logro al de las negociaciones nucleares, los grupos más allegados a Rohani se asegurarían la continuidad en el gobierno[95].

En medio de las controversias de los grupos de poder iraníes, el primer IPC ya ha sido firmado por la NIOC y una empresa privada iraní, ligada al conglomerado que controla Ali Khamenei. En este nuevo panorama el ministro del petróleo iraní, Bijan Zanganeh, ha declarado que se espera que en el primer trimestre de 2017 las empresas extranjeras puedan realizar contratos similares. Los primeros pasos ya han sido dados y a finales de 2016 se ha firmado el primer preacuerdo con estas características entre las empresas iraní Petropars, la francesa Total y la china CNPC, para realizar una explotación en uno de los campos de gas de South Pars[96].

Con los apoyos interiores a su favor, solo le faltaba a Rohani una buena baza para poder negociar su producción con los países de la OPEP, durante su reunión a finales del mes de noviembre de 2016. Dichos Estados junto a Rusia aceptaron reducir sus cuotas para mantener al alza los precios del mercado de crudo. Los iraníes se presentaban a la negociación argumentando que deberían incrementar su producción debido a que esta se había visto fuertemente mermada durante la época de sanciones.

A pesar de que los saudíes requerían una reducción de todos los interlocutores, lo cierto es que el argumento iraní le sirvió para aumentar ligeramente su techo de producción hasta casi los cuatro millones de barriles diarios. La noticia se difundió en Irán como «la derrota de la diplomacia del petróleo de Riad» y la victoria de Irán junto con Rusia, ya que entre ambos habían conseguido que Arabia Saudita aceptase la lógica iraní y de sus aliados[97].

En esta nueva época que se abre para los iraníes lo menos que estos desean es que Arabia Saudita tenga presencia en su área de influencia y expansión en el Oriente Medio. Visto el conflicto sirio desde este prisma se podría observar el interés de Arabia Saudita, Turquía y Catar de que caiga el régimen de al-As-

95 KHAJEHPOUR, Bijan. «Will Iran attract international oil firms in post-sanctions era?». *Al Monitor*. November 16, 2016, disponible en http://www.al-monitor.com/pulse/originals/2016/11/iran-petroleum-contract-ipc-total-cnpc-azadegan.html#ixzz4SBTxtesU. Fecha de la consulta: 27.11.2016.

96 TORBATI, Yeganeh. «Iran signs key oil contract with Khamenei-linked firm ue». *Reuters.* Oct 4, 2016, disponible en http://www.reuters.com/article/us-iran-oil-contract-idUSKCN1242BM. Fecha de la consulta: 27.11.2016.

97 VARZI, Changiz M. «Iranian media praises OPEC deal as victory over Saudi Arabia». *Al Monitor*. December 01, 2016, disponible en http://www.al-monitor.com/pulse/originals/2016/12/iran-media-reaction-opec-output-deal-victory-saudi-arabia.html#ixzz4SBz2anDq. Fecha de la consulta: 04.12.2016.

sad, para de este modo establecer sus propios oleoductos y gasoductos, que llegando a Turquía, se imbricarían en el sistema energético internacional. Esta línea sortearía el proiraní Estado de Irak para, alejándose de la influencia iraní, progresar por Jordania y entrar en Turquía a través de Aleppo. De ahí la importancia estratégica de esta zona en litigio[98].

Junto a estos actores estatales existen otros como los grupos rebeldes sirios o la propia Jabhat Fateh al-Sham, que buscarían la victoria suní para tener una participación en el nuevo régimen sirio y de la misma forma en las nuevas infraestructuras de conducción de hidrocarburos.

Igualmente Irán perdería su capacidad de controlar los productos energéticos saudíes que atraviesan el estrecho de Ormuz si Arabia construyese oleoductos y gasoductos que, desde su territorio, atravesasen Yemen para descargar en algún puerto del golfo de Adén. Esto podría ser llevado a cabo si los saudíes llegasen a algún acuerdo para atravesar el territorio yemení de Hadramawt y llegar al puerto de al-Mukalla[99].

Por ello se comprende que la postura iraní sea la de apoyar el Movimiento Houti, que acordemente a sus intereses evitaría un entorno de estabilidad en Yemen. Simultáneamente impediría la salida de los productos energéticos de los países de la península arábiga directamente al golfo de Adén, controlaría el estrecho de Bab el Mandeb y daría contenido al control iraní del estrecho de Ormuz.

Aunque Catar y Arabia Saudita tengan puntos de desavenencia, en el sector energético se encuentran en posiciones relativamente afines, lo que concuerda en la también posición común en el conflicto de Irak y Siria, donde apoyan a los grupos suníes en contra de los intereses de Irán.

Por su parte, las autoridades iraníes estiman que los disturbios que vive la provincia del Kurdistán iraní son alentados por Arabia Saudita. Por primera vez en veinte años, el Partido Democrático del Kurdistán Iraní (DPKI) se ha enfrentado recientemente a las fuerzas iraníes, lo que ha ocasionado que Irán ataque las bases kurdas al otro lado de la frontera con Irak[100]. En esta guerra de *proxies* parece que tanto Irán como Arabia Saudita intentan limitar el poder de su respectivo oponente, sin que lleguen estos a confiar en la resolución de sus dilemas a través del establecimiento de canales de comunicación.

---

98 TAYLOR, Rob. «You can't understand the conflict without talking about natural gas». *Armed Forces Journal*. March 21, 2014. Consultado en http://armedforcesjournal.com/pipeline-politics-in-syria/. Fecha de la consulta: 04.12.2016.

99 LIN, Christina. «Saudi Arabia's and Turkey's Pipeline Wars in Yemen and Syria». *Institut für Strategie- Politik- Sicherheits- und Wirtschaftsberatung ISPSW*. Berlin: Issue n.º 429, 2016.

100 «To Iranian eyes, Kurdish unrest spells Saudi incitement». *Reuters*. Sep 4, 2016. Disponible en http://www.reuters.com/article/us-iran-politics-kurds-idUSKCN11A0BD. Fecha de la consulta: 04.12.2016.

Conclusiones

A la vista de todos los condicionamientos anteriores, entre Irán y Arabia Saudita existe una verdadera pugna por el poder y la hegemonía, que trasciende con profusión al campo energético.

La base geopolítica sobre la que se relacionan ambos actores es muy importante, ya que uno y otro se asienta sobre un sustrato físico en los que se encuentran los más importantes yacimientos de hidrocarburos del planeta.

Para Arabia Saudita, sus condiciones se basan en las ingentes reservas de petróleo y gas que posee, sobre un territorio desértico y una población de unos 30 millones de habitantes, que es rehén de la producción de recursos hídricos a partir de sus colosales reservas energéticas. Esta población no es homogénea, sino que junto a la población sunita coexiste una importante comunidad chií, precisamente localizada en la región donde se posicionan los principales yacimientos petrolíferos.

Los yacimientos y refinerías saudíes no se encuentran en una localización segura, ya que su concentración en el este de su territorio y aguas jurisdiccionales hace que sean muy vulnerables a una agresión procedente de Irán. Por ello, el gasto en defensa de Arabia Saudita es el mayor de todos los Estados de la región, poseyendo una formidable fuerza aérea y defensas antiaéreas y antimisil, de origen fundamentalmente estadounidense.

La situación de otras comunidades chiíes en la península arábiga es un factor de desestabilización, siendo el caso de Yemen el más preocupante para los saudíes, ya que el Movimiento Houti es un verdadero problema para su seguridad física y energética.

Al irradiar del golfo Pérsico la mayoría de las rutas marítimas del transporte energético los saudíes son muy dependientes del paso de sus productos a través del estrecho de Ormuz, el cual se encuentra geográficamente controlado por Irán. Como opción existe la posibilidad de transportar parte de su producción a través de oleoductos, aunque las infraestructuras actualmente en servicio le permiten el trasvase hacia los puertos del este, donde los recursos que llegarían se encuentran con un doble problema. Por un lado la mayor parte de los hidrocarburos que parten del golfo Pérsico se dirigen al mercado asiático, por lo que además de encarecer su transporte por conducto y buque, su llegada a los puertos de destino se retrasaría en varios días. Por otra parte el petróleo saudí debería atravesar el estrecho de Bab el Mandeb, cuyas costas orientales pertenecen a Yemen, donde el Movimiento Houti se ha hecho fuerte, amenazando al tráfico marítimo.

Los saudíes necesitan extraer de forma segura su petróleo, por lo que poseen varios proyectos para realizarlo a través de oleoductos, que chocan frontalmente con los intereses iraníes. La posibilidad de realizar un oleoducto a través de Yemen, situaría el petróleo saudí en el golfo de Adén sin que existiese la

necesidad de atravesar ningún estrecho. Para conseguir esto los saudíes deberían negociar con las facciones tribales que controlan la zona, para asegurar la continuidad de las comunicaciones terrestres. Otra posibilidad es realizar una variante del antiguo Oleoducto Transarábigo, que a través de Jordania desembocaba en el puerto libanes de Sidón. Con la presencia del grupo proiraní Hizbulá en tierras libanesas, la opción es la desviación de esta línea a través de Siria, para lo cual se necesitaría derrocar el régimen proiraní de al Assad.

Arabia Saudita es consciente que sus recursos energéticos no serán una fuente constante de ingresos, por lo que un nuevo equipo de gobierno, apoyado en la sucesión dinástica, ha comenzado un ambicioso plan que se basa en la diversificación de los sectores industriales y en la implantación de nuevas fuentes de energía, como pueden ser las renovables y principalmente la nuclear.

Esta nueva visión saudí deberá ser la que consolide su monarquía, ya que un ambiente de prosperidad económica redundará en que sus súbditos encuentren posibilidades de trabajo y bienestar social. Este es uno de los principales retos que tiene por delante el régimen saudí, ya que su población heterogénea necesita de un entorno estable para evitar que el orden interno se desequilibre. De nuevo, la sombra de Irán se proyecta sobre la seguridad saudí, si en un futuro el descontento social hiciese que las comunidades chiíes fuesen un factor que hiciese tambalear a las monarquías suníes de la península arábiga.

La presencia militar estadounidense en la zona constituye un elemento de equilibrio, donde los gastos que tiene que soportar la administración norteamericana son compensados por las compras de armamentos y los envíos de crudo desde los países de la península arábiga. Arabia Saudita y el resto de monarquías del golfo tendrían que valorar hasta qué punto les interesaría alterar esta situación, ya que actualmente la presencia norteamericana es una garantía de seguridad.

Irán se configura como una fortaleza territorial encabalgada entre las dos cuencas gasíferas y petrolíferas más importantes del mundo. Esta cualidad le otorga que tanto su propio comercio de hidrocarburos como el de los Estados limítrofes dependan en mayor o menor medida de la posición geográfica iraní. La constitución de sus costas hace que posea la capacidad de controlar el estrecho de Ormuz, trascendental en materia energética.

Igualmente su posición le permite acceder a las costas del Caspio y erigirse como la llave de paso del Asia Central hacia el océano Índico. Además, la variedad de Estados fronterizos le abre la posibilidad de enviar sus recursos energéticos a través de estos.

Junto a su entidad territorial y riquezas, Irán posee una población de más de ochenta millones de habitantes, lo que le configura como la única nación-estado del Oriente Medio que posee un poder latente basado a la vez en estos tres parámetros. Como factor adicional hay que tener en cuenta que aunque la población iraní es heterogénea, la rama chií de la religión musulmana es un factor aglutinador

con alguna excepción, como la disidencia kurda, a quien las autoridades iraníes han acusado de estar apoyada por los intereses saudíes.

La existencia de grandes contingentes de población de confesión chiita en el Oriente Medio es un medio que utiliza Irán para proyectar su poder. El caso más significativo puede ser el vecino Irak, aunque su influencia se hace sentir con fuerza en Líbano o Yemen y por supuesto en Siria, donde su gobierno necesita del apoyo iraní para su subsistencia. Teniendo en cuenta que todas estas áreas tienen relación con el abastecimiento energético, ya sea por su producción o por su posición, se entiende el porqué la proyección de Irán como líder regional le constituiría en un elemento de control de las fuentes de energía fósil a nivel global.

Para el régimen de Irán esta expansión regional es un imperativo por su idiosincrasia como bastión de la religión chií, por lo que su visión de un nuevo orden regional y mundial está trazada desde los tiempos de su revolución y la planificación para llevarlo a cabo data del año 2005, mucho antes de que sus rivales saudíes elaborasen su nuevo proyecto de futuro.

El nivel formativo de la población iraní es especialmente alto en comparación con el entorno que le rodea, lo que se ha plasmado en la diversificación de su industria y en la capacidad de producción autóctona que ha tenido a pesar de las sanciones.

Irán ha sido capaz de sobrevivir con relativa estabilidad en un entorno complejo, aunque ha tenido que buscar socios entre los que se encuentran Rusia y China. Esto le ha ocasionado una dependencia en energía nucleoeléctrica y en materia de armamentos.

El levantamiento de las sanciones nucleares ha constituido un triunfo de la política exterior iraní, ya que ha mantenido la capacidad de enriquecimiento de uranio a costa de retrasar su programa nuclear. Una vez levantadas las sanciones se abrirá de nuevo el mercado libre de los hidrocarburos y un abanico de posibilidades para la inversión exterior, lo que sin duda supondrá la mejoría de las condiciones económicas del Estado iraní. Igualmente el aumento de la cuota de producción petrolífera, a pesar del entorno de reducción del resto de exportadores, ha sido otro triunfo que las autoridades iraníes han empleado en contra de los saudíes.

En este entorno de mejora es previsible una mayor aceptación social y un incremento del estatus de Irán como potencia, que probablemente trascenderá en su proyección exterior, donde pretende mermar la posible influencia saudita. Sin embargo, los importantes grupos de poder iraníes pueden ser un escollo para el crecimiento económico de Irán, por lo que habrá que esperar como se dirime la lucha de poder interna, en un contexto en el que previsiblemente haya un nuevo líder iraní en los años venideros, debido a la ancianidad de Khamenei.

El futuro parece vislumbrar que estos dos actores estatales se configurarán como dos colosos energéticos que emplearán, entre otros, sus recursos de pe-

tróleo y gas para ganar influencia regional y mundial en un juego de «suma cero». Posiblemente el largo plazo estará determinado por cuál de los dos será capaz de llevar a cabo sus objetivos estratégicos, en un entorno de precios energéticos relativamente competitivos.

Composición del grupo de trabajo

Coordinador:	**D. Claudio Aranzadi** *Ingeniero Industrial y Economista.* *Exministro de Industria y Energía.*
Secretarios:	**Dra. Marta Camacho Parejo** *Secretaria General del Comité Español del Consejo Mundial de la Energía.* **D. José María Pardo de Santayana y Gómez-Olea** *Coronel del Ejército de Tierra (DEM).* *Analista principal del IEEE.*
Vocales:	**Dr. Gonzalo Escribano Francés** *Director del Programa de Energía y Cambio Climático del Real Instituto Elcano.* *Profesor titular de Economía Aplicada, UNED.* **D. Isidoro Tapia Ramírez** *Economista Energético - Departamento de Financiación de Proyectos.* *Banco Europeo de Inversiones.* **D. Pedro Moraleda García de los Huertos** *Analista senior de energía Of Counsel en Olleros Abogados.* **Dr. José Ignacio Castro Torres** *Coronel del Ejército de Tierra (DEM).* *Jefe del Regimiento de Defensa NBQ -Valencia 1-.* **D. José María Pardo de Santayana y Gómez-Olea** *Coronel del Ejército de Tierra (DEM).*







Patrocinado por:













ISBN-13: 978-84-9091-250-8