

## Geopolítica y governance de los hidrocarburos

**Ignacio F. Lara, PhD**

Alta Scuola di Economia e Relazioni Internazionali (ASERI)  
Università Cattolica del Sacro Cuore di Milano (Italia)

### Abstract

El devenir del mercado mundial de los hidrocarburos es una de los temas fundamentales de la geopolítica energética mundial. En el tentativo de dilucidar sus dinámicas, se abordará un complejo abanico de temas: la situación de la oferta y la demanda, la discordancia entre ambas y las repercusiones sobre el futuro del precio del petróleo; los mecanismos del comercio internacional de energía, ligado a la seguridad energética, los choke points y el fenómeno de los fondos soberanos "energéticos"; y finalmente el panorama de las inversiones, la tecnología y las innovaciones. El trabajo concluirá con algunas consideraciones acerca de la importancia de una governance efectiva mundial energética.

Palabras clave: energía, geopolítica, governance

### **Introducción**

El análisis del panorama energético mundial presentar importantes elementos críticos en al menos dos macro-áreas fundamentales: el devenir del mercado mundial de los hidrocarburos y la agenda política del cambio climático derivado del aumento del consumo energético. En el tentativo de dilucidar las dinámicas presentes en la primera, se abordará un complejo (aunque no por ello exhaustivo) abanico de temas, que incluye: la consideración de la situación actual de la oferta y la demanda mundiales de hidrocarburos, la discordancia entre ambas y las repercusiones sobre el futuro del precio del petróleo; los mecanismos propios del comercio internacional y regional de estos bienes energéticos, ligado a los temas de seguridad energética, los denominados *choke points* y el fenómeno de los fondos soberanos (SWFs) relacionados a las *commodities* energéticas; y finalmente el panorama de las inversiones, la tecnología y las innovaciones en los diversos sub-sectores que conforman las fuentes energéticas tradicionales. El trabajo concluirá con algunas consideraciones acerca de la importancia de una governance efectiva a nivel mundial en el ámbito energético.



**Instituto de Relaciones Internacionales**

Universidad Nacional de La Plata Facultad de Ciencias Jurídicas y Sociales

Calle 48 entre 6 y 7, 5° piso - Edificio de la Reforma - La Plata - Argentina

(54-221) 4230628 [congresoiri@iri.edu.ar](mailto:congresoiri@iri.edu.ar) [www.iri.edu.ar](http://www.iri.edu.ar)

Instituto de Relaciones Internacionales - UNLP @iriunlp

## Consumo de fuentes fósiles

A pesar del impacto negativo de la crisis financiera global y de la subsiguiente recesión económica mundial sobre el mercado energético mundial, la demanda primaria de energía se ha recuperado luego del 2009 y se estima que experimentará un aumento del 49% entre 2007 y 2035<sup>1</sup>, en el cual los países en vías de desarrollo cumplirán un rol de relevancia -especialmente aquellos de Asia y Medio Oriente. Los hidrocarburos han sido, y continuarán siendo, los principales recursos energéticos en el mix energético mundial, a pesar que su participación en la demanda global disminuirá del 81% en 2010 al 75% en 2035 (IEA, 2011).

El petróleo ha sido la fuente energética de mayor relevancia de la demanda total de energía a nivel mundial en las últimas décadas. Su demanda había registrado un crecimiento sostenido hacia mediados del siglo XX, incluso más veloz que la velocidad del crecimiento del consumo total de energía, hasta que en 1973 dicha tendencia se interrumpió como consecuencia de la primer crisis petrolera. Desde entonces, su participación en la demanda total de energía a nivel mundial ha disminuido, pero permanece todavía como la fuente energética más utilizada, y las previsiones indican que continuará a serlo en el futuro.

Si bien el nivel de actividad económica de un país es el factor que principalmente influye en la demanda de petróleo –así como también en el uso de las diversas fuentes alternativas–, es posible identificar otros factores relevantes que determinan conjuntamente el comportamiento de la demanda de petróleo, como por ejemplo “*la actividad económica mundial y la estructura y distribución de esta actividad, los factores demográficos globales, la tecnología del lado de la demanda, los precios del petróleo, los precios relativos de las energías competitivas, y el régimen de políticas tributarias*” (Allsopp y Fattouh, 2011, p. 9). Si bien la volatilidad del precio del petróleo se analizará a continuación, es importante recordar el anuncio de la Agencia Internacional de Energía (en adelante, IEA) relativo al precio del petróleo, se estima que su precio se mantendrá alrededor de los 120 dólares al barril en el 2035 (en dólares del 2010) como consecuencia del aumento de la demanda del sector delo transporte –principalmente en las economías emergentes– y de los costos de las actividades ligadas al *upstream* (IEA, 2011).

A pesar que se prospecte una disminución de la participación del petróleo en el mix energético, se estima que la demanda mundial de petróleo llegará a 105 millones de barriles por día (b/d) hacia 2030, lo cual representa un crecimiento anual del 1% entre 2007 y 2030. El sector del transporte será responsable del 97% de dicho crecimiento y los países en vías de desarrollo impulsarán esta tendencia (IEA, 2009). El consumo mundial de petróleo ha aumentado casi constantemente en los últimos veinte años, excepto por el bienio 2008/9, cuando la crisis económica iniciada en EEUU se propagó al resto de los países industrializados, produciendo un impasse en el consumo global de dicho hidrocarburo. En el 2010 el consumo mundial se colocó alrededor de los 87

---

<sup>1</sup> Salvo cuando indicado oportunamente, los datos sobre reservas, producción, consumo, importación y exportación de hidrocarburos fueron extraídos de la Energy Information Administration [www.eia.gov](http://www.eia.gov) (último acceso 26/03/2012).

millones de barriles al día. La región comprendida por Asia y Oceanía, gracias a China e India, ha superado a América del Norte como principal consumidor de petróleo, mientras Europa –tercer región en términos de consumo petrolero– presenta un nivel de consumo similar al de veinte años atrás, debido a sus programas de eficiencia energética y de apoyo a las fuentes energéticas no fósiles.

Así como en el caso del petróleo, el aumento de la demanda global de gas natural será impulsado por los países en vías de desarrollo. Se estima que el aumento de dicha demanda será del 1,5% anual hacia 2030, pasando de 3 trillones de m<sup>3</sup> en 2007 a 4,3 trillones de m<sup>3</sup> en 2030. El gas natural representará el 21,2% del mix energético en 2030 y la industria de la energía eléctrica será responsable de gran parte de este aumento. El mayor uso de éste en la generación de electricidad, gracias a las centrales de ciclo combinado, ha hecho que sea elegido frente a otras fuentes fósiles más contaminantes, como el carbón o los derivados del petróleo. A pesar que los países industrializados seguirán siendo los mercados más relevantes, África, Medio Oriente y Asia (China) jugarán un papel relevante en el aumento del consumo mundial del gas natural (IEA, 2009).

Durante los últimos veinte años el consumo total de gas natural se resintió sólo en el 2009, también como consecuencia de la crisis del 2008. De los 112.919,7 billones de pies cúbicos consumidos en 2010, el 26% fue realizado por América del Norte, seguida por Eurasia (19%), Europa (18%) y Asia y Oceanía (18%). Según el último informe de la IEA (2011), se abre una *edad de oro* para el gas natural, dado que experimentará el crecimiento más notable entre las fuentes fósiles. Considerando el menor nivel de emisiones de CO<sub>2</sub> y de otros gases de efecto invernadero derivados de su consumo<sup>2</sup>, cuando se lo pone en comparación con otras fuentes fósiles, se sostiene que el gas natural caracterizará la transición hacia un sistema energético más limpio.

En lo que respecta al carbón -el recurso que se encuentra en modo más abundante entre las fuentes fósiles-, el desarrollo del consumo y del comportamiento del precio del petróleo y del gas natural se han repercutido sobre su demanda. Además del precio del petróleo y del gas natural, el aumento de la demanda de carbón se apoyará en los niveles de consumo de China e India, que poseen, junto a EEUU, conspicuas reservas de este recurso. Considerando las repercusiones en términos de emisiones de CO<sub>2</sub> derivada de su consumo, las previsiones sobre el aumento del consumo de carbón dependen en mayor grado de la implementación o no de políticas destinadas a reducir la emisión de gases de efecto invernadero.

El 50% del aumento de la demanda mundial de energía durante la década pasada ha sido causado por el consumo de carbón. Del total del carbón consumido durante el 2010 –poco más de 7.994 billones de toneladas cortas– el 65% corresponde al consumo de la región Asia y Oceanía, con China e India como sus principales consumidores en el 2010.

El aumento de la demanda de carbón y de gas natural se explica mayormente por el aumento en la generación de energía eléctrica, que los emplea en modo prevaeciente

---

<sup>2</sup> Además de liberar una cantidad menor de CO<sub>2</sub> respecto al petróleo y al carbón, el gas natural no contiene anhídrido sulfuroso (SO<sub>2</sub>) y emite una cantidad trascurable de óxido de nitrógeno (NOx) cuando es consumido.

como insumo. Considerando una tasa de crecimiento anual del 2,5% hasta el 2030 –el 80% del cual se verificará en los países en vías de desarrollo– se estima que las adiciones a la capacidad de generación llegarán a 4.800 GW (IEA, 2009).

En consecuencia, se espera que varias tendencias ya en curso se refuercen en las próximas décadas. En primer lugar, se confirma el rol decisivo de las naciones en vías de desarrollo en el aumento de la demanda de energía, con un papel de mayor relevancia jugado por las economías más grandes de Asia. Estas representarán el 90% del aumento de la demanda global de energía hacia el 2035, principalmente gracias a China, India, Indonesia, Brasil y los países del Medio Oriente que, contemporáneamente, cumplirán un papel más relevante en el desarrollo de la economía mundial. Las economías no pertenecientes a la OCDE aumentarán su participación en el consumo energético mundial, y ésta es mayor a la participación de dichos países en el aumento de la economía mundial en los últimos años, lo cual deja en evidencia que se trata de economías intensivas en el uso de la energía –en gran parte gracias a los fuertes subsidios energéticos– y con importantes problemas de eficiencia energética (Rühl, 2009).

El mayor peso en el consumo mundial de energía de países como India y China, junto a otros actores emergentes, se repercute fuertemente en el precio de las fuentes fósiles –empujándolos a la suba– y aumentando así las preocupaciones por su impacto sobre las ya golpeadas economías de la OCDE y sobre las de las emergentes. La presencia más incisiva de algunos consumidores de energía que décadas atrás no aparecían entre los principales consumidores de hidrocarburos, y las previsiones sobre el crecimiento de sus economías ponen gran presión sobre el precio de estas *commodities* energéticas –basta pensar a los vaticinios sobre los BRIC como el futuro de la economía mundial en el 2050 (Wilson y Purushothaman, 2003).

A su vez, la mayor presencia de las economías no OCDE está progresivamente volviéndose un factor desestabilizante para la seguridad energética de los países industrializados. El aumento de la competencia entre los tradicionales y principales consumidores de energía –EEUU, Europa y Japón– y los nuevos *big* del consumo energético mundial –China e India en primer plano– para asegurarse un acceso estable a la energía está convirtiéndose en un tema ligado más a la seguridad de estos Estados y no tanto a su desarrollo económico.

Por último, a pesar del crecimiento energético mundial mencionado, queda aún un desafío importante de superar: al día de hoy 1,3 billones de personas no tienen acceso a la electricidad y 2,7 billones aún utilizan la biomasa tradicional para poder cocinar. Para permitir un acceso universal a la energía hacia el 2030 serían necesarios 48 billones de dólares anuales en inversiones (IEA, 2011) que se irían agregando a las ya notables sumas requeridas para asegurar la provisión energética para aquellos que ya tienen un acceso regular a la energía.

## **Oferta energética**

A pesar que el nivel de las reservas de los países mediorientales haya disminuido en modo consecutivo desde el 2008, el Medio Oriente - donde se encuentra la mayor cantidad de reservas de petróleo a nivel mundial- aún representa el 51% de las reservas

mundiales de petróleo. Estas son detentadas mayoritariamente por cinco actores: Arabia Saudita, Irán, Irak, Kuwait y los Emiratos Árabes Unidos –que representan el 17,8%, 9,3%, 7,8%, 7,1% y 6,6% respectivamente de las reservas mundiales. A su vez, la región se confirma como la principal área en términos de producción de dicha *commodity* energética.

El principal cambio en este escenario, durante el último año, lo representa el conspicuo incremento de las reservas de América del Sur, gracias al impresionante aumento de las reservas de Venezuela, que pasaron de 99,4 a 211,2 billones de barriles en un año, producto de la contabilización de las reservas de petróleo *extra-pesadas* presentes en la Faja de Orinoco, haciendo que el país poseyese el 14,3% de las reservas mundiales. A su vez, también Brasil ha aumentado notablemente las propias reservas luego del descubrimiento de las reservas *off-shore* en la capa pre-salina de su plataforma continental (IEA, 2011).

A pesar de la existencia de importantes productores de hidrocarburos que no pertenecen a la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), como Rusia, EEUU, México o China, el cartel sigue siendo un jugador fundamental en lo que respecta la producción y la determinación del precio internacional del crudo. Como consecuencia del declino de la producción de los países no-OPEP –por la madurez de sus yacimientos y los elevados costos de exploración y producción– la participación de los miembros del cartel en la producción mundial de petróleo superará el 50% hacia el 2035 (IEA, 2011). Esta tendencia refuerza aún más los riesgos de mantener la dependencia sobre un reducido número de Estados de Medio Oriente y de África del Norte que no sólo poseen una gran influencia para fijar el precio internacional del crudo, sino también para eventualmente interrumpir el normal suministro energético de los principales consumidores. A su vez, como sucedió durante la guerra en Libia, la inestabilidad política de estos países tiene repercusiones negativas para los consumidores, ya que afectan el suministro global de petróleo y su precio.

Si, por una parte, casi todas las regiones del mundo tienden a incrementar la oferta de petróleo, Europa es la única que registra una tendencia decreciente continua desde 1999, año en el que alcanza su pico de 7,3 millones de b/d. Por su parte, Arabia Saudita, Rusia y EEUU han sido los tres actores principales en términos de la oferta de petróleo más alta en 2010.

El horizonte de producción del petróleo se ha extendido gracias al descubrimiento de reservas no convencionales: las arenas de alquitrán (*tar sands*), el petróleo de esquisto (*shale oil*) y el petróleo extraído de aguas profundas. En todos estos casos, se trata de procesos más costosos para su extracción y con un impacto ambiental no indiferente. Se estima que la producción global de líquidos no-convencionales pasará de 3,4 (2007) a 12,9 millones de b/d en el 2035, principalmente gracias a las arenas de petróleo canadienses y a los biocarburos brasileños y estadounidenses, mientras que el petróleo de esquisto, los líquidos a partir del carbón (CTL) y los líquidos a partir del gas (GTL) tendrán un rol menos relevante (Allsopp y Fattouh, 2011). Con el ingreso en escena del petróleo no convencional, las previsiones vinculadas al *peak oil* y al

agotamiento de dicha commodity –y lo mismo vale para el gas natural– parecen perder cada vez más peso<sup>3</sup>.

A diferencia de la demanda, la oferta de petróleo no parece evidenciar una gran dinamicidad frente a las previsiones sobre el desarrollo del mercado energético. Ante un aumento sostenido de la demanda, se estima que hacia el 2020 la OPEP podría aumentar su producción en 2 millones de b/d y que las inversiones en los pozos maduros podrían adicionar otros 1 o 2 millones de b/d. Agregando 1 o 2 millones de b/d provenientes de las inversiones en el sector no convencional y el aumento moderado de los biocarburos, resulta que la denominada *capacidad disponible* pasa a cobrar mayor relevancia, aunque ella y el “colchón” que asegura pueden demostrarse insuficientes para acompañar el aumento de la demanda, coadyuvando un brusco incremento del precio del crudo (Janssens, Nyquist y Roelofse, 2011).

Una característica compartida por gran parte de los principales productores y exportadores de petróleo y de gas natural es la gran dependencia de estas economías de los ingresos provenientes de sus recursos energéticos. La literatura especializada en la denominada *maldición de los recursos naturales* y la *enfermedad holandesa* han ampliamente explicado los efectos de poseer en abundancia un recurso natural sobre la economía de un país y depender de una o dos de estas *commodities* para su subsistencia (Ross, 1999). Esta situación no sólo golpea fuertemente a los países importadores por los bruscos movimientos en el precio de la energía, sino también acentúa la vulnerabilidad de los Estados productores. La falta de diversificación de las economías abundantemente dotadas de uno o dos recursos naturales (energéticos y/o minerales) hace que un fuerte cambio en el precio internacional de sus *commodities* se repercuta negativamente en términos de capitales y sobre los ingresos gubernamentales. Según Karl (2004), el pobre performance económica de los países dependientes del petróleo se debe en gran medida a la ineficacia de los gobiernos, ya que el petróleo –o, mejor dicho, el hecho que la base de los ingresos del Estado esté conformado por rentas provenientes del petróleo– compromete las capacidades del Estado.

En lo que respecta al gas natural, sus reservas –suficientes para cubrir el crecimiento de la demanda estimada hasta el 2030– se concentran principalmente en tres actores: Rusia (25,2%), Irán (14,9%) y Qatar (13,4%), que juntos representan más de la mitad de las reservas mundiales. Las naciones industrializadas, que son grandes consumidores de gas natural, poseen un porcentaje notablemente menor respecto a Medio Oriente y Eurasia.

A excepción del 2009, la producción de gas natural ha crecido constantemente durante los últimos veinte años, llegando en el 2010 a 120.089,9 billones de pies cúbicos. Si bien, en ese año, los principales productores de gas natural han sido EEUU y Rusia, la producción aumentará principalmente gracias a Medio Oriente, que incrementará significativamente tanto la producción como el nivel de exportaciones de gas natural, mientras África, Asia central, América Latina y Rusia contribuirán al aumento de su producción.

---

<sup>3</sup> Para mayor información sobre lo que significa el *peak oil*, se aconseja visitar el sitio: <http://www.peakoil.net/>.

A su vez, los progresos tecnológicos han vuelto técnicamente factible y económicamente redituable la extracción del gas de esquisto (*shale gas*), produciendo lo que algunos analistas han denominado una revolución del gas natural. La extracción de este tipo de gas es efectuada a través de dos mecanismos: la perforación horizontal (*horizontal drilling*) y la fractura hidráulica (*hydraulic fracturing*)<sup>4</sup>. De los 6.622 billones de pies cúbicos de reservas mundiales de gas de esquisto, que representan el 50% del total de las reservas mundiales de gas natural, China posee el 19,31%, EEUU el 13,5% y Argentina el 13,72%, estando el resto distribuido entre otros veintinueve países.

Quienes apoyan la tesis de la revolución del gas natural afirman que la introducción del gas no convencional en el consumo energético produce al menos tres ventajas inmediatas: un acceso más ágil a la energía por parte de los consumidores, un consumo energético con niveles inferiores de emisiones de CO<sub>2</sub> respecto al carbón y al petróleo, y la posibilidad de disminuir el poder político y de mercado de los principales productores de petróleo y gas natural convencional. A su vez, además de modificar las políticas energéticas de muchos Estados, y las relaciones entre ellos, el gas natural daría un impulso renovado a la generación de electricidad que lo utiliza como insumo para reemplazar el petróleo utilizado en los sectores del transporte y de la petroquímica (Deutch, 2011).

De todos modos, las voces críticas sobre el uso del *shale gas* ponen en evidencia el impacto ambiental de su extracción, ya que requiere una considerable cantidad de agua. Se estima que un pozo puede consumir entre 11 y 15 millones de litros que no pueden ser sucesivamente limpiados, produciendo así una alarmante contaminación del agua. A esto se suman las críticas a la técnica de la fractura hidráulica: además del eventual daño al suelo y al subsuelo, ésta libera metano a la atmósfera, un gas de efecto invernadero aún más poderoso que el CO<sub>2</sub>. En un reciente artículo se demuestra que el impacto ecológico del gas no convencional es mayor no sólo del convencional, sino también respecto al petróleo y al carbón (Howarth, Santoro e Ingraffea, 2011)

Por último, y a diferencia de aquellas de petróleo y de gas natural, las mayores reservas de carbón se encuentran en los países que en gran medida consumen y consumirán esta fuente de energía. EEUU, Rusia y China poseen más de la mitad de dichas reservas – 27,5%, 18,3% e 13,3% respectivamente– seguidos por Australia, India, Ucrania, Kazajistán y Sudáfrica.

Teniendo en consideración la evolución de los precios del petróleo, del gas natural y del crecimiento de la demanda energética, pero sobre todo según las políticas que se actúen para combatir el cambio climático, se pueden prefigurar diversos escenarios para la producción de carbón. Si, por un lado, en gran parte del planeta la producción de carbón ha disminuido entre 1990 y 2010 -como en Europa y en Eurasia- o se ha mantenido relativamente estable -como en América del Norte, América del Sur y Central y África- ha sido en la región Asia y Oceanía donde se ha experimentado un crecimiento fuerte y sostenido en la producción de carbón, principalmente en la última década. Dentro de esta región, responsable de más del 64% de la producción de carbón en el 2010, sobresale la

---

<sup>4</sup> Se trata de una inyección de una conspicua cantidad de agua, arena y químicos en los pozos realizados mediante la perforación horizontal, produciendo pequeñas fracturas en el estrato de esquisto, liberando el gas que se encuentra allí atrapado.

producción de China con 3,52 billones de toneladas cortas, seguida de lejos por India, Australia e Indonesia. La mayor producción de carbón, en estas naciones se explica en gran parte por el aumento de la participación de dicha fuente energética en el mix de generación eléctrica, que hacia 2030 podría llegar al 44% del total (IEA, 2009).

## **La discordancia entre oferta y demanda y el precio del petróleo**

Como ya fuese mencionado, existe una discordancia entre oferta y demanda mundial de petróleo, debido a que el aumento del consumo actual y futuro no es acompañado por una expansión en los niveles de producción. A pesar que se estima un aumento del 1,5% en la demanda de petróleo y sus derivados, el incremento del 1% en la capacidad de producción que se produjo en la última década no ofrece un panorama alentador. Según un estudio de McKinsey, en un escenario "business as usual"<sup>5</sup>, globalmente se podría llegar a *"una capacidad realista de oferta de cerca 100 millones de barriles al día hacia 2020, por encima de los 91 millones o 92 millones actuales. Esto, sin embargo, sería apenas suficiente para satisfacer los casi 100 millones de barriles de líquidos que el mundo consumirá cada día en un escenario de este tipo, por encima de los actuales 88 millones u 89 millones de hoy"* (Janssens, Nyquist y Roelofsen, 2011).

El aumento de la demanda prevista de petróleo, impulsado por el consumo energético de los países emergentes, podría crear una fuerte colisión en el caso que la oferta no lograra expandirse adecuadamente, abriéndose la posibilidad de dos escenarios diversos. En el primero, se evidenciaría un leve choque, en la cual el devenir en los sectores del transporte, la química, la energía eléctrica y la calefacción residencial llevarían a un consumo menor del petróleo. Considerando que este proceso debería ir acompañado por otras medidas de reducción del consumo de petróleo, como la abolición de los subsidios al consumo de petróleo y el cambio en los hábitos de los consumidores, parece poco factible que este escenario pueda volverse una realidad en el corto plazo. En ausencia de estos desarrollos, se prospecta en cambio una situación alternativa en la cual oferta y demanda se chocarían duramente, diluyéndose la denominada capacidad global de amortiguación y causando un fuerte aumento de los precios del petróleo. Una tal dinámica llevaría a una gran volatilidad del precio del petróleo durante la próxima década, manteniéndose por diversos años en una banda de oscilación de entre 125 y 175 dólares al barril. En este escenario, el PBI mundial se vería fuertemente golpeado, con una reducción de 1,5 billones de dólares hacia el 2020 (Janssens, Nyquist y Roelofsen, 2011).

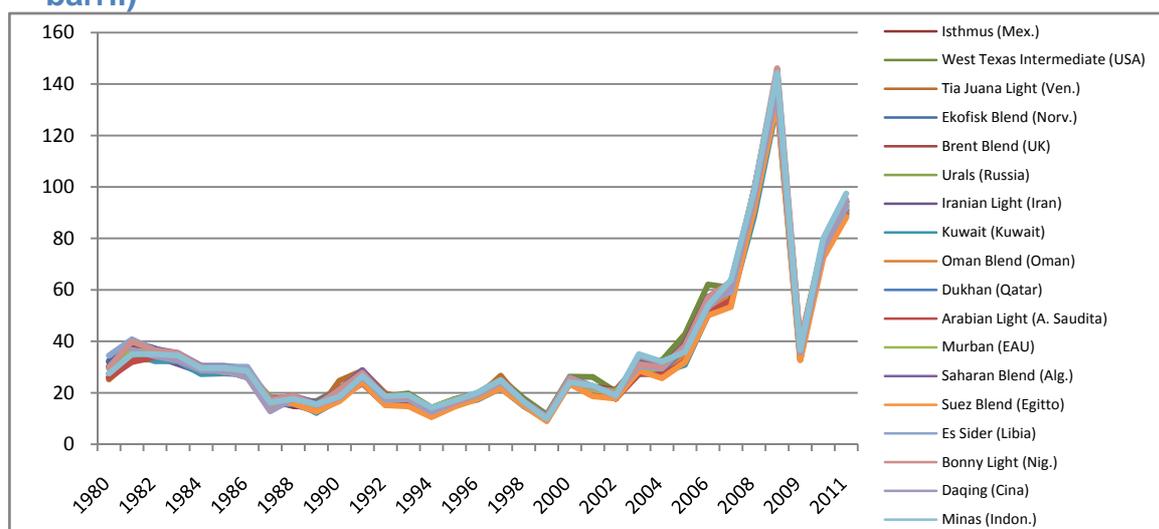
Como se ilustra en el gráfico, a partir del 2004 se ha dado un progresivo aumento del precio del petróleo, llegando en julio del 2008 a su pio máximo -entre 121,5 y 148,6 dólares estadounidenses, según el tipo de crudo- para luego descender vertiginosamente y retomar un posterior ascenso desde 2009 hasta nuestros días. Un aspecto característico de estos cambios en el precio del crudo es que no han sido la consecuencia de una alteración sustancial en la estructura de poder entre consumidores y productores, ni derivan de una fuerte disrupción de la oferta (Allsopp y Fattouh, 2011).

---

<sup>5</sup> Se supone un crecimiento de la economía mundial del 3%-3,5% y un precio de 100 dólares al barril entre 2010 y 2020.

Sin embargo, estos movimientos en el precio del petróleo pueden ser extremadamente dañinos, sea para aquellos que dependen fuertemente de la extracción y exportación de petróleo para su subsistencia, sea para los países que dependen de las importaciones de crudo para satisfacer sus necesidades energéticas.

**Gráfico - Precios de crudos seleccionados, 1980-2011 (dólares USA por barril)**



Fuente: elaboración propia sobre datos de la EIA

Retomando las consideraciones sobre la situación de la demanda y de la oferta de petróleo, se estima que el precio del crudo permanecerá a un nivel alto en el corto plazo. Paralelamente, un brusco aumento del precio del petróleo produciría una desaceleración en el crecimiento mundial y, consecuentemente, se repercutiría también negativamente sobre la demanda. A su vez, las repercusiones se podrían traducir en una reducción de los viajes con los medios que usen derivados del petróleo -por vía terrestre, aérea y marítima- y, en el medio y largo plazo, también en cambios estructurales. Entre estos últimos se pueden identificar cambios en el comportamiento de los consumidores, en las decisiones corporativas de hacer retornar en patria la cadena productiva -en el caso que ésta hubiese sido llevada al exterior- o de acelerar la implementación de tecnologías que reduzcan la intensidad en el consumo de petróleo. Sin embargo, visto que este tipo de cambios necesita de muchos años para llevarse a cabo, es posible que se introduzcan otras tendencias que reduzcan aún más la demanda de petróleo, acelerando la transición hacia una economía menos dependiente de este recurso, por los ingentes incentivos para invertir en tecnologías que lo consuman menos o que directamente no lo utilicen (Janssens, Nyquist y Roelofsen, 2011).

Por último, como se ilustrará en mayor profundidad en las secciones sucesivas, algunos estudios (NIC, 2008) señalan que el adelanto de la demanda de energía sobre la capacidad de oferta podría llevar a un punto crítico que nos conduciría a una transición energética, llevándonos a un sistema energético menos dependiente del petróleo y que utilice mayormente gas natural, carbón -con las respectivas tecnologías para reducir las

emisiones de gas invernadero derivados de su consumo- y otros recursos energéticos no fósiles.

## **Comercio internacional y seguridad energética**

Reservas y producción de hidrocarburos se concentran principalmente en el Golfo Pérsico, Medio Oriente, Nigeria, Rusia y el Mar Caspio, donde las cuestiones sectoriales de la energía se entrelazan con las dinámicas geopolíticas, agregando un elemento de gran incertidumbre en el volátil mercado internacional de los hidrocarburos. Los eventos político-stratégicos que se sucedieron en estas regiones del planeta se han demostrado fundamentales en la evolución de la producción de crudo y su precio, como ocurrió en las dos crisis de los años '70, la guerra entre Irán e Irak, las dos guerras del Golfo, la lucha contra el terrorismo, la guerra en Libia y las continuas tensiones entre EEUU e Irán.

Es teniendo en cuenta lo anterior que se consideran los temas vinculados a la seguridad energética, los cuales se focalizan principalmente en la volatilidad del precio de los hidrocarburos y en la confiabilidad de su suministro, dejando en segundo plano lo relacionado con el cambio climático. Desde el momento que los principales consumidores de energía no logran cubrir sus necesidad con los recursos propios, la acentuada dependencia de las importaciones de hidrocarburos hace que el acceso regular a estos se vuelva una prioridad estratégica. La dependencia de las importaciones de energía ha llevado, como en Europa, a considerar la política energética pura y exclusivamente en términos de la seguridad energética -definida como la disponibilidad de una oferta energética regular a un precio accesible- vista la creciente dependencia y vulnerabilidad energética de la UE (Costantini, Gracceva, Markandya y Vicini, 2007).

Respecto al comercio mundial de petróleo, los países mediorientales -como Arabia Saudita, Irán, EAU e Irak- y norafricanos - Nigeria y Angola- representan los principales exportadores de crudo al mundo. Por fuera de estas dos regiones, el único exportador de petróleo de relevancia es Rusia, que en el 2009 ha registrado ventas fuera de sus confines por 5,4 millones de b/d. Por otra parte, la región asiática ha sido responsable por poco más del 40% de las importaciones mundiales, gracias a las compras chinas, japonesas, indias y sudcoreanas. De todos modos, EEUU permanece aún como el principal comprador de crudo, con 9,21 millones de barriles de petróleo importados al día (EIA, 2011).

Según la IEA (2011), más de la mitad del petróleo que se consumirá hacia el 2035 será canalizado a través del comercio mundial, el cual se incrementará un 30% respecto a los niveles actuales. A su vez, el aumento de la dependencia de la importación de crudo proveniente de un número relativamente reducido de países localizados en Medio Oriente y África del norte se repercutirá en el costo de la *commodity* y en la seguridad suministro. La gran competencia por el suministro de energía -principalmente de petróleo y, en segundo lugar, de gas natural- podría causar una colisión entre los más importantes consumidores e importadores de energía. El rol de China, con su decidida estrategia de inversión en las naciones con reservas petrolíferas para asegurarse el acceso a esta fuente energética, ha causado aprensión en los países que dependen de las importaciones de hidrocarburos. Existe una razonable preocupación que se agregue, a la actual situación de concentración de las reservas de hidrocarburos, una posición

excesivamente mercantilista de China, destinada a convertirse en uno de los principales consumidores energéticos (Florini y Sovacool, 2011).

La consideración de las importaciones mundiales de gas natural ofrece la posibilidad de identificar tres grupos regionales: en el primero se pueden colocar a Medio Oriente, América del sur y central y África, con niveles modestos de importaciones en términos globales. El segundo grupo está formado por Asia y Oceanía, América del norte y Eurasia, que muestran un nivel superior de importaciones de gas natural -7.575,8, 5.008,8 y 4.174,1 billones de pies cúbicos respectivamente. Y por último, se encuentra Europa, cuyas importaciones han aumentado casi constantemente en los últimos veinte años, pasando de 7.199,6 billones de pies cúbicos en 1990 a 16.959,1 billones en el 2010. Por otra parte, Rusia, con 7.933 billones de pies cúbicos en el 2010, se consagra como el principal exportador de gas natural, seguida por Noruega, Qatar y Canadá (IEA, 2011).

El aumento de la producción y la exportación, que se prevé que llegará desde Medio Oriente, tendrá como contrapartida el aumento del volumen de las importaciones de gas natural en Europa y Asia-Pacífico -donde confluirá también el gas ruso y de la zona del Mar Caspio- incrementando en este modo el comercio inter-regional de gas natural. La consolidación de Rusia como actor energético estratégico acarrea una serie de cambios en la importancia de sus principales compradores: si, por una parte, China pasará a representar del 2% (2010) al 20% (2035) de los ingresos rusos en concepto de exportaciones de combustibles fósiles, la UE pasará del 61% actual al 50% en veinticinco años (IEA, 2011). Esta previsión viene a completar la ya compleja relación entre Europa y Rusia, caracterizada por las interrupciones en el suministro de gas natural -como consecuencia de las disputas entre Moscú, Minsk y Kiev en 2006, 2007 y 2009- que puso de relieve la alta vulnerabilidad europea en materia de abastecimiento energético.

Por último, en lo que respecta al comercio mundial de carbón, el papel más importante es jugado por la región Asia y Oceanía, que representa poco menos del 60% de las exportaciones y alrededor del 65% de las importaciones mundiales e ilustra el modo en el que la tendencia creciente del comercio mundial de carbón no pareciera sufrir grandes variaciones en el corto plazo. Australia, con 328,1 millones de toneladas cortas, e Indonesia (316,1 millones) son los principales exportadores de la región y contabilizan más del 53% de las exportaciones mundiales de carbón. Entre los principales importadores se encuentran, en orden de importancia, Japón, China, Corea del Sur e India, que juntos cuentan por casi el 53% de las importaciones mundiales (IEA, 2011).

El panorama descrito del comercio mundial de las fuentes fósiles, unido a las tendencias ya mencionadas sobre el comportamiento de la oferta y la demanda de energía, presentan vínculos directos con las relaciones geopolíticas de los principales países consumidores y de los productores de energía, así como también con regiones y Estados claves en su rol de zonas de tránsito. Como sostienen Florini y Sovacool, las decisiones de política energética están intrínsecamente influenciadas por las dinámicas geopolíticas mundiales, actualmente caracterizadas por el *“renovado gran juego de las rivalidades de las principales potencias en Asia central, el nivel de disponibilidad rusa para cumplir un rol constructivo en los asuntos mundiales, el puzzle que es el Medio*

*Oriente, la posibilidad de usar las armas nucleares y las amenazas terroristas*” (Florini y Sovacool, 2011, p. 59).

## Un importante factor de interrupción de la geopolítica energética: los *choke points*

Como ya fuese mencionado, las reservas y la producción de petróleo y de gas natural se encuentran geográficamente concentradas. Del lado de la demanda se observa que los principales importadores de estas *commodities* están localizados a gran distancia de los centros de producción, motivo por el cual la vulnerabilidad de los principales centros de extracción y de los principales canales de transporte -marítimo o terrestre- es de una importancia fundamental. El acceso estable a fuentes de energía representa un elemento fundamental de la definición de la seguridad energética, y una eventual interrupción de la oferta energética, como consecuencia de catástrofes climáticas o de problemas políticos, puede repercutirse negativamente en el mercado mundial. La vulnerabilidad de la infraestructura energética se caracteriza por la posibilidad que hechos de diversa entidad, desde importantes calamidades climáticas hasta atentados terroristas, puedan obstaculizar con facilidad la infraestructura energética, que se caracteriza por estar centralizada, estrechamente asociada y ser intensiva en el uso del capital (Florini y Sovacool, 2011).

Es en este contexto que es necesario considerar los denominados *choke points*, puntos de paso críticos desde una consideración económica y estratégica. El término proviene del vocabulario militar y es usado para indicar un “*paso estrecho que no puede ser fácilmente bordeado y que ofrece una oportunidad directa para prevenir el movimiento de fuerzas militares*” (Emmerson y Stevens, 2012, p. 2).

El 20% de los 88 millones de b/d de petróleo producido a nivel mundial en el 2011 ha sido transportado por buques cisternas en rutas marítimas fijas (EIA, 2011), motivo por el cual un eventual bloqueo de un *choke point* podría generar ingentes aumentos en el costo del transporte de la energía y -si se mantiene en el tiempo- problemas importantes para el abastecimiento energético.

**Cuadro 1 – Choke points petroleros (2008)**

<i>Choke points</i>	Capacidad (mm b/d)	% de la demanda mundial total	Destino de las exportaciones
Estrecho de Hormuz	16,5 – 17	20%	Europa, USA, Asia
Estrecho de Malacca	15	18%	Asia
Refinería Abqaiq	6,8	8%	Asia
Canal de Suez y oleoducto SUMED	4,5	5%	Europa, USA
Bab el-Mandab	3,3	4%	Europa, USA, Asia
Bósforo/Estrechos turcos + Baku Ceyhan + oleoducto CPC	2,4	3%	Europa occidental y del sur
Terminal de Mina al-	2	2%	Europa, USA, Asia

# VI Congreso de Relaciones Internacionales

21, 22 y 23 de noviembre de 2012

Ahmadi, Kuwait			
Terminal petrolera de Al Basrah, Irak	1,5	2%	Europa, USA, Asia
LOOP, USA	1,2	1%	USA
Oleoducto Druzhba, Rusia	1,2	1%	Europa
TOTAL	<b>54,9</b>	<b>64%</b>	

Fuente: Lehman Brothers 2008.

Según el informe de Lehman Brothers (2008, Cuadro 1), el 64% de los flujos de petróleo pasa a través de diez *choke points*, de los cuales los dos más importantes en términos estratégicos son los estrechos de Hormuz y de Malacca. Por el primero, localizado entre Irán y Omán, han pasado 17 millones de b/d de petróleo en el 2011, de los cuales el 85% se destinaban a los mercados asiáticos -Japón, India, Corea del Sur y China- mientras el resto se vehiculaba hacia los mercados europeo y estadounidense. En lo que respecta al estrecho de Malacca, ubicado entre Indonesia, Malasia y Singapur, por él se transportaron 13,6 millones de b/d en 2009, destinados principalmente a China e Indonesia (EIA, 2011).

Para citar un ejemplo de la vulnerabilidad de estos puntos de paso para el tráfico de petróleo, a principio de año Irán había amenazado con cerrar el estrecho de Hormuz si EEUU y la UE continuaban a utilizar las sanciones económicas para frenar sus planes de desarrollar la tecnología nuclear. Una interrupción de este tipo significaría obstruir un paso que en el 2007 ha permitido el 18% de las importaciones estadounidenses de petróleo provenientes del Golfo Pérsico, el 20% de las de Europa occidental y el 80% de las japonesas. A su vez, no sólo los importadores se verían dañados, sino también los exportadores de crudo, ya que el 93% del petróleo del Golfo Pérsico transita a través de este estrecho (Lehman Brothers, 2008).

Por otra parte, zonas donde se encuentran grandes reservas de hidrocarburos, como el Mar Caspio y el Ártico, son escenario de disputas entre distintas naciones para asegurarse la producción y transporte de la energía. Dichas controversias emergen por la falta de un acuerdo sobre los derechos de los países para explotar las reservas de hidrocarburos presentes en estos territorios, así como también respecto al transporte y la sucesiva comercialización.

Junto a los mencionados *choke point* y las zonas de disputa para el aprovechamiento de los hidrocarburos, otro aspecto de gran relevancia para la geopolítica energética tiene que ver con los gasoductos, tema que (pre)ocupa en mayor medida a Europa. Actualmente existen al menos tres grandes proyectos para transportar gas a Europa que completarían la vasta gama de interconexiones ya existentes: el *North Stream*, el *South Stream* y el *Nabucco*. En los primeros dos casos Rusia posee un interés directo para que se lleven a cabo, dado que le permitiría mantener su posición de fuerza frente al mercado europeo y lo ayudarían a evitar ser rehén de países que en pasado han interrumpido el flujo de gas natural -como Ucrania y Bielorrusia. De todos modos, la necesidad de aumentar la capacidad de extracción -en gran parte por la madurez de los campos existentes- y el incremento de la demanda interna de gas natural podrían demostrarse obstáculos considerables para la realización de estos proyectos. El tercero, Nabucco,

dejaría a Rusia fuera del concierto de naciones que participan como proveedores de gas, ya que este uniría las áreas del Mar Caspio y Medio Oriente con Europa, utilizando a Turquía como país de tránsito. Como es presumible, Rusia no nutre gran interés en perder posiciones de mercado en Europa, así como tampoco ve con buenos ojos que los países de la zona del Mar Caspio puedan comerciar libremente su gas natural, del cual Rusia necesita indefectiblemente para cubrir parte de su demanda interna.

Si bien es complejo predecir la dirección en la que se orientará la diversificación del abastecimiento del gas natural que alimenta a Europa, es presumible que la implementación de los tres proyectos -a los cuales se suman los planes para reforzar la conexión con el norte de África- no sean realizables simultáneamente. De todos modos, permanece intacto el interés europeo por diversificar las fuentes de abastecimiento que refuercen la seguridad energética de la UE, así como también se mantiene inalterada la fuerte competencia entre los productores de gas natural para asegurarse cuotas más amplias en el lucrativo mercado europeo. Es por ello que, nuevamente, a las consideraciones de tipo técnico-económicas para la realización de estos proyectos se deben adjuntar las dinámicas geopolíticas y geoeconómicas -de igual o mayor relevancia.

## **Los efectos colaterales: los SWFs y las transferencias de la riqueza**

La dependencia de las importaciones de hidrocarburos por parte de los principales consumidores no sólo se ha repercutido sobre el precio de éstos, sino también ha tenido el efecto (indeseado) de producir una conspicua transferencia de riqueza y poder hacia los países con vastas reservas de recursos energéticos (Haass, 2008). En un contexto caracterizado por importantes cambios en el sistema internacional -principalmente a partir de la crisis financiera del 2008- esta transferencia de poder y riqueza ha contribuido al ascenso de Estados y organizaciones no estatales cuya acción no puede ser ignorada a nivel global.

Como sostiene Haass, la política energética de EEUU -aunque también se puede sumar la de los demás economías industrializadas- ha sido un ulterior factor que ha sostenido el ascenso de los principales productores de gas natural y de petróleo como importantes centros de poder económico y político (Haass, 2008). Por ejemplo, Rusia representa un ejemplo de cómo la energía ha contribuido a la transformación interna de una nación y de su rol en la comunidad internacional. Este país exhibe una posición de privilegio como abastecedor de gas natural para Europa, posee un cuarto de las reservas mundiales de este recurso, es un importante productor de petróleo y está dotada con el segundo arsenal nuclear del mundo (Pascual, 2008).

El Cuadro 2 ilustra la correlación entre los principales exportadores de petróleo al mundo y el aumento del poder económico que algunos de ellos han adquirido y canalizado a través de sus fondos soberanos (*Sovereign Wealth Funds*), que se han vuelto actores claves en el mercado financiero internacional. En un escenario de precios altos de crudo, dichos fondos verían aumentar la propia acumulación de capitales, complejizando aún más las decisiones financieras y el peso de ellos como proveedores de capitales (Ablett, Bryan y Smit, 2011).

# VI Congreso de Relaciones Internacionales

21, 22 y 23 de noviembre de 2012

Si bien la existencia de fondos soberanos no es exactamente una novedad, en los últimos años estos han crecido notablemente en términos cuantitativos y cualitativos. Los SWFs más importantes al mundo pertenecen a economías emergentes, como lo indica su distribución geográfica: el 37% provienen de países asiáticos -y se trata principalmente de fondos no vinculados a *commodities*-, el 35% de Medio Oriente, el 19% de Europa, mientras el 9% restante se distribuye en las demás regiones del planeta. Además de la naturaleza *emergente* de estos fondos, es importante subrayar la concentración de los primeros diez, que representan el 74% del total de los assets. Este es un tema que -junto a la falta de transparencia de estos actores- preocupa en modo considerable a los gobiernos occidentales, que son aquellos que en mayor modo reciben sus inversiones (Quadrio Curzio y Miceli, 2010).

Los cambios en la distribución internacional de poder económico, que atestiguan el crecimiento sostenido de los países emergentes -muchos de los cuales son importantes productores y exportadores de energía- se repercutirán casi inexorablemente sobre la distribución de poder político. Aunque el panorama del sistema internacional no se haya aún reacomodado completamente luego de la crisis del 2008, es altamente probable que las potencias tradicionales no puedan ignorar el accionar de los nuevos actores - estatales y/o no estatales.

**Cuadro 2 – Principales exportadores de petróleo y sus SWFs**

	Exportaciones de petróleo en 2009 (millones de toneladas)	Ranking de los SWFs en términos de assets
<b>Arabia Saudita</b>	313	3° Diversos fondos pertenecientes a la Saudi Arabian Monetary Agency (365 mil millones de US\$) 39° Sanabil al-Saudia - Public Investment Fund (5,3 mil millones de US\$)
<b>Rusia</b>	247	11° National Wealth Fund (93 mil millones de US\$) 12° Reserve Fund: (75 mil millones de US\$)
<b>Irán</b>	124	23° Oil Stabilization Fund (13-38 mil millones de US\$)
<b>Nigeria</b>	114	27° Excess Crude Oil Account (9-20 mil millones de US\$)
<b>Emiratos Árabes Unidos</b>	100	1° Abu Dhabi Investment Authority (282-627 mil millones de US\$) 16° Investment Corporation of Dubai (20-82 mil millones de US\$) 26° Mubadala Development Company – Abu Dhabi (22 mil millones de US\$) 30° Abu Dhabi – IPIC (14 mil millones de US\$) 35° Istithmar World - Dubai World (9 mil millones de US\$)

# VI Congreso de Relaciones Internacionales

21, 22 y 23 de noviembre de 2012

		45° RAK Investment Authority (1,2 mil millones de US\$) 53° Emirates Investment Fund (NA)
Irak	94	--
Angola	89	--
Noruega	87	2° Norwegian Government Pension Fund – Global (431 mil millones de US\$)
Venezuela	85	46° FEM – Macroeconomic Stabilization Fund (0,8 mil millones de US\$)
Kuwait	68	7° Kuwait Investment Authority (169-228 mil millones de US\$)

Fuente: elaboración propia en base a datos de IEA, 2011b y Quadrio Curzio y Miceli, 2010.

## Inversión e innovación

La falta de inversiones en la capacidad productiva de países como Rusia, Venezuela, Irán, Nigeria e Irak ha limitado la posibilidad de expandir la oferta de petróleo en el corto plazo y, por ello, esta situación puede fácilmente llevar a un aumento del precio del crudo. Tomando en consideración el caso ruso, el declino de los principales yacimientos de petróleo y de gas natural, localizados en Siberia Occidental, vuelve necesario un decidido plan de inversiones para poder frenar su declino y para explotar las potencialidades de nuevas áreas, como Siberia Oriental y el Ártico (IEA, 2011).

Tomando en consideración solamente el sector petrolero, las decisiones de invertir en él, permitiendo así una adecuada provisión energética a largo plazo, están influenciadas por una amplia gama de factores: las incertidumbres provenientes de la demanda -vinculadas al desarrollo de la eficiencia energética y de los sustitutos del petróleo-, de la oferta -relacionados a las dimensiones de las reservas, el desarrollo tecnológico, la ejecución de los proyectos y la volatilidad de los costos y de los precios- y de las políticas sectoriales globales y locales (PFC, 2009).

Otro ámbito en el que se repercuten las inversiones se vincula con los gastos presentes y futuros en capital humano. Analizando la incidencia de los recursos humanos en las inversiones del sector petrolero y del gas natural, el Foro Internacional de la Energía (IEF, en inglés) ha demostrado que la reducción de la fuerza de trabajo en dichos sectores -como consecuencia de la percepción sobre el ocaso de estas industrias, de las preocupaciones ambientales, de la mayor competencia proveniente de otras industrias *high-tech* y del recorte en los programas universitarios de tipo técnico- no sólo habría influenciado las decisiones sobre las inversiones, sino también contribuido al aumento de los costos en las industrias del petróleo y del gas natural, al menos hasta al 2009 (IEF, 2010).

La volatilidad del precio del petróleo puede influenciar negativamente el rendimiento de las inversiones del sector petrolero y del gas natural, condición que -en un ambiente económico desfavorable como el actual- ha llevado en muchos casos a posponer las decisiones de inversión (IEF, 2010). La reducción de los gastos de capital, junto a los retrasos y a las cancelaciones de los proyectos energéticos en curso, podría tener una

repercusión negativa en la gestión de temas significativos, como la seguridad energética o las políticas para combatir el cambio climático.

Considerando las previsiones sobre el aumento de la demanda de energía mundial, urgen grandes inversiones en el ámbito del *upstream* y del *downstream* para aumentar la oferta de energía. Según las previsiones de la IEA, hacia el 2030 serán necesarios 1,1 billones de dólares anuales para satisfacer el comportamiento del consumo energético, de los cuales más de la mitad debieran ser localizados en países en vías de desarrollo y el 53% correspondería a inversiones para reforzar el sector eléctrico (IEA, 2009). A su vez, se estima que entre el 2011 y el 2035 serán necesarios alrededor de 38.000 billones de dólares estadounidenses en inversiones en infraestructuras, de lo cuales dos tercios se concentrarán en las naciones no industrializadas. Poco más de la mitad de dichas inversiones se tendrán que destinar a las industrias del petróleo y del gas natural, cerca 17.000 billones en el sector eléctrico y el resto a distribuirse entre el carbón y los biocarburantes (IEA, 2011).

Estrechamente vinculado a las inversiones, los aspectos relacionados con la tecnología y la innovación han tenido históricamente un papel central en el desarrollo del sector petrolero, produciendo notables mejoras, como por ejemplo la *“cuantificación y caracterización de los recursos, una considerable reducción de los costos de producción, mejorado las tasas de recuperación, ampliado la utilidad de los yacimientos, una mayor sensibilidad ambiental y un aumento total en la recuperación de los hidrocarburos”* (IEF, 2010, p. 11). Si en pasado éstos han sido los resultados más sobresalientes obtenidos por los progresos tecnológicos, actualmente uno de los desafíos más importantes para el sector –al menos en el caso de los recursos convencionales- se vincula a la posibilidad de aumentar la tasa de explotación.

Si bien se pone aún en discusión el impacto ambiental de la explotación de las fuentes fósiles no-convencionales, las innovaciones tecnológicas de los últimos años –como la perforación horizontal y la fractura hidráulica en el caso del gas de esquisto- han permitido el aumento de las reservas de las fuentes fósiles y su extracción en términos económicamente redituables. De todos modos, las preocupaciones ambientales ya expuestas hacen que los desarrollos tecnológicos sectoriales futuros sean fundamentales para disminuir el impacto ambiental de la extracción de estos recursos energéticos.

Según Allsopp y Fattouh (2011), los avances tecnológicos serán un factor clave para sustituir el crudo del consumo energético mundial. Por ejemplo, las conversiones de gas-a-líquidos (GTL) y de carbón-al-líquidos (CTL), aunque implican grandes inversiones de capitales, aparecen actualmente como opciones económicamente válidas. También se ha vuelto difusa la posibilidad de utilizar el gas en la modalidad de gas natural comprimido (GNC) o de gas natural licuado (LNG) en el sector del transporte, por no mencionar la posibilidad de utilizar la electricidad en dicho sector y en el de la calefacción edilicia.

Una opción ampliamente discutida en los últimos tiempos es la del uso de la Captura y el Almacenamiento del Carbono (CCS)<sup>6</sup>, que es considerada como un elemento basilar

---

<sup>6</sup> Se trata de un mecanismo de mitigación que apunta a limitar las emisiones de CO<sub>2</sub> provenientes del consumo de fuentes fósiles y que puede ser aplicable a distintas industrias, como la de la generación de energía eléctrica.

para el futuro del consumo del carbón (aunque no exclusivamente para él), a pesar que sea un mecanismo que deba aún superar -entre otras cuestiones- algunas barreras técnicas para que se convierta en económicamente “atractivo”. Por citar un ejemplo, la UE considera que la CCS, una vez que esté comercialmente pronta, podría representar una contribución importante para la disminución de las emisiones de CO<sub>2</sub>, especialmente en el sector de la generación de energía eléctrica. Para la consecución del objetivo de descarbonización establecido en su *Roadmap 2050*, la CCS debería ser aplicado a todas las fuentes fósiles desde ahora hasta el 2030 y a diversas industrias pesadas (European Commission, 2011). Según el IEF (2010), si bien la CCS podría aportar aspectos positivos en términos climáticos, existe una serie de obstáculos importantes que este tipo de tecnología debería superar, como el costo de la implementación y la necesidad de disminuir el consumo energético en el transporte y en el almacenamiento del CO<sub>2</sub>. De todas formas, junto a las inversiones necesarias para desarrollar esta tecnología, una de las dificultades más relevantes se relaciona -como en el caso de la energía nuclear- al conseguimiento del consenso y la aceptación de la población para utilizar dicho mecanismo.

## ¿Cuáles “esfuerzos” hacia una *governance* global?

La *governance* energética mundial presenta varios puntos críticos, como por ejemplo los tentativos infructuosos para promover la eficiencia de los mercados, las dificultades en la gestión de diversas externalidades<sup>7</sup>, el desafío de aumentar la accesibilidad a los servicios energéticos para los millones de personas que aún no puede usufructuar de ellos y el logro de un compromiso que apunte a mejorar la seguridad energética (Florini y Sovacool, 2011). A su vez, las diversas tendencias energéticas y ambientales que distinguen la actual situación ponen sobre la mesa la posibilidad que se cumplan las previsiones sobre escenarios inclines a generar conflictos interestatales, dado que “*el mundo está actualmente en una trayectoria energética insostenible y tendiente al conflicto caracterizada por una oferta volátil y poco confiable, una infraestructura frágil y vulnerable, una degradación ambiental masiva y el fracaso de suministrar los servicios energéticos*” (Florini y Sovacool, 2011, p. 57).

Basándonos en el análisis de las secciones precedentes se puede sostener que se está asistiendo al declino en la producción de algunos de los productores tradicionales de petróleo y de gas natural -como Noruega, Reino Unido y EEUU- mientras las reservas y la producción de estos bienes energéticos continúan a concentrarse en una de las zonas más inestables del mundo: Medio Oriente. Si, del lado de la demanda, los cambios acaecidos en ella están configurando *de facto* el escenario energético mundial, por el lado de la oferta el poder de la OPEP no sólo no disminuirá respecto al actual 40% sobre la producción global de petróleo, sino que también es altamente probable que éste aumente gracias al declino en la producción de los países no-OPEP (Rühl, 2008).

Existen importantes divergencias entre las principales preocupaciones de los países productores y aquellas de los mayores consumidores de energía. Los primeros no

---

<sup>7</sup> El principal ejemplo al respecto es el cambio climático, visto que -como sostiene Stern en su *Review on the Economics of Climate Change* del 2006- las emisiones de gases de efecto invernadero representan la más grande falla de mercado de todos los tiempos.

parecen dispuestos a aumentar las cantidades producidas, dado que no se están registrando los niveles de inversión necesarios para acompañar la tendencia de la demanda. Por parte de los consumidores, su mayor preocupación se relaciona con la seguridad en el suministro energético, sea respecto a las variaciones de los precios que por asegurarse el acceso a los recursos energéticos. En consecuencia, se puede afirmar que no existe actualmente un acuerdo entre las partes sobre el modo de gobernar el sistema energético mundial (Victor y Yueh, 2010).

Las instituciones internacionales que hoy en día tienen por misión la gestión de las temáticas energéticas, como la Agencia Internacional de la Energía o el Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA) demuestran fuertes limitaciones en la resolución de los principales temas del panorama energético mundial. En el caso de la primera, el principal aspecto crítico tiene que ver con la ausencia de los principales productores y exportadores de petróleo y de gas natural, que hace que quede excluida una parte fundamental del mercado energético mundial, sin la cual ningún arreglo institucional en el sector de la energía podría funcionar con factibilidad. Los problemas de la OIEA están en cambio mayormente vinculados a las amenazas derivadas del uso potencial para fines no civiles de la energía nuclear, con las notables dificultades que ello implica en el ámbito de las relaciones internacionales. Probablemente una de las pocas *novedades*, a nivel de instituciones internacionales en el sector energético, es la creación de la Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA), fundada en enero de 2009, aunque no se prospecta que ésta tenga -al menos en el corto plazo- un lugar destacado en la gestión energética.

Ante esta situación, Victor y Yueh (2010) plantean que la solución no pasaría tanto por la creación de una organización internacional extensa y abarcadora sino más bien por el establecimiento de mecanismos de coordinación de las acciones que den cuenta sea de la dimensión energética que de aquella ambiental, comprometiendo todos los gobiernos e incluyendo los intereses de los sectores público y privado. Considerando que las instituciones internacionales energéticas no han logrado a construir una estructura eficiente de *governance* global, los autores proponen emular la experiencia del *Financial Stability Board* con la creación de un *Energy Stability Board*. A través de éste sería posible establecer estándares para las inversiones que, por una parte, vayan en dirección de los intereses de los principales consumidores y, por otra parte, respeten las fuerzas del mercado para dichas *commodities*. A su vez, esto podría ejercer de impulso para coordinar las diversas iniciativas nacionales en vistas a dar mayor peso al sector *verde* de la energía. La premisa para un acuerdo de este tipo es la necesaria presencia de los principales consumidores y productores de energía, ya que la ausencia, total o parcial, de estos comprometería el éxito de la iniciativa.

La identificación de canales alternativos para la gestión de las principales problemáticas energéticas globales se ha vuelto un tema de gran relevancia, dado que estos podrían convertirse en instrumentos importantes para aumentar la transparencia y estimular una posición más cooperativa en ámbito energético (Allsopp y Fattouh, 2011). Junto a las discusiones dentro del G20, otra instancia que potencialmente podría surgir como una alternativa válida es el Diálogo entre Consumidores y Productores energéticos dentro del Foro Internacional de la Energía. Este foro está formado por los Ministros de Energía de

88 países, que representan gran parte de la oferta y de la demanda de petróleo y de gas natural global, así como también incluye los Estados de tránsito y actores claves -como los cinco Estados BRICS.

Desde el IEF han surgido algunas iniciativas para la gestión de la *governance* energética global y manejar, en este modo, la incertidumbre preponderante en este ámbito. Subrayando la importancia de la transparencia para la seguridad energética y la eficiencia de los mercados del petróleo y del gas natural, el IEF coordina -junto a APEC, Eurostat, IEA, OLADE, OPEP y UNSD- proyectos como la *Gas Data Transparency Initiative* y la *Joint Oil Data Initiative* (JODI). Esta última apunta a la creación de una base de datos que brinde información adecuada, tempestiva y completa sobre el mercado petrolero: producción de crudo, refinación, demanda de crudo y derivados del petróleo, niveles de stock, importaciones y exportaciones (IEF, 2010).

El objetivo del IEF es poner en la misma mesa de discusión/negociación los sectores público y privado, países productores, consumidores y de tránsito para alcanzar soluciones consensuadas a problemas comunes. Si bien el foro no representa una organización que pueda imponer las decisiones surgidas de su seno, la posibilidad de facilitar el diálogo y de buscar de reducir las incertidumbres y las desconfianzas entre los actores involucrados en el mercado energético, puede resultar un buen punto de partida para un proceso más amplio y complejo que culmine en un esquema institucional en grado de brindar una *buena governance* para el sector energético.

Si bien los pasos cumplidos por el IEF y su Diálogo entre Consumidores y Productores no hayan aún creado cambios sustanciales para la construcción de una *governance* energética global, permanecen como un punto de partida interesante. Las dos dimensiones en las que estos mecanismo tendrán que atraer mayores esfuerzos seguirán siendo la gestión de los hidrocarburos – principalmente la concretización de inversiones que permitan a la oferta seguir el ritmo de la demanda – y el apoyo a las tecnologías más limpias, que refuercen la transición hacia un sistema energético con un menor contenido de carbono (Victor y Yueh, 2010).

## Consideraciones finales

Si bien en este trabajo no se abordaron los temas de la agenda política del cambio climático derivado del aumento del consumo energético, el actual sistema energético muestra importantes tensiones entre las dinámicas que reinan en el mercado de las fuentes fósiles y los imperativos provenientes de dicha agenda.

No parece probable que los cambios en el sistema energético se produzcan como consecuencia de una eventual escasez de hidrocarburos, dado que el ingreso de los recursos no-convencionales han alargado notablemente su horizonte de producción.

A su vez, las dificultades derivadas de la volatilidad del precio del petróleo y la criticidad de las cuestiones geopolíticas vinculadas a dicho recurso no se conforman aún como elementos suficientes para impulsar un proceso gradual de disminución del consumo del petróleo. La sustitución del petróleo en sectores claves, como el del transporte, se prospecta altamente compleja, a pesar que se sostenga que el precio del crudo permanezca alto en el futuro, generando serios problemas para la economía mundial – con efectos más concretos para los principales consumidores e importadores de petróleo.

(Allsopp y Fattuh, 2011). Es por ello que se puede deducir que sería por el lado de la agenda del cambio climático que puedan surgir los primeros pasos de una transición hacia un sistema energético a bajo contenido de carbono.

Reflejando los cambios económicos y políticos del sistema internacional, las denominadas potencias emergentes están gradualmente aumentando su posición en el mercado de los hidrocarburos. China constituye el ejemplo más indicativo al respecto, ya que se ha convertido no sólo en un importante consumidor de hidrocarburos, sino también ostenta una posición de líder mundial en el sector de las renovables.

Las diversas posiciones de los países en el escenario internacional nos lleva a uno de los temas más ampliamente debatidos en las relaciones internacionales (esta vez enclave energética): la cooperación entre los principales actores del sistema, estatales y no estatales. La identificación de un esquema colaborativo a nivel global aparece como una condición fundamental para definir los contornos de cualquier tipo de acuerdo internacional que pretenda ser eficiente.

El problema es que la alternativa a la cooperación interestatal y al tratamiento eficiente de las agendas del sistema energético podría ser el aumento de las posiciones nacionalistas, que podrían llevar a exacerbar las tensiones entre los principales Estados. Y, como nos enseña la historia, este tipo de escenario no ha llevado a nada constructivo para nuestras sociedades.

## **Bibliografía**

ABLETT Jonathan, BRYAN LLowell and SMIT Sven. *Anticipating economic headwinds*, in «McKinsey Quarterly», November 2011, pp. 12-14.

ALLISON Graham. *Nuclear Disorder*, in «Foreign Affairs», Vol. 89, Issue 1, Jan/Feb 2010, pp. 74-85.

ALLSOPP Chirstopher and FATTUOH Bassam. *Oil and international energy*, in «Oxford Review of Economic Policy», Vol. 27, Number 1, 2011, pp. 1-32.

BILGIN Mert. *Geo-Economics of European Gas Security: Trade, Geography and International Politics*, in «Insight Turkey», Vol. 12, No. 4, 2010, pp. 185-209.

COSTANTINI Valeria, GRACCEVA Francesco, MARKANDYA Anil and VICINI Giorgio. *Security of Energy supply: Comparing scenarios from a European perspective*, in «Energy Policy», Vol. 35, Issue 1, 2007, p. 210-226.

DEUTCH John. *The Good News About Gas*, in «Foreign Affairs», Vol. 90, Issue 1, Jan/Feb 2011, p. 82-93.

EIA. *World Oil Transit Chokepoints*, Energy Information Administration, Washington, December 2011.

EMMERSON Charles and STEVENS Paul. *Maritime Choke Points and the Global Energy System. Charting a Way Forward*, Chatham House, Briefing Paper, January 2012.

European Commission. *Energy Roadmap 2050*, COM(2011) 885/2 , Brussels.

- FLORINI Ann and SOVACOOOL Benjamin K. *Bridging the Gaps in Global Governance*, in «Global Governance», Vol. 17, Issue 1, 2011, pp. 57-74.
- HAASS Richard N. *The Age of Nonpolarity*, in «Foreign Affairs», Vol. 87, Issue 3, May/June 2008, pp. 44-56.
- HOWARTH Robert W., SANTORO Renee and INGRAFFEA Anthony. *Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations*, in «Climate Change», Vol. 106, Number 4, 2011, pp. 679-690.
- IEA. *World Energy outlook 2011*, International Energy Agency, Paris, 2011.
- IEA. *Key World Energy Statistics*, International Energy Agency, Paris, 2011b.
- IEA. *World Energy outlook 2010*, International Energy Agency, Paris, 2010.
- IEA. *World Energy outlook 2009*, International Energy Agency, Paris, 2009.
- IEF. *The Maturing Producer-Consumer Dialogue*, Background Paper prepared for the 12<sup>th</sup> IEF Ministerial, 30-31 March 2010, Cancun, Mexico.
- JANSSENS Tom, NYQUIST Scott and ROELOFSEN Occo. *Another oil shock?*, in «McKinsey Quarterly», November 2011, pp. 2-11.
- KARLS Terry L. *Oil-Led Development: Social, Political, and Economic Consequences*, in «Encyclopedia of Energy», Vol. 4, 2004, pp. 661-672.
- Lehman Brothers. *Global Oil Choke Points*, Global Equity Research, Lehman Brothers, 2008.
- NIC. *Global trends 2025: A transformed World*, National Intelligence Council, Washington, 2008.
- PASCUAL Carlos. *The Geopolitics of Energy: From Security to Survival*, The Brookings Institution, 2008.
- PFC Energy. *Unpacking Uncertainty: Investment Issues in the Petroleum Sector*, Report commissioned by the International Energy Forum, July 2009.
- QUADRIO CURZIO Alberto and MICELI Valeria. *Sovereign Wealth Funds. A complete guide to state-owned investment funds*, Harriman House Publishing, Petersfield, 2010.
- ROSS Michael. The Political Economy of the Resource Curse, in «World Politics», Vol. 51, No. 2, 1999, pp. 297-322.
- RUHL Christof. *Global Energy After the Crisis*, in «Foreign Affairs», Vol. 89, Issue 2, March/April 2010 pp. 63-75.
- VICTOR David G. and YUEH Linda. *The New Energy Order*, in «Foreign Affairs», Vol. 89, Issue 1, Jan/Feb 2010, pp. 61-73.
- WILSON Dominic and PURUSHOTHAMAN Roopa. *Dreaming With BRICs: The Path to 2050*, Goldman Sachs, Global Economic paper No. 99, 2003.