

Aspectos del derrumbe El mercado petrolero mundial en 2015

Comportamiento - Tópicos - Geopolítica

Jorge Eduardo Navarrete



ASPECTOS DEL
DERRUMBE

EL MERCADO PETROLERO MUNDIAL EN 2015
COMPORTAMIENTO – TÓPICOS – GEOPOLÍTICA

JORGE EDUARDO NAVARRETE



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

ASPECTOS DEL
DERRUMBE

EL MERCADO PETROLERO MUNDIAL EN 2015
COMPORTAMIENTO – TÓPICOS – GEOPOLÍTICA

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA UNIVERSITARIO DE ESTUDIOS DEL DESARROLLO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

Enrique Luis Graue Wiechers
Rector

Leonardo Lomelí Vanegas
Secretario General

Leopoldo Silva Gutiérrez
Secretario Administrativo

Alberto Ken Oyama Nakagawa
Secretario de Desarrollo Institucional

César Iván Astudillo Reyes
Secretario de Servicios a la Comunidad

Mónica González Contró
Abogada General

Domingo Alberto Vital Díaz
Coordinador de Humanidades

Rolando Cordera Campos
Coordinador del Programa Universitario de Estudios del Desarrollo

Margarita Flores de la Vega
*Secretaria Académica del Programa Universitario
de Estudios del Desarrollo*

ASPECTOS DEL
DERRUMBE

EL MERCADO PETROLERO MUNDIAL EN 2015
COMPORTAMIENTO – TÓPICOS – GEOPOLÍTICA

JORGE EDUARDO NAVARRETE



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
CIUDAD DE MÉXICO 2016

Navarrete López, Jorge Eduardo, autor.
Aspectos del derrumbe. El mercado petrolero mundial en 2015. Comportamiento –
Tópicos – Geopolítica / Jorge Eduardo Navarrete López.
Primera edición - Ciudad de México.
157 páginas
ISBN 978-607-02-8048-1
1. Mercado - México. 2. Petróleo - México. 3. Exportación de crudo - México - EUA.
4. Calentamiento Global - México.

Primera edición: 16 de mayo de 2016
D.R. © Universidad Nacional Autónoma de México
Ciudad Universitaria, Delegación Coyoacán, 04510, México D.F.

Coordinación de Humanidades
www.humanidades.unam.mx

Programa Universitario de Estudios del Desarrollo
Planta baja del edificio Unidad de Posgrado,
costado sur de la Torre II Humanidades
Ciudad Universitaria, Delegación Coyoacán, 04510, México D.F.
www.pued.unam.mx

ISBN: 978-607-02-8048-1

Prohibida la reproducción total o parcial por cualquier medio sin la autorización escrita
del titular de los derechos patrimoniales.

Hecho en México

CONTENIDO

PRESENTACIÓN	XI
PRIMERA PARTE. EL MERCADO PETROLERO MUNDIAL EN 2015	
LOS FUNDAMENTALES DEL MERCADO	1
Una caída más abrupta y más prolongada de lo esperado	1
Evolución de demanda, oferta, existencias y precios a lo largo de 2015	2
Rastreo trimestral del comportamiento del mercado	4
Instantáneas de la evolución del mercado a lo largo de 2015	6
Hacia el final del invierno: febrero-marzo	6
Al inicio de la primavera: inestabilidad sin rumbo definido	7
Proyectos diferidos y fusiones: el verano de las corporaciones	9
Otoño: una estación accidentada	14
La OPEP: aniversario de un largo invierno	16
La evolución de las existencias comerciales	20
Un amortiguador de 3,000 millones de barriles	20
El papel de la especulación financiera	23
Los ‘hedge funds’ y las apuestas a la caída de precios	24
LAS CONSECUENCIAS DEL DERRUMBE DE LOS PRECIOS	26
Impactos sobre la economía mundial	26
La visión de los organismos multilaterales	26
Aparición gradual de los damnificados en 2015	28
Las víctimas esperadas: los productores shale de Estados Unidos	29
Los primeros reajustes de las corporaciones petroleras	31

El Mar del Norte—víctima colateral del colapso	35
Canadá: hay que admitirlo: los efectos han sido atroces	38
¿Está soportando Noruega el desplome de los precios?	40
2016: un principio de año desastroso	42
Estadísticas del comportamiento del mercado	45

SEGUNDA PARTE. LOS TÓPICOS DEL AÑO

LA ESTRATEGIA SAUDITA Y EL DERRUMBE DE LOS PRECIOS ¿UNA EXPLICACIÓN VEROSÍMIL?	50
Antecedentes:	50
La llamada estrategia saudita en 2014	50
¿Ha tenido éxito la estrategia saudita?	53
Otro punto de vista sobre la estrategia saudita	55
¿Puede proclamarse el triunfo de la estrategia saudita?	57
El balance de fin de año	60
¿Ha existido otra estrategia, la saudí – estadounidense?	62
Flash del 16 de febrero de 2016 — acuerdo inicial para congelar producción	63
EL CALENTAMIENTO GLOBAL Y EL FUTURO DE LA ENERGÍA	66
Los preparativos tempranos de la COP21	66
El G7 y el planteamiento de una economía mundial descarbonada	67
Las C6 y el establecimiento de un sistema de precios del carbono	69
La reacción de las corporaciones petroleras con sede en Estados Unidos	71
La estrategia de la AIE para alcanzar el máximo de emisiones de GEI en 2020	71

El Vaticano ante el cambio climático y el consumo de energía	73
¿Habrà que dejar in situ parte de las reservas de hidrocarburos?	77
La advertencia del gobernador del Banco de Inglaterra	77
Otro peak oil — el del consumo	79
Hacia la COP21: acciones nacionales y multilaterales	79
El Plan de Generación Eléctrica Limpia de Estados Unidos	84
Australia: una contribución modesta	86
El anuncio de China sobre un esquema de intercambio de emisiones	87
El Reino Unido consultará el retiro gradual de la generación carboeléctrica	91
El Plan de Energía Limpia de Alberta	94
La OECD restringe el financiamiento a las exportaciones de plantas carboeléctricas	96
¿Qué están dispuestas a hacer las grandes corporaciones petroleras ante las presiones en materia de cambio climático?	98
La COP21 y los combustibles fósiles	99
Antecedentes y preliminares	99
Culminación y esbozo de los resultados	103
a) Mitigación: reducción de emisiones para alcanzar el objetivo de contener el calentamiento global	105
b) Transparencia: información, contabilidad y vigilancia	111
c) Adaptación: fortalecimiento de las habilidades nacionales para hacer frente a los impactos climáticos	112
d) Pérdidas y daños: fortalecimiento de acciones, incluso ayuda y asistencia, para superar los impactos del calentamiento global	113
e) Apoyo: financiero y técnico, para que las naciones desarrollen y fortalezcan su capacidad y resistencia climáticas	113

Conclusiones preliminares	115
La Breakthrough Energy Coalition (BEC)	117
TERCERA PARTE. GEOPOLÍTICA Y PETRÓLEO	
IRÁN: EL RETIRO DE LAS SANCIONES Y SUS PRIMERAS CONSECUENCIAS	119
Previsión de las consecuencias del retiro de las sanciones	119
Primera aproximación — desde la primavera	119
Nueva ojeada a las consecuencias	122
El acuerdo Irán – P5+1	124
El acuerdo y el endoso del Consejo de Seguridad	124
Las expectativas de Irán	126
La reacción política en Estados Unidos	129
Flash del 15 de enero de 2016	129
El anuncio del final de las sanciones	129
Los inicios de un retorno espectacular a la escena global	130
ESTADOS UNIDOS: EL NUEVO EXPORTADOR DE CRUDO	132
El debate sobre las exportaciones estadounidenses de crudo	133
Eliminación del régimen de licencia y primeras exportaciones	137
CADA QUIEN SU CLUB	138
Indonesia, regreso a la OPEP	139
México, toca la puerta de la AIE	140

PRESENTACIÓN

ASPECTOS DEL DERRUMBE – *el mercado petrolero mundial en 2015* tiene su origen en una serie de documentos mensuales que, a lo largo de ese año, siguieron la pista —las diversas pistas— de la accidentada evolución del sector petrolero internacional. Derivado de documentos que se redactaron de manera periódica e independiente en doce entregas, conserva en esta formulación unificada parte del orden cronológico al que necesariamente se ciñeron esos textos. Dados a conocer bajo el título de *Mercado Petrolero Mundial*, repetido mes a mes, se encuentran disponibles en el portal del Programa Universitario de Estudios del Desarrollo.*

Ahora se presenta, sin embargo, un agrupamiento temático que cubre tres áreas principales:

Primero, el comportamiento mismo del mercado, —examinado a través de los fundamentales que lo determinan: oferta, demanda, existencias comerciales, así como de otros factores, no generalmente reconocidos como tales, pero también esenciales, como la especulación financiera, para explicar el hecho más significativo del año —la brutal caída de los precios. Los agentes, los analistas y los demás interesados en el mundo petrolero se mantuvieron pendientes, más que de ningún otro aspecto, de las fluctuaciones de las cotizaciones.

Este examen del comportamiento del mercado parte de un seguimiento de su evolución alrededor de cuatro momentos del año en los que ganaron prominencia cuestiones tales como la divulgación de informaciones y análisis de las decisiones de muy diversas corporaciones petroleras de suspender o diferir proyectos de exploración y producción o bien plantear y, en algunos casos, iniciar negociaciones para fusiones o adquisiciones, previstas esta vez, entre algunas de las corporaciones petroleras mayores o medianas y ciertas empresas dedicadas a explotar recursos no convencionales, con muy altos niveles de apalancamiento. También se reseñan las variaciones en el talante y las actitudes políticas de los gobiernos de países productores, en especial dentro de la OPEP, que a lo largo del año alimentaron especulaciones e influyeron en el comportamiento de los precios.

Se intenta también una aproximación preliminar a los actores del mercado petrolero que resultaron, desde principios de 2015, afectados por la caída de petróleo iniciada seis

* Sección “Libros, artículos y documentos de interés público”, www.pued.unam.mx

meses antes. No se trata, desde luego, de un examen exhaustivo de los damnificados por el derrumbe petrolero, sino de una visión selectiva, en buena medida arbitraria. Importa resaltar cómo las consecuencias negativas del colapso de los precios se manifestaron, en diversos momentos y particularidades diversas, en las más diversas esquinas del mercado: desde los productores shale de Norteamérica hasta Noruega. Se atiende no sólo a los países, sino también se pasa revista parcial a algunas de las corporaciones petroleras afectadas.

Segundo, el examen detallado de algunos de los tópicos que marcaron el año: la llamada ‘estrategia saudita’, examinada en su origen, contenido, alcance y consecuencias; y, la conexión indisoluble con los temas ambientales: el calentamiento global, la COP21 y la transición energética global.

La crónica de los hechos, las declaraciones y las reacciones alrededor de la llamada ‘estrategia saudita’ —que se supone consistió en una decisión deliberada del gobierno de Arabia Saudí de abandonar la defensa de los niveles de precios internacionales del petróleo, para concentrarse en preservar o acrecentar la participación en el mercado de los productores de bajo costo, aglutinados en la OPEP alrededor del reino saudí, y procurar la expulsión del mismo de los productores de alto costo, de Estados Unidos, Brasil o Rusia, entre otros— refleja, en su detalle y extensión, el hecho de que fue el tópico más debatido a lo largo de 2015 en los círculos petroleros del mundo.

También se presta atención detallada, en esta segunda sección a los preparativos, realización y resultados —mejores de los que se esperaban pero por debajo de los que deberían haberse conseguido— de la COP21, la Conferencia de las Partes de la Convención sobre Cambio Climático de las Naciones Unidas, celebrada en París hacia finales de 2015. Éstos se insertan en el amplio entorno de debates y decisiones que se dieron alrededor de los mismos, desde las decisiones del G7, las posiciones de las principales corporaciones petroleras transnacionales —las Siete Hermanas del siglo XXI— y de un impresionante grupo de ejecutivos de las principales corporaciones mundiales de alta tecnología.

Tercero y último, algunas cuestiones sobresalientes en el año de la geopolítica del petróleo: el debate y desenlace sobre el régimen de sanciones a Irán; el fin de la llamada ‘prohibición’ de las exportaciones de crudo por parte de Estados Unidos, y las decisiones encontradas adoptadas por dos actores, Indonesia y México, para afiliarse cada uno a uno de los clubes petroleros multilaterales existentes.

Se aspira a que la lectura de este texto, extenso y variado, arroje luz sobre uno de los lapsos más complicados e inciertos por los que ha atravesado el mundo petrolero, o al menos lo explique en parte.

Se advertirá la casi total ausencia de alusiones y contenidos relativos a México. Se debe a que el Grupo de Energía del PUED —del que soy parte— examinó el caso de

México en algunos seminarios académicos y documentos por separado, en especial en “La reforma energética 2014-2015: contenido, alcance y puesta en marcha”, capítulo del *Informe del Desarrollo de México 2015*, del Programa Universitario de Estudios del Desarrollo, editado por la UNAM a principios de 2016.

La preparación tanto de los documentos mensuales como de este mismo volumen fue facilitada y enriquecida por el constante diálogo y discusión mantenidos dentro del Grupo de Energía del PUED y sus colaboradores permanentes. Hago llegar a Manuel Aguilera Gómez, Francisco Javier Alejo López, Víctor Rodríguez Padilla, Fluvio Ruiz Alarcón y Ramón Carlos Torres mi reconocimiento por su constante interés, disposición al diálogo, apertura al debate y generosidad para compartir tiempo y saberes. Los eximo, por supuesto, de cualquier responsabilidad por los eventuales despropósitos que este texto contenga, la que me corresponde por completo. Doy las gracias también a Nayatzin Garrido Franco por su experta ayuda en la formación digital de los documentos mensuales y de este texto anual.

Jorge Eduardo Navarrete

CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO, MARZO DE 2016

PRIMERA PARTE

EL MERCADO PETROLERO MUNDIAL EN 2015

LOS FUNDAMENTALES DEL MERCADO

Una caída más abrupta y más prolongada de lo esperado

Los catorce meses transcurridos desde la decisión de la Conferencia de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) de noviembre de 2014 de “mantener el nivel de producción de 30.0 millones de barriles diarios (Mbd), convenido en diciembre de 2011”¹ han sido desastrosos, sobre todo en materia de precios. Aunque esa decisión no ha sido, desde luego, el único factor —y, con toda probabilidad, tampoco el más importante— se ha aceptado, de manera más o menos generalizada, fechar a partir de ella la caída precipitada, con breves altibajos y periodos de extrema volatilidad, de las cotizaciones, que abarcó a los tres principales crudos marcadores, cuyos movimientos guardaron notable simetría. En realidad, la caída se había iniciado seis meses antes, desde mediados de 2014.²

Adviértase la inaudita magnitud de la reducción relativa de las cotizaciones:

<i>De Jun 2014</i>	<i>A Dic 2014</i>	<i>A Dic 2015</i>	<i>A Ene 2016</i>
Brent	- 43.4%	- 66.8%	- 72.5%
WTI	- 48.3%	- 69.0%	- 72.4%
Canasta OPEP	- 44.9%	- 69.5%	- 75.3%
<i>Memo: MME</i>	- 45.9%	- 71.6%	- 72.4%

MME – mezcla mexicana de exportación

FUENTE: Calculado con base en el Cuadro 1

1 Organization of Petroleum Exporting Countries, “OPEC 166th Meeting concludes”, *OPEC Press Release*, Viena, 27 de noviembre de 2014 (http://www.opec.org/opec_web/en/press_room/2938.htm).

2 Con la ventaja del tiempo transcurrido, ahora se evidencia cuán parcial fue la previsión de mercado de la Conferencia de la OPEP en junio de 2014. “La Conferencia revisó los acontecimientos recientes en los mercados petroleros... advirtiendo la relativa estabilidad de los precios hasta ahora en 2014 como indicación de que el mercado cuenta con suministros adecuados y que las fluctuaciones periódicas reflejan más las tensiones geopolíticas que una respuesta a las fundamentales [del mercado].” Véase, Organization of Petroleum Exporting Countries, “OPEC 165th Meeting concludes”, *OPEC Press Release*, Viena, 11 de junio de 2014 (http://www.opec.org/opec_web/en/press_room/2845.htm).

El análisis más socorrido atribuye este comportamiento de los precios, como determinante principal, al exceso de oferta, a un mercado sobreabastecido. Sin embargo, la magnitud del excedente de oferta y sus altibajos; la evolución de la demanda, que desembocó en un aumento anual importante; las fluctuaciones, con tendencia al alza, en la acumulación de existencias comerciales, parecen sugerir que —además de los fundamentales del mercado— entraron en juego otros factores.

Evolución de demanda, oferta, existencias y precios a lo largo de 2015

Conviene comenzar con un repaso sucinto del comportamiento del mercado petrolero mundial en 2015 —trimestre a trimestre—, que atienda a la evolución de:

- la oferta, procedente de la OPEP y de los demás productores: la oferta no OPEP;
- la demanda, ejercida por los países avanzados agrupados en la Organización de Cooperación y Desarrollo Económicos—OCDE—y del resto del mundo: las economías emergentes y en desarrollo, incluidas las llamadas economías en transición, del antiguo bloque socialista;
- las existencias comerciales, tanto las mantenidas en la OCDE y China, sobre las que existe información estandarizada), y
- los precios de los crudos marcadores: el Brent, el West Texas Intermediate (WTI) y la canasta de crudos de la OPEP.

EVOLUCIÓN TRIMESTRAL DE LOS FUNDAMENTALES DEL MERCADO EN 2015 (Millones de barriles diarios –Mbd–, porcentajes y dólares por barril –Dls/b)

OFERTA						
	OPEP		No - OPEP		Total	
	Vol	%	Vol	%	Vol	%
Enero-marzo	37.7		57.4		95.1	
Cambio trimestral	- 0.1	- 0.3%	- 0.2	- 0.4%	- 0.3	- 0.3%
Abril-junio	38.8		57.5		96.3	
Cambio trimestral	+ 1.1	+ 2.9%	+ 0.1	+ 0.2%	+ 1.2	+ 1.3%
Y acumulado	+ 1.0	+ 2.6%	- 0.1	- 0.2%	+ 0.9	+ 0.9%
Julio-septiembre	39.1		57.9		97.0	
Cambio trimestral	+ 0.3	+ 0.8%	+ 0.4	+ 0.7%	+ 0.7	+ 0.7%

Y acumulado	+ 1.3	+ 3.4%	+ 0.3	+ 0.5%	+ 1.5	+ 1.5%
Octubre-diciembre	39.1		57.8		96.9	
Cambio trimestral	0	0%	- 0.1	- 0.2%	- 0.1	- 0.2%
Y acumulado	+ 1.3	+ 3.4%	+ 0.2	+ 0.3%	+ 1.4	+ 1.4%
Promedio anual	38.7		57.6		96.3	
Cambio anual	+ 1.2	+ 3.2	+ 1.3	+ 2.3%	+ 2.6	+ 2.8%

DEMANDA						
	OCDE		No - OCDE		Total	
	Vol	%	Vol	%	Vol	%
Enero-marzo	46.4		47.1		93.5	
Cambio trimestral	0	0%	- 0.6	- 1.3%	- 0.5	- 0.5%
Abril-junio	45.3		48.6		93.9	
Cambio trimestral	- 1.1	- 2.4%	+ 1.5	+ 3.2	- 0.4	+ 0.5%
Y acumulado	- 1.1	- 2.4%	+ 0.7	+ 3.2	- 0.9	+ 0.5
Julio-septiembre	46.7		48.7		95.4	
Cambio trimestral	+ 1.4	+ 3.1%	+ 0.1	+ 0.2%	+ 1.5	+ 1.6%
Y acumulado	+ 0.3	+ 0.6%	+ 0.8	+ 3.4%	+ 0.6	+ 2.1%
Octubre-diciembre	46.3		48.8		95.1	
Cambio trimestral	- 0.4	- 2.2%	+ 0.1	+ 2.1	- 0.3	- 0.3%
Y acumulado	- 0.1	- 0.8%	+ 0.7	+ 6.5	+ 0.3	+ 1.9%
Promedio anual	46.2		48.3		94.5	
Cambio anual	+ 0.5	+ 10.9%	+ 1.2	+ 2.5	+ 1.7	+ 1.8%

STOCKS						
	OCDE		China		Suma	
	Vol	%	Vol	%	Vol	%
Al 15 de enero	2,720		398		3,118	
S/tres meses antes	+ 30	+ 1.1%	+ 7	+ 1.8%	+ 37	+ 1.2%
Al 15 de marzo	2,745		411		3,156	
S/tres meses antes	+ 45	+ 1.7%	+ 33	+ 8.7%	+ 78	+ 2.5
Al 15 de junio	2,916		412		3,328	
S/tres meses antes	+ 171	+ 6.2%	+ 1	+ 0.2%	+ 172	+ 5.4%
Al 15 de septiembre	2,967		402		3,369	
S/tres meses antes	+ 57	+ 1.7%	- 10	- 2.4%	+ 41	+ 1.2%
Al 15 de diciembre	2,974		384		3,368	
S/tres meses antes	+ 7	+ 0.2%	- 18	- 4.5%	- 1	-0.2%
S/un año antes	+ 236	+ 8.6%	+ 6	+ 1.6%	+ 242	+ 7.7%

PRECIOS						
	Brent		WTI		Canasta OPEP	
	Dls	%	Dls	%	Dls	%
Enero-marzo	55.19		48.68		50.30	
Cambio trimestral	- 21.81	- 28.3%	- 24.43	- 33.4%	- 22.85	- 31.2%
Abril-junio	63.48		57.94		59.89	
Cambio trimestral	+ 8.29	+ 15.0%	+ 9.26	+ 19.0%	+ 9.69	+ 19.1%
Y acumulado	- 13.52	- 17.6%	- 15.17	- 28.7%	- 13.16	- 18.1%
Julio-septiembre	51.19		46.52		48.16	
Cambio trimestral	- 12.29	- 19.4%	- 11.42	- 19.7%	- 11.73	- 19.6%
Y acumulado	- 25.81	- 34.5%	- 26.59	- 37.4%	- 24.89	- 34.2%
Octubre-diciembre	44.69		42.18		39.84	
Cambio trimestral	- 6.50	- 12.7%	- 4.34	- 9.3%	- 8.32	- 17.3%
Y acumulado	- 32.25	- 42.0%	- 30.93	- 42.3%	- 33.21	- 45.5%
Promedio anual	53.37		48.80		51.28	
Cambio anual	- 45.64	- 42.3%	- 44.04	- 47.4%	- 45.01	- 46.7%

NOTA: Algunas sumas se ven afectadas por el redondeo.

FUENTE: International Energy Agency, *Oil Market Report*, diversos números de 2015

Rastreo trimestral del comportamiento del mercado

En el primer trimestre destacó la caída marginal de la oferta de petróleo, manifiesta tanto fuera de la OPEP —en especial en aceite no convencional en Canadá y Estados Unidos, aunque la magnitud de la reducción fue mínima y no llegó a modificar una tendencia general al alza— como en la OPEP misma, también marginal y originada sobre todo en disrupciones de la producción por tensiones y conflictos. Tras el segundo de 2014, un semestre de bajas pronunciadas en los precios, se manifestaron algunos indicios de crecimiento de la demanda originados en los deprimidos niveles de precio y en factores estacionales. El impulso alcista de la demanda se vio frenado por una previsión de crecimiento económico pobre en los países avanzados y relativamente menos dinámica en las economías emergentes. Los movimientos de las existencias obedecieron sobre todo a factores estacionales, con un aumento relativamente moderado. Las fuertes caídas de los precios de los tres marcadores en el trimestre, de alrededor de 30%, obedecieron más a la continuación de la tendencia a la baja establecida desde mediados de 2014, aunque no hubo factores específicos que la exacerbaran en enero-marzo.

El segundo trimestre, en cambio, registró un crecimiento relativamente alto de la oferta, sobre todo la proveniente de la OPEP (con alza superior al millón de barriles diarios), con los altos niveles alcanzados por Arabia Saudí e Irak, que compensaron las

continuadas caídas en otros productores, y un aumento modesto (del orden de 100 mil barriles diarios) en la producción no-OPEP. Una visión más positiva de la perspectiva de crecimiento de la economía mundial, que no llegó a concretarse, y la reconstitución de existencias comerciales en la OCDE impulsaron un aumento significativo, cercano al millón y medio de barriles diarios, en la demanda de crudo, que compensó la leve disminución observada en el mundo en desarrollo, cuyas perspectivas de crecimiento comenzaban a debilitarse. Estos desarrollos produjeron una reacción trimestral positiva en los precios, que permitió un respiro generalizado en la primavera, pero que no establecería una tendencia para el resto del año.

En el tercer trimestre se presentó una moderación del crecimiento de la oferta, en parte como respuesta a una fuerte caída de los precios en julio motivada en la importante alza de suministros del semestre anterior. Empezaron a manifestarse reacciones muy inmediatas de la producción ante las fluctuaciones de los precios, sobre todo los movimientos temporales a la baja, más en el seno de la OPEP que fuera de ella. La inestabilidad del mercado resultó más manifiesta y la acumulación de inventarios comerciales reflejó en buena medida un motivo precaución ante la mayor volatilidad. La caída de precios en julio-septiembre anuló la recuperación anotada en el trimestre previo y confirmó la tendencia bajista.

En el cuarto trimestre el mercado atravesó un periodo de fluctuaciones mensuales más intensas que en los primeros nueve meses del año. La oferta se frenó hasta registrar una leve caída respecto del trimestre anterior, pero se mantuvo en 1.5 Mbd sobre el último del año precedente. Se fortaleció la expectativa de una reducción significativa, ya en 2016, de la producción no convencional en Norteamérica, pero menos pronunciada que la que hubiera podido esperarse ante la magnitud y profundidad de la caída de precios. La demanda se debilitó con fuerza en el segmento avanzado de la economía mundial, ante la perspectiva de una nueva moderación del crecimiento económico. Hacia el final del periodo, el abandono de la cuota global de producción de la OPEP acentuó la caída de los precios.

Uno de los puntos insuficientemente aclarados en el análisis previo es el relativo a la contribución real de la OPEP al excedente de oferta y, por tanto, al desplome de los precios. La mayoría de los análisis convencionales de mercado atribuyen a la ‘sobreproducción de la OPEP’ la mayor—si es que no la exclusiva—responsabilidad por esos fenómenos. Un análisis de mercado de febrero de 2016 de la *Energy Information Administration* (EIA) de Estados Unidos³ arroja luz sobre este asunto. La producción de crudo de la OPEP, dice el estudio, alcanzó en 2015 un volumen promedio de 31.6 Mbd, con alza de 0.8 Mbd, atribuible sobre todo a la creciente producción de Irak y Arabia

³ U. S. Energy Information Administration (EIA), “Short-term Energy Outlook”, 9 de febrero de 2016 (https://www.eia.gov/forecasts/steo/report/global_oil.cfm).

Saudí. Hay que añadir 6.6 Mbd de producción de líquidos diferentes del crudo. (La estimación queda un tanto por debajo de la presentada por la *Agencia Internacional de Energía* (AIE), que se presenta en el cuadro 3).

“La EIA supone que una reducción de la producción, convenida entre los miembros de la OPEP y otros productores importantes, no tendrá lugar en el período de análisis [que cubre hasta 2017] pues los principales productores de la OPEP llevarán adelante la estrategia de defender su participación en el mercado.”

El excedente de capacidad de producción de crudo de la OPEP —añade la AIE— alcanzó a 1.6 Mbd en promedio en 2015. “La capacidad excedente es un indicador típico de las condiciones del mercado y una capacidad excedente inferior a 2.5 Mbd se interpreta como indicación de un mercado relativamente equilibrado. Sin embargo, la continuada acumulación de inventarios y los elevados niveles reales y previstos de inventarios globales hace menos significativo un nivel relativamente bajo de capacidad excedente”, como el que se encontró en la OPEP hacia finales de 2015.

En suma, no parece existir evidencia suficiente de que hayan sido los volúmenes adicionales de oferta proveniente de la OPEP los responsables mayores de la caída de los precios en 2015.

Instantáneas de la evolución del mercado a lo largo de 2015

Hacia el final del invierno: febrero-marzo

Hacia mediados de enero se frenó la rápida caída de las cotizaciones de las semanas anteriores y las fluctuaciones diarias de los crudos marcadores empezaron a apuntar al alza. A mediados de febrero ya se observaban niveles superiores a los de principios de año. La cautela de la mayor parte de los analistas al predecir el comportamiento de las cotizaciones en las semanas y meses siguientes se fue disipando poco a poco y varios afirmaron que podría pensarse en un nuevo mínimo de alrededor de 50 Dls/b, 60% por debajo de los máximos de junio de 2014. A partir de esta idea, continuó discutiéndose, con menor grado de acuerdo, la magnitud de la recuperación, planteándose un rango amplio, entre 50 y 80 Dls/b como límite superior para finales de 2015. Varios análisis, como el de la AIE, hablaron de que “los participantes en el mercado parecen vislumbrar alguna luz al final del túnel”⁴. En cambio, Citigroup —que atiende, más que a las de la producción física, a las tendencias de los mercados financieros a futuros— advirtió que

4 International Energy Agency, *Oil Market Report – Highlights*, 10 de febrero de 2015 (www.iea.org/oilmarketreport/omrpublic).

“la tormenta todavía no ha concluido”.⁵

Entre los factores que permitieron este efímero repunte de fin del invierno se mencionan, además de la reducción fraccional del suministro global, el hecho de que abarcara a los dos grupos de productores (OPEP y no-OPEP); la continuada reducción del número de aparejos de perforación de *shale oil* activos en EUA, aunque su impacto en los volúmenes producidos sólo se manifestaría en la segunda mitad del año; las repetidas noticias de reducción de gastos de inversión y de recorte de trabajadores de muy diversas empresas productoras, y el fortalecimiento de la recuperación económica en Estados Unidos.

Una moderación de la oferta en 2015 —sobre todo por el impacto de las reducciones en los gastos de capital de las empresas y una elevación bastante más leve de la antes prevista en el abasto no-OPEP— daría lugar a que en el segundo semestre la demanda por el petróleo de OPEP llegara a 30.2 Mbd, ligeramente por encima de la meta oficial de producción (30 Mbd). En el conjunto del panorama, se esperaba también una moderación más marcada del aumento de la producción de EUA, sobre todo en la segunda parte del año.⁶

Al inicio de la primavera: inestabilidad sin rumbo definido

A diferencia de lo ocurrido en las cuatro semanas anteriores, entre mediados de febrero y mediados de marzo se registraron fluctuaciones cotidianas de las cotizaciones de dos crudos marcadores (Brent y WTI) que no siguieron una dirección definida. De este modo, no se cumplieron las expectativas voceadas un mes antes: la luz al final del túnel que algunos creyeron advertir no terminó de encenderse, pues no se mantuvo la orientación al alza registrada para ese momento, aunque tampoco hubo nuevas caídas precipitadas. El mercado entró más bien en una etapa volátil, sin rumbo definido. Si se quisiera ver una señal, ésta sería la del posible establecimiento de bandas de fluctuación de entre 55 y 60 Dls/b para el Brent y aproximadamente 6 dólares menos para el WTI. Pareciera, “que el precio del petróleo comienza a estabilizarse” afirmó la AIE en su informe mensual de marzo, aunque advirtió que “se trata, en todo caso, de un equilibrio muy precario.”⁷

Una visión contrastante, entre varias otras, provino de Rex Tillerson, principal ejecutivo de ExxonMobil, quien hizo notar que, como resultado de la persistente abundancia de oferta y “una economía mundial no muy saludable”, había que aceptar un largo periodo de

5 Citado en Emiko Terazono, “Brent above \$60 on oil company cutbacks”, *Financial Times*, 13 de febrero de 2015 (www.ft.com).

6 Ed Crooks *et al.*, “Sharp drop in US rigs drilling for oil”, *Financial Times*, 16 de enero de 2014 (www.ft.com).

7 International Energy Agency, *Oil Market Report – Highlights*, 13 de marzo de 2015 (www.iea.org/oilmarketreport/omrpublic)

precios bajos y, quizá, fuertes fluctuaciones y sacudidas. La impresión que quiso transmitir fue la de que, si había países productores capaces de vadear un período prolongado de precios bajos, del lado de las corporaciones petroleras, por lo menos ExxonMobil se encontraba en una situación similar.⁸

Como corresponde a un periodo mas volátil e incierto, numerosos y muy variados factores entraron en juego para determinar ese comportamiento del mercado. En los informes mensuales de la AIE y en otros análisis se destacaron los siguientes, contrastando los que favorecían la estabilización y eventual recuperación de las cotizaciones y los que, por el contrario, contribuían, al menos en el corto plazo, a su debilitamiento y posibles nuevas reducciones significativas:

Favorecían la recuperación:	Presionaban a la baja:
La continuada reducción del número de <i>rigs</i> activos en Estados Unidos, la que, sin embargo, no había dado lugar aún a reducciones de la producción, pero que podría provocar, si no una caída, al menos a un crecimiento menos acelerado de los suministros globales. Se pensaba que, en tanto se demorase el ajuste de la producción, éste podría ser más abrupto. Se estimaba que el volumen total de oferta registrado en febrero, de 94 Mbd, sería similar al que se observaría, como promedio, para el año. Como, desde mediados de 2014 se había registrado un incremento constante, aunque moderado, de la demanda mundial de crudo, se confiaba en que en 2015 el incremento podía mantener ese ritmo, con un volumen total, al cierre del año de 93.5 Mbd. Existía entonces la expectativa de que, hacia finales de 2015, se llegaría a una situación próxima al equilibrio en el mercado, que favorecería la estabilidad o incluso el alza de los precios.	La continua alza de la oferta en Estados Unidos, en volúmenes que superan las expectativas, al tiempo que los inventarios comerciales de crudo habían alcanzado un nivel récord. Estos altos inventarios absorbieron buena parte de la mayor demanda derivada del duro invierno que se había experimentado en Norteamérica. La OPEP mantenía sin variación notable su volumen de oferta, como acordó en noviembre, pues las reducciones originadas en factores geopolíticos, sobre todo en Libia, se vieron casi compensadas por aumentos en Arabia Saudí, Irak y Angola. La posibilidad de un acuerdo que suspenda o levante las sanciones a Irán y permita la libre adquisición de suministros de petróleo y gas provenientes de la república islámica. La persistente debilidad de la actividad económica mundial seguía frenando el crecimiento de la demanda global de petróleo.

8 “BP chief warns of oil industry slump”, *Financial Times*, 3 de febrero de 2015 (www.ft.com).

Proyectos diferidos y fusiones: el verano de las corporaciones

A mediados de mayo, Rystad Energy, la firma consultora de Noruega, dio a conocer un estudio de acuerdo con el cual las corporaciones petroleras internacionales, “desesperadas por reducir costos ante el desplome de sus ingresos, han retrasado, diferido o abandonado” más de 120 proyectos de inversión en poco más de una docena de países alrededor del mundo.⁹

Los 26 más importantes son los siguientes:

<i>País</i>	<i>Proyecto</i>	<i>Tipo</i>	<i>Operador</i>	<i>Inversión diferida (millones Dls)</i>
Angola	Chissonga	Aguas profundas	Maersk Oil	3,100
Australia	Cash-Maple	GNL	PTTEP	1,200
	Arrow LNG	GNL	Shell	28,000
Canadá	Kirby North, fase 1	Arena bituminosa	Canadian Natural	1,800
	Christina Lake, fase G	Arena bituminosa	Cenovus Energy	2,500
	Foster Creek, fase H	Arena bituminosa		1,500
	Narrows Lake, fase A	Arena bituminosa		1,800
	Sunrise, fases 2ª y 2B	Arena bituminosa	Husky Energy	7,000
	White Rose Extension	Aguas profundas		3,700
	Mariana Oil Sands Thornbury	Arena bituminosa	PTTEP	1,800
	Pierre River, fases 1 y 2	Arena bituminosa	Shell	10,000
	Carmon Creek, fases 1 y 2	Arena bituminosa		4,000
	MacKay River, fase 2	Arena bituminosa	Suncor Energy	800
	Carmon Creek, fases 1 y 2	Arena bituminosa		4,000
	MacKay River, fase 2	Arena bituminosa	Suncor Energy	800

⁹ Citado en Christopher Adams, “From Canada to Australia, energy groups’ cuts are laid bare”, *Financial Times*, 18 de mayo de 2015.

China	Liuhua 11-1	Aguas someras	CNOOC	1,500
	Lihua 16-2	Aguas someras		1,200
Ecuador	Pungarayacu, fase 1	Aceite pesado	PetroAmazonas	1,600
Estados Unidos	Mad Dog 2	Aguas profundas	BP	12,500
Indonesia	Ande-Ande Lumut	Aguas someras	Santos	800
Irak	Simrit (Ain Sifni)	En tierra	Hunt Oil	1,000
(Islas Malvinas)	Sea Lion, fase 1 ^a	Aguas profundas	Premier Oil	2,300
Kazajastán	Tengiz – crecimiento futuro	En tierra	Tengizchevroil	8,800
Mauritania	Banda	Gas costa afuera	Tullow Oil	800
Namibia	Kudu	Gas costa afuera	Namcor	1,500
Noruega	Tommeliten Alpha	Aguas someras	ConocoPhillips	2,500
	Johan Castberg	Aguas profundas	Statoil	10,300
	Snorre Late Life	Aguas profundas		6,500
Trece países	26 proyectos	Seis tipos	18 empresas	118,500

Al posponer las decisiones de inversión, las compañías esperan mejorar sus flujos de caja, proteger sus utilidades y reservas para dividendos y beneficiarse, más adelante, de costos de desarrollo más bajos. La diferición de algunos proyectos reduce el nivel mínimo de rentabilidad de otros y puede provocar, si se mantiene o acentúa la recuperación de las cotizaciones, una feliz y rara coincidencia: precios al alza y costos a la baja.

Por otra parte, las consecuencias de los proyectos diferidos o abandonados sobre los niveles de producción no serán inmediatas. El analista jefe de Rystad, Per Magnus Nysveen, hace notar que “aunque ahora presenciamos reducciones de inversión muy rápidas y generalizadas, es difícil que den lugar a caídas de los niveles de producción antes del año próximo”. La propia naturaleza de estos recortes significa que se requerirán varios años para que se filtren sus consecuencias. Si muchos de los proyectos diferidos identificados en el cuadro se retoman dentro de dos años, el aumento de producción que se esperaba generasen se producirá hacia 2022 en lugar de 2019 o 2020.

Desde el punto de vista de los productores, Rystad hace notar que la OPEP puede aumentar su participación en el mercado en alrededor de 2 millones de barriles a la vuelta de cinco años, como resultado de los proyectos suspendidos en otros países. “A fin de cuentas, Riad puede ganar la guerra por el dominio del mercado.”

Meses después, la empresa de consultoría Wood Mackenzie presentó la estimación

de que, con niveles de precios del orden de 50 Dls/b, “no resultan factibles nuevos proyectos petroleros, tanto en zonas convencionales como en campos no convencionales de Norteamérica, por recursos no comprometidos estimados en 1.5 billones de dólares”¹⁰. Hasta ahora, los operadores han buscado reducciones de los costos de los proyectos entre 20 y 30 por ciento y, mediante reducciones en los pagos por servicios, han conseguido recortes de entre 10 y 15 por ciento, como media. En estas condiciones, para asegurar su viabilidad económica, es necesario que los operadores consideren también la optimización de los proyectos y encuentren formas más eficientes para relacionarse con los proveedores de servicios.

“En la medida en que la industria extractiva responde ante los precios bajos del petróleo —manifestó uno de los ejecutivos de la consultora— las inversiones se contraerán en alrededor de 220 mil millones de Dls en 2015 y 2016, en relación a las proyecciones elaboradas antes del colapso de los precios. Además de la menor actividad en campos en tierra firme en Norteamérica, un total de 46 proyectos han sido diferidos a causa de la caída de precios. Consideramos que hasta un total de 1.5 billones de Dls en gasto de inversión destinado a nuevos proyectos, ya estudiados, en yacimientos convencionales y yacimientos de lutitas en Estados Unidos no podrán financiarse o, dicho más claramente, no resultarán rentables con precios del petróleo de 50 Dls/b. Esos proyectos están en zona de riesgo.”

Por otra parte, mientras que la industria internacional de servicios petroleros tiene capacidad para manejar entre 40 y 50 nuevos proyectos por año, la consultora WoodMcKenzie estimaba que “sólo seis nuevos proyectos se echen a andar en 2015 y alrededor de 10 en 2016”. Lo anterior significa diferir proyectos de explotación de reservas del orden de los 20,000 millones de barriles, monto que casi duplica las reservas probadas de México.

“Para inducir cambios estructurales en los costos de la industria —agrega el informe de esta consultora— se requeriría un periodo prolongado de bajos precios que se extienda por cierto número de años. Esto es improbable. Estimamos que los precios del petróleo comenzarán a recuperarse en 2017 y nos parece real el peligro de que reaparezcan las presiones inflacionarias de costos. La clave para conseguir prácticas más eficientes se encuentra en una cooperación más sólida entre operadores y compañías de servicios. Es probable que los ganadores se encuentren entre los operadores con una amplia cartera de proyectos ejecutables a corto plazo que puedan aprovechar las reducciones de costos que se están produciendo en 2015/16.”¹¹

10 El informe de la consultora es glosado por Christopher Adams, “Oil majors rein in spending amid waiting game with suppliers”, *Financial Times*, 26 de julio de 2015.

11 *Ibidem*.

Entre los proyectos afectados se mencionan la extensión de “Mad Dog” de BP en el Golfo de México, “Domino” de Exxon-Mobil en Rumania y el gigantesco desarrollo “Browse” de gas natural licuado de Woodside Petroleum en Australia.

Por otra parte, en la perspectiva de que se prolongue la fase de precios deprimidos —que en el verano se situaron en niveles entre 40 y 50 por ciento más bajos que los de la primera mitad de 2014— se ha replanteado como respuesta de largo plazo de la industria acudir a una serie de fusiones y adquisiciones (F&A) similar a la ocurrida a finales de los años noventa, de la que datan las actuales “super-mayores” corporaciones petroleras globales.

Desde abril último se habla de la oferta de Shell para adquirir el Grupo BG.¹² Se piensa que ésta, la mayor operación de consolidación de empresas en el campo de la energía en por lo menos un decenio, puede haber abierto la puerta a otras grandes F&A, pues el colapso de los precios del petróleo puede desembocar en una reestructuración de la industria. La gran diferencia, se asegura, es que el eje de las nuevas F&A se situaría en las empresas que han protagonizado el auge de la producción de petróleo no convencional (*shale oil o light tight oil*—LTO)¹³.

Un ejecutivo petrolero, citado en la nota mencionada, señaló: “El viento helado de la austeridad ha golpeado fuerte a las firmas independientes. Me sorprendería si no se combinaran entre un cuarto o un tercio de las empresas con activos más sólidos.”

Dado que es muy estrecho el campo para megafusiones —por ejemplo, la de compra de BP por ExxonMobil, a la que el gobierno británico ha manifestado oponerse— el mercado parece examinar otras opciones en las cuales productores *shale* medianos y pequeños pueden resultar atractivos para las grandes corporaciones. Así, una serie de empresas activas en LTO aparecen como objetivos potenciales para ser adquiridos por grandes empresas petroleras.

“Muchos productores de *shale*, ante la caída de los precios del crudo, redujeron sus costos y mejoraron su productividad, por lo que se abatió el precio mínimo que permite la explotación económica (*break-even price*) de nuevos recursos a alrededor de 60 Dls/b y consiguieron que sus reservas resultaran mucho menos costosas de extraer que gran parte de los recursos en aguas profundas, de crudo pesado e incluso algunos convencionales de las grandes empresas”—señalan también Adams y Crooks en la nota citada.

Por otra parte, la caída de precios ha colocado a los productores *shale* en una situación financiera más difícil que a las grandes empresas, lo que los vuelve vulnerables a posibles

12 “Shell y BG: ¿regresan las grandes fusiones y adquisiciones?”, *Memorándum 26 / Mercado petrolero mundial: indicios de un mayor desbalance / abril de 2015*, pp 6-9 (www.pued.unam.mx)

13 Christopher Adams y Ed Crooks, “After the oil rout, energy deals are set to focus on US shale”, *Financial Times*, 9 de junio de 2015 (www.ft.com).

ofertas de adquisición. En la nota citada se identifica a las siguientes empresas como posibles adquirentes y adquiribles:

<i>Adquirente potencial</i>	<i>Aplancamiento (%)</i>	<i>Break-even (Dls/b)</i>	<i>Adquirido potencial</i>	<i>Aplancamiento (%)</i>	<i>Break-even (Dls/b)</i>
Gasprom	8.5	80.9	Lundin	71	44.9
ExxonMobil	11.8	76.8	Halcon Energy	61	68.5
Occidental	19.6	73.0	Continental Resources	61	68.5
ENI	20.1	71.3	Gulf Keystone	58	54.1
BP	21.4	67.0	Tullow Oil	51	38.1
PetroChina	25.6	75.7	EP Energy	49	60.1

Notas: Apalancamiento se refiere al porcentaje que la deuda neta representaría del capital empleado en 2016. Fuente citada: Goldman Sachs.

Se aprecia una coincidencia de intereses y vulnerabilidades. Los adquirentes potenciales, grandes corporaciones con escasa presencia en el segmento no convencional y bajo grado de apalancamiento, con niveles elevados de precios mínimos para operar económicamente, por el peso creciente de la producción de alto costo, pueden manifestar interés en el segmento no convencional de rápido crecimiento, amplias opciones de reducción de costos y mejoras de productividad. Las empresas que trabajan en este segmento, han logrado precios *break-even* inferiores a los de las grandes corporaciones, pero trabajan con altos niveles de apalancamiento que las vuelven vulnerables ante posibles nuevas caídas de precios. Ser adquirido por una gran empresa puede resultar una operación mutuamente conveniente.

El análisis concluye que es preciso que se aclare la perspectiva del mercado para que algunas de estas adquisiciones se realicen. Los compradores potenciales tienen que considerar la conveniencia de abrir nuevas operaciones en nuevas áreas de recursos convencionales, en Asia Central o en África. Los adquiridos potenciales explorarán primero otras opciones, como acceder a nuevos créditos. Si los precios del crudo no obtienen una recuperación importante para mediados de 2016, el atractivo de este nuevo tipo de F&A puede volverse irresistible.

Otoño: una estación accidentada

En especial en octubre y las primeras semanas de noviembre, el otoño fue un período muy accidentado en el comportamiento de los precios y los mercados. Una breve y apta apreciación de conjunto es la siguiente:

“Quienes esperaban hacia mediados de noviembre un apuntalamiento de los precios de los productos básicos, incluso el petróleo, sufrieron una profunda decepción. Los precios del crudo estadounidense (WTI) se situaron por debajo de los 40 Dls/b por primera vez desde abril último, después de que [los excedentes sobre el promedio de] los inventarios acumulados llegaron a 483.7 millones de barriles, muy cerca de su nivel máximo de 490.9 Mb. Se produjeron manifestaciones adicionales de abatimiento de la demanda, esta vez en Japón, donde los consumidores jóvenes han reducido el uso de gasolina afectando los márgenes de refinación de las empresas petroleras y dando lugar a fusiones defensivas entre éstas. Statoil, la empresa noruega controlada por el Estado, señaló que no esperaba un pronto repunte de los precios. Siguiendo el ejemplo de la Shell, anunció el abandono de sus actividades en el Ártico, considerándolas insostenibles a los actuales niveles de precios.”¹⁴

Ya en vísperas de la conferencia ministerial de la OPEP, algunos analistas encontraron, en declaraciones aisladas de diversos funcionarios sauditas, indicios que apuntaban la posibilidad, no de un cambio brusco de estrategia por parte del reino, sino de una cierta modulación que la oriente a favorecer una estabilización de las cotizaciones en el rango de 60 a 80 Dls/b.

Al intervenir en un seminario celebrado en Bahrain, el ministro saudí de Petróleo, Alí al-Naimi, declaró que “podría ser oportuno mencionar el papel del Reino de Arabia Saudí en la estabilidad del mercado petrolero y su continuada disposición a realizar arduos esfuerzos, en cooperación con todos los países productores y consumidores, dentro y fuera de la OPEP, a fin de mantener la estabilidad del mercado y los precios”¹⁵.

Parece considerarse, como se ha señalado en muy diversos círculos, que la caída de los precios desde mediados de 2014 ha provocado reducciones de tal magnitud en los presupuestos de inversión en exploración y extracción de países y empresas, que podrían

14 Kiran Stacey, “Oil glut and green gestures”, *Financial Times Energy Source*, 20 de noviembre de 2015 (<http://www.reuters.com/article/2015/11/09/china-climatechange-idUSL3N13023O20151109#1aiCuQ4B8C779Lfi.97>)

15 “Market Watch: Crude prices seesaw after Saudi’s oil minister statement”, *Oil and Gas Journal*, Houston, 23 de noviembre de 2015 (<http://www.ogj.com/articles/2015/11/market-watch-crude-prices-seesaw-after-saudi-oil-minister-s-statement.html>)

desembocar en una fuerte caída de la oferta en el mediano plazo y dar lugar, cuando la demanda se recupere, a un rebote enorme y desestabilizador de los precios.¹⁶

En su informe mensual correspondiente a octubre¹⁷, la OPEP destaca que éste fue el tercer mes consecutivo en que el precio de su canasta de crudos de referencia (OCR) se mantuvo estable en un nivel deprimido (45 Dls/b), “alrededor del cual ha fluctuado desde finales de julio”, en ausencia de cambios en los fundamentales del mercado, que se mantiene sobreabastecido.

Sin embargo, tanto en la segunda mitad de octubre como en la primera de noviembre hubo fluctuaciones bruscas de un día a otro, tanto en otros marcadores como en la canasta OPEP. Entre los factores de presión que siguieron presentes destacan los altos niveles de inventarios, tanto de crudo como de productos, y la persistente desaceleración económica en China. Se advirtió también un cierto deterioro en los márgenes de refinación, sobre todo en Estados Unidos y Europa. “Sin embargo, el mercado se ha visto sostenido por la reducción de las perforaciones de exploración en Estados Unidos, que actúa como un sostén inferior de los precios.”

Entre octubre y noviembre, estuvieron en juego factores tanto alcistas como depresivos en los mercados de crudo. Los que subraya el análisis de la OPEP destacan los siguientes:

Factores al alza	Factores a la baja
De coyuntura inmediata: renovadas tensiones geopolíticas en el Medio Oriente; indicadores positivos del comportamiento manufacturero en China, y riesgo de disrupción de oferta por el huracán Joaquín.	Indicios de continuada situación de excedentes de oferta en muy diversos segmentos del mercado; riesgo de que un entendimiento sobre el presupuesto en el Congreso de EUA incluya la venta de crudo de la reserva estratégica; indicios de que la temporada invernal en el hemisferio norte sea benigna, y aumento de la probabilidad de un rápido retorno al mercado de petróleo iraní, al completarse el acuerdo nuclear.
De posible mayor permanencia: alzas de precios de las gasolinas y cinco reducciones semanales consecutivas en el número de pozos activos en Estados Unidos.	

Sobre el abatimiento del número de pozos activos en Estados Unidos, el mismo informe de la OPEP, con base en información de Baker Hughes, muestra que en el año contado al 15 de octubre de 2015 su número se redujo en 1,154 para situarse en 775, con la siguiente distribución:

16 Anjil Raval y David Sheppard, “Saudi counters ‘lower for longer’ oil mantra”, *Financial Times*, 26 de noviembre de 2015 (<http://www.ft.com/intl/cms/s/0/4f3567a2-938d-11e5-b190-291e94b77c8f.html#axzz3sbnwOixR>)

17 Organization of Petroleum Producing Countries, *OPEC Monthly Oil Market Report*, 12 de noviembre de 2015, pp 5 ss (www.opec.org).

<i>Producto, localización y tipo de pozo</i>	<i>Al 30 Oct 15</i>	<i>Variación en</i>			
		<i>una semana</i>	<i>un mes</i>	<i>un año</i>	<i>% anual</i>
Petrolero	578	- 16	- 36	- 1,004	- 63
Gasífero	197	4	2	- 149	- 43
Tierra adentro	738	- 11	- 38	- 1,124	- 60
Costa afuera	37	- 1	4	- 30	- 45
Direccional	86	- 1	3	- 125	- 59
Horizontal	577	- 14	- 32	- 776	- 57
Vertical	112	3	- 5	- 253	- 69
Total	775	- 12	- 34	- 1,154	- 60

A pesar de esta muy pronunciada reducción en el número de pozos activos, los volúmenes de producción continuaron creciendo hasta finales de año, aunque la tasa de aumento mostró una franca declinación conforme avanzaba 2015 y se preveía se volviese negativa el primer semestre del año siguiente, sin que pudiera desecharse una posible leve recuperación en el segundo.

La OPEP: aniversario de un largo invierno

El viernes 4 de diciembre se efectuó, en la sede de la Organización, la conferencia ministerial de fin de año de la OPEP —formalmente, la 168ª Conferencia de la Organización de Países Exportadores de Petróleo. Un año después de adoptada la decisión de mantener los volúmenes de producción de sus miembros alrededor de la cuota total de 30 Mbd, uno de los factores que acentuaron el exceso de abastecimiento del mercado y la espectacular caída de precios registrada a lo largo del año, no se descartaba —aunque siempre se le atribuyó muy baja probabilidad— la opción de que la OPEP decidiera resumir su papel de “productor marginal” (*swing producer*) y buscar una recuperación de los precios por vía de la reducción de la oferta. En este sentido, la gran noticia de la conferencia de la OPEP de diciembre de 2015 fue que no produjo ninguna noticia, al menos en el sentido que se esperaba.

OPEP: DECISIONES DE LA CONFERENCIA	
<i>166ª Conferencia (27 noviembre de 2014)</i>	<i>168ª Conferencia (4 diciembre de 2015)</i>
“...la Conferencia decidió mantener el nivel de producción de 30Mbd, como se acordó en diciembre de 2011” ¹⁸ .	“...la Conferencia acordó que los países miembros deben continuar siguiendo de cerca los acontecimientos en los meses venideros” ¹⁹ .

En 2014 se ratifica un tope de producción. Un año después, no se hace más referencia a niveles de producción. En otras palabras, ninguna noticia.

COTIZACIONES MENSUALES PROMEDIO DE CRUDOS MARCADORES Y DE LA MME ^d			
<i>Crudo^a</i>	<i>Junio 2014</i>	<i>Noviembre 2014</i>	<i>Diciembre 2015^b</i>
Brent	111.72	79.63	43.44
WTI	105.05	75.70	40.71
Canasta OPEP	107.89	75.77	38.38
MME ^c	100.03	72.11	32.40

^aDólares por barril ^bPrimeras cuatro jornadas ^cMezcla mexicana de exportación ^d²⁰

Se conviene en considerar que el desplome de los precios internacionales del petróleo se inició, en su actual fase, a mediados de 2014 y que, para cuando se reunió la OPEP en noviembre de ese año, la caída era ya muy notable, superior a una cuarta parte para los crudos marcadores. Con altibajos y fluctuaciones considerables, el desplome—con notable simetría de movimientos—se acentuó ese mismo diciembre y a lo largo de 2015, para llegar, a principios de diciembre, momento de la nueva Conferencia de fin de año, a niveles que equivalen, en general, a la mitad de los de un año antes y a apenas algo más de un tercio de los registrados a mediados de 2014.

A principios del otoño se discutió insistentemente si la ‘estrategia saudita’ —nombre clave para aludir a la decisión de la OPEP de mantener sobreabastecido el mercado, deprimir los precios y expulsar del mercado o reducir sustancialmente la oferta de crudos de alto costo de producción o reducirla sustancialmente— había tenido o estaba teniendo éxito.²¹ Los mensajes provenientes de círculos próximos a la OPEP señalaban

18 “OPEC 166th Meeting concludes”, Press release No 6/2014, Viena, 27 de noviembre de 2014 (http://www.opec.org/opec_web/en/press_room/2938.htm).

19 “OPEC 168th Meeting concludes”, Press release No 8/2015, Viena, 4 de diciembre de 2015 (http://www.opec.org/opec_web/en/press_room/3193.htm).

20 Fuentes: Brent, WTI y MME – Servicio Geológico Mexicano, “Seguimiento precio del petróleo”; canasta OPEP – OPEC, *Annual Statistical Bulletin, 2015* y *Monthly Oil Market Report, November 2015*.

21 Véanse, en la sección “Los tópicos del año”, los apartados dedicados a analizar la estrategia saudita,

la expectativa, anunciada por la Agencia Internacional de Energía, de una reducción de la oferta no-OPEP en 2016, liderada por una aguda reducción de la producción estadounidense de petróleo no convencional,²² como indicador de ese éxito.

Sin embargo, pocas semanas antes de la Conferencia se advirtió un cambio de tono en las apreciaciones del mercado, despertándose un remolino de rumores y declaraciones cuyo sentido general apuntaba hacia una posible alteración de la estrategia adoptada un año antes, en atención a la pesada carga económica, fiscal y financiera que el desplome de los precios había impuesto a los países de la OPEP, en especial a los más vulnerables entre ellos. Parece haberse detectado un cambio de tono en la delegación saudita, encabezada por el ministro Ali al-Naimi, a su arribo a Viena.²³ Se atribuyeron a éste declaraciones que desmentían la existencia misma de una estrategia saudita para defender la participación en el mercado del reino y del conjunto de la OPEP y apuntaban la disposición a explorar opciones para afirmar los precios en 2016 por medio de reducciones en los niveles de producción compartidos por otros productores, dentro y fuera de la Organización.

Algunos observadores señalaron que se trataba, más que de un giro en la posición saudita, de un intento de no parecer insensible a las demandas de algunos asociados, en particular Venezuela, que convocó a una inusual reunión el día anterior a la Conferencia para discutir su propuesta de reducir en 1.5 Mbd la producción total de la OPEP.²⁴ La mayoría de los ministros, incluso al-Naimi, acudieron a esta reunión previa, en la que no se llegó a acuerdo alguno. Sin embargo, en el comunicado de la Conferencia se tomó nota de “los aportes e ideas de todos los países miembro para ver cómo hacer frente a los desafíos que enfrentan en la actual situación del mercado.”²⁵

De cualquier modo, apuntaron los analistas, el hecho de que se haya puesto sobre la mesa una propuesta de recortes a la producción significa que el ambiente al interior de la OPEP se ha complicado.

El comunicado final de la Conferencia destaca algunos puntos relativos a la situación y perspectiva del mercado:

infra, pp 48-50.

22 International Energy Agency, Oil Market Report, 13 de noviembre de 2015 (<https://www.iea.org/oilmarketreport/omrpublic/currentreport/#Supply>).

23 Anjali Raval *et al*, “Saudi Arabia throws down challenge on oil production cuts”, *Financial Times*, 3 de diciembre de 2015 (<http://www.ft.com/intl/cms/s/0/4d0b6adc-998a-11e5-95c7-d47aa298f769.html#axzz3tSjLix9n>).

24 De acuerdo a una nota de prensa, el ministro venezolano, Eulogio del Pino, declaró en conferencia de prensa antes de la reunión: “Cuando nos reunimos la última vez, el precio era de 60 dólares. Ahora está en 40. Si continuamos con la misma estrategia llegaremos a un nivel de alrededor de 20 dólares. Proponemos, por tanto, una reducción de la producción de 5% por lo menos.” (“Markets: Gulf vs Venezuela at OPEC meeting”, *fastFT*, 4 de diciembre de 2015, <http://www.ft.com/intl/fastft/435851>).

25 “OPEC 166th Meeting concludes”, *loc cit*.

- La Conferencia observó que, desde su reciente reunión de junio, han continuado en aumento los inventarios de petróleo y productos en la OECD. Las cifras más recientes indican que las existencias tanto en la OECD como fuera de ella se sitúan muy por encima del promedio quinquenal.
- Con base en la revisión de la perspectiva del mercado petrolero para 2015 y las proyecciones para 2016 [y] en términos de oferta y demanda, se advirtió que se espera que la oferta no-OPEP se contraiga en 2016, al tiempo que se anticipa que la demanda vuelva a expandirse en 1.3 Mbd.
- A la luz de estos factores, y al reafirmar su compromiso de asegurar un mercado petrolero estable y equilibrado a largo plazo tanto para los productores como los consumidores, la Conferencia acordó que los países miembros deben continuar siguiendo de cerca los acontecimientos en los meses venideros.²⁶

Una muestra de las reacciones de la prensa especializada ante la Conferencia:

Se mantendrá el nivel actual de producción, estimado en 31.2 Mbd. Hay que esperar la evolución del mercado en los próximos meses y que se aclare la incertidumbre asociada al retorno de Irán al mercado.	‘Discutimos todo. Se acordó que nada está claro. Nos reuniremos de nuevo en junio’, declaró el SG de la Organización. Los saudís ya no hablan de excluir a nadie: ‘todo mundo es bienvenido en el mercado’, dijo al-Naimi.	La producción se mantiene a los actuales niveles y no se establece un tope a la misma — ‘persiste la política liderada por Arabia Saudí, que ha llevado los precios a su mínimo en seis años’.
<i>Oil and Gas Journal</i> , 4Dic	<i>Petroleum Argus</i> , 4Dic	<i>World Oil</i> , 5 Dic.
¿Cómo acomodar las alzas? Indonesia, de nuevo en la OPEP, produce 0.9 Mbd; Irán, sin sanciones, desea colocar hasta 1Mbd; Irak busca repetir su rápido aumento de 2015, y, por su parte, Rusia alcanza nuevos máximos. Los precios cayeron aún más.	Irán se propone colocar crudo en el mercado tan pronto como en enero, ya que estima que entonces se levantarán las sanciones. La nueva oferta, que puede llegar pronto a 0.5 Mbd, complicará el reequilibrio del mercado.	La OPEP concluyó una controvertida reunión sin acuerdo alguno para restringir la producción y dejando en libertad a sus miembros para continuar lanzando crudo a niveles casi sin precedente, en un mercado ya sobreabastecido.
<i>Oil & Gas News</i> , 5Dic.	<i>International Oil Daily</i> , 7Dic	<i>Wall Street Journal</i> , 4Dic.

Es evidente que el mercado y sus voceros esperaban alguna acción correctiva de parte de la OPEP. Esperaban que, tras el daño sufrido en este primer año de aplicación de la ‘estrategia saudita’, fuesen los propios países de la OPEP los que cambiaran de rumbo.

En cierta medida, les decepcionó que no fuese así, porque no están seguros de que,

²⁶ *Ibidem*.

dentro de seis meses o de un año, no serán los productores de alto costo, en especial los petroleros no convencionales de Estados Unidos, quienes demanden una tregua que restaure precios razonablemente rentables, dada la curva de costos de producción existente en el mercado.

Un tema adicional que consideró la Conferencia fue el de colaboración con otros productores y los principales importadores. Al respecto, en el comunicado se indicó:

La Conferencia subrayó la significación de un diálogo continuado con otros productores de petróleo y la importancia de mantener el diálogo sobre energía con China, la Unión Europea, la Federación de Rusia y otros participantes en la industria y las organizaciones internacionales. Destacó la expectativa de la primer reunión de alto nivel del Diálogo OPEP-India sobre Energía, más adelante en diciembre.²⁷

Como señaló la mayor parte de los comentaristas, la OPEP optó, con cautela, por una actitud de esperar el desarrollo de los acontecimientos. Entre los factores de incertidumbre que con mayor frecuencia se mencionaron se encuentran:

- La oportunidad y velocidad del pleno retorno del crudo de Irán al mercado: ¿se iniciará en la primera mitad de 2016? ¿en qué tiempo escalará los 500 mil b/d o más?
- La oportunidad y magnitud de la reducción de la oferta de petróleo no convencional de Estados Unidos y la rapidez con que la misma pueda restaurarse en caso de una recuperación de los precios a niveles cercanos a los 60 Dls/b.
- ¿Qué tan lejos irán los acuerdos y compromisos de la COP21 en materia de descarbonización? En este sentido, es importante apreciar el grado de compromiso real y la probabilidad de que se eche a andar un proceso sostenido a largo plazo de transición real hacia las energías renovables.

La evolución de las existencias comerciales

Un amortiguador de 3,000 millones de barriles

El comportamiento de los inventarios comerciales de petróleo a lo largo de 2015 fue un factor importante para la sostenida baja de los precios del petróleo en el año. El monto de los inventarios comerciales, que refleja el balance entre producción (oferta) y

²⁷ *Ibidem.*

consumo (demanda), exhibió excedentes de oferta variables en todos los trimestres de 2015, como sigue (medidos en Mbd):

Enero-marzo	Abril-junio	Julio-septiembre	Octubre-diciembre
1.83	2.30	1.48	1.76

FUENTE: Agencia Internacional de Energía

De acuerdo con la misma fuente, las cifras absolutas de los inventarios comerciales de crudo y otros líquidos en Estados Unidos y en el conjunto de la OCDE son también impresionantes, pues equivalieron al cierre de 2015 a más de dos meses (66 días) de consumo (expresados en millones de barriles):

Volumen	1er trimestre	2o trimestre	3er trimestre	4o trimestre
Estados Unidos	1,217	1,277	1,306	1,319
OECD	2,797	2,888	2,961	3,029

En la edición de noviembre de 2015 de su *Oil Market Report*, la AIE analizó, como asunto de especial interés el papel de los enormes inventarios acumulados en el mercado petrolero mundial al acercarse el cierre de 2015.²⁸ Consideró que los inventarios acumulados, cuyo volumen se acercaba a un récord de 3,000 millones de barriles, ofrecen una extraordinaria red de protección al mercado petrolero mundial: “una acumulación sin precedentes que compensaría eventuales choques geopolíticos o disrupciones inesperadas de la oferta.”

De manera previsible, la visión de la OPEP, expresada también en su reporte de noviembre de 2015,²⁹ es diferente: la acumulación excesiva de existencias, sobre todo de inventarios comerciales de las empresas, es preludio a episodios de fuerte baja de precios o ambos se presentan como fenómenos simultáneos. En los últimos diez años —dice la OPEP— ha habido dos episodios de acumulación excesiva:

“El primero ocurrió junto con el deterioro de la demanda mundial de petróleo que siguió a la crisis financiera de 2008, cuando el excedente [sobre el promedio de los cinco años anteriores] de los inventarios totales de la OCDE llegó a 180 millones de barriles en el primer trimestre de 2009. El segundo episodio es la actual situación del mercado, con stocks resultantes de la elevación en la oferta mundial. Ésta ha conducido a un excedente de los inventarios comerciales de la OCDE. En los dos casos, los precios del crudo han

28 International Energy Agency, “Billion Barrel Cushion”, *Oil Market Report*, noviembre de 2015 (<https://www.iea.org/oilmarketreport/reports/2015/1115/>).

29 Organization of Petroleum Exporting Countries, “Developments on Global Inventories”, *Monthly Oil Market Report*, 12 de noviembre de 2015, pp 3-5 (http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/MOMR_November_2015.pdf)

caído a los niveles más bajos registrados en varios años.”

Iniciada en Estados Unidos, la sobreacumulación de inventarios se ha extendido a la OCDE y más allá:

- Desde el segundo trimestre, los inventarios en Asia-Oceanía se han elevado en más de 20 millones de barriles.
- En Europa, la recuperación de la producción en Rusia y las crecientes compras al Medio Oriente han copado la capacidad de almacenamiento.
- China y la India están elevando sus reservas comerciales y estratégicas.

El fenómeno de amplias existencias ha aparecido también —continúa la AIE— en los mercados de derivados. Los inventarios de destilados se han elevado ante el notable aumento de la demanda de gasolina en los mayores consumidores, Estados Unidos y China, cuyos motoristas han respondido con rapidez a los menores precios del combustible vía adquisición y uso de vehículos más grandes y recorrido de mayores distancias. En cambio, la demanda de destilados medios se ha debilitado ante la extendida y persistente atonía de la actividad industrial.

Los altos inventarios pueden ofrecer protección si una temporada invernal larga y cruda en el hemisferio norte tensa la oferta. Empero, las predicciones apuntaban, más bien, como finalmente ocurrió, a un invierno suave, tanto en Norteamérica como en Europa. En este caso, los enormes inventarios podrían actuar como red de protección contra eventuales interrupciones de oferta, poco probables, pero no contra continuadas caídas en los precios.

El tema de los inventarios comerciales fue abordado por el secretario general de la OPEP en una conferencia en Londres, en diciembre de 2015. Abdalla S El-Badri destacó, primero, el enorme aumento reciente de los inventarios de la OCDE.³⁰

Medidos por como promedio quinquenal móvil, han pasado de un deficiente (volumen inferior al promedio) de 85 Mb en 2013 a un excedente de más de 260 Mb hacia finales de 2015. A esta cifra habría que añadir las existencias comerciales en países fuera de la OCDE y los aumentos en algunas reservas estratégicas nacionales.

“No hay duda de que esta situación ha afectado con fuerza y en forma muy negativa los precios del crudo”—afirmó.

El-Badri señaló también que enfrentar el problema de los inventarios comerciales excesivos es un ámbito muy adecuado para la cooperación entre los países de la OPEP y

³⁰ Abdalla El-Badri, secretario general de la OPEP, “Perspectiva de los mercados globales de energía”, Chattam House, Londres, 25 de enero de 2016 (http://www.opec.org/opec_web/en/3410.htm).

los productores petroleros ajenos a ella:

“Es importante—aseveró—que todos los productores importantes discutan y hallen una solución a este asunto. El mercado necesita que los inventarios se reduzcan a niveles que permitan la recuperación de los precios y la reanudación de las inversiones.”

El papel de la especulación financiera

Un período anterior de marcada elevación de las cotizaciones internacionales del petróleo, que puede fecharse entre 2004 y 2008, despertó interés por revisar de nuevo los principales factores que explicaban tal comportamiento, incluyendo la especulación financiera, que parecían más prominentes que en anteriores episodios de altibajos marcados de los precios.³¹ Los autores recuerdan que varios analistas, al revisar el comportamiento del mercado y los precios en la vuelta del decenio, habían llegado a la conclusión de que los movimientos de precios registrados no habían sido producto de los altibajos de la oferta y la demanda y que habían estado en juego componentes especulativos. Recuerdan también que en ese episodio de alzas sostenidas, Ben Bernanke había señalado que

“las alzas pronunciadas y la volatilidad extrema de los precios del petróleo han llevado a los observadores a sugerir que alguna parte del aumento de los precios refleja un componente especulativo que surge de la actividad de los corredores en los mercados del crudo.”³²

La conclusión de Juvenal y Petrella es que “si bien los shocks globales de demanda explican la mayor parte de las fluctuaciones de los precios. Los shocks especulativos son el segundo factor en importancia”. Afirman, además, que el comovimiento entre los precios del petróleo y los de otros productos básicos es asunto que debe tenerse en consideración. Culminan su argumentación señalando que, aunque la fortaleza de la demanda fue el principal causante de las alzas sostenidas de precios del petróleo en el primer decenio del siglo, “la especulación jugó un papel significativo en el incremento de precios del petróleo entre 2004 y 2008 y en su subsecuente colapso [entre 2008 y 2009]”. Lo mismo puede afirmarse tanto del sostenido ascenso entre 2009 y 2012 como de la abrupta caída desde junio de 2014.

31 Uno de los artículos académicos más citados es el de Luciana Juvenal e Ivan Petrella, “Speculation in the oil market”, Working Paper 2011-027E, Research Division, Federal Reserve Bank of St Louis, octubre de 2011, revisado en junio de 2012, (<https://research.stlouisfed.org/wp/2011/2011-027.pdf>).

32 Ben Bernanke, “Oil and the economy” (2004), citado en Luciana Juvenal e Ivan Petrella, *loc cit*, p 2.

Los ‘hedge funds’³³ y las apuestas a la caída de precios

Como acaba de señalarse, un segundo factor adicional que conviene examinar es la especulación financiera vinculada al petróleo, es decir, el rol de los ‘mercados de papel’ en el desastroso comportamiento de los precios a lo largo de 2015.

Una nota informativa de finales de ese año incluye la siguiente información:

Los *hedge funds* y otros agentes en los mercados de dinero han amasado, al 1 de diciembre, posiciones en corto que equivalen a 172 millones de barriles de petróleo crudo en los principales contratos de futuros y opciones en la Bolsa Mercantil de Nueva York (NYMEX). Se trata de la tercera posición corta de mayor magnitud de la que se tenga registro después de las posiciones en corto por 178 millones de barriles, reportadas el 24 y el 31 de marzo del mismo año. Las posiciones en corto en la NYMEX casi se duplicaron en las siete semanas anteriores, a partir de un nivel mínimo reciente de 90 millones de barriles reportado el 8 de octubre. Si se incluyen las posiciones en corto sobre el Brent, los *hedge funds* tienen una posición corta combinada del orden de 300 millones de barriles.³⁴

Se señala en esta nota que la mayoría de los analistas prevén que los precios extiendan su caída en 2016 y que los *hedge funds* puedan cerrar gradualmente sus posiciones en un mercado a la baja. Pero el mismo gran número de posiciones cortas que serían recompradas y cerradas podría proporcionar un cierto apoyo de corto plazo a los precios. “Si los precios no caen, como esperan los *hedge funds*, algunos de ellos tratarían de reducir sus posiciones y tomar ganancias.”

Un fenómeno de este tipo se produjo en marzo y en agosto y, después de algún tiempo, provocó movimientos considerables en los precios. “La incertidumbre acerca de lo que ahora ocurrirá explica porque ha aumentado tanto la volatilidad de las opciones petroleras: los fundamentales apuntan a una nueva caída de los precios al tiempo que las posiciones en el mercado apuntan a un *rally* importante.”

Otra agencia de información financiera ofrece elementos adicionales: “Una de las estrategias más redituables ha sido la de apostar contra el precio del petróleo y otros productos básicos... La estrategia de “shorting” permitió a algunos actores en los mercados de productos básicos alcanzar utilidades de dos dígitos el año pasado. [Para Red Rock Capital] la mitad de sus utilidades ese año se originó en posiciones cortas en los mercados de

³³ “Fondos de cobertura”. En el texto se usa la expresión en inglés, más breve y frecuente.

³⁴ Reuters, “Oil thorn between fundamentals and hedge fund positions: Kemp”, 7 de diciembre de 2015 (<http://www.reuters.com/article/us-opec-meeting-kemp-idUSKBN0TQ18620151207>).

energía, incluyendo petróleo crudo, gas natural, gasolina y combustible de calefacción.³⁵”

Al presentar una suerte de resumen de la actividad vinculada al mercado petrolero de los *hedge funds* en 2015, dos analistas financieros de la agencia Reuters señalaron: “Para obtener ganancias de la aguda caída de los precios del petróleo [en 2015], es preferible no ser humano. Aunque unos cuantos corredores bien conocidos han obtenido ingresos por parte de la caída de 35% en los precios del petróleo, han sido los fondos manejados por computadoras o fondos ‘sistemáticos’ los que han capturado gran parte de las ganancias. Estas ‘cajas negras’ usan programas para dar seguimiento a varias clases de activos y buscan sacar provecho de las variaciones del mercado. Así, después de que el crudo perdió 46% en 2014, estos fondos ya realizaban grandes apuestas a principios del siguiente año, con la hipótesis de que la tendencia bajista continuaría, en especial a través de los mercados de futuros y de otros mercados de derivados vinculados con la energía.³⁶”

Los fondos ‘discrecionales’, aquellos en que las decisiones son tomadas por personas, han ofrecido resultados mixtos, combinando ganancias espectaculares de algunos con pérdidas también impresionantes de otros. Todos, sin embargo, han contribuido a un mercado mucho más especulativo, volátil e inestable.

La opinión de la AIE respecto del efecto de la especulación sobre los precios ha sido tradicionalmente positiva. Un ejemplo se encuentra en un artículo aparecido hace años en la revista oficial de la Agencia, firmado por un analista *senior* de su *staff*, en el que se afirma:

“Los especuladores no deben ser vistos como distorsionadores de precios. Son más bien actores esenciales para el adecuado funcionamiento de los mercados de derivados de los productos básicos, a los que proporcionan la liquidez necesaria y, en consecuencia, reducen su volatilidad. Las medidas regulatorias, como la fijación de límites a las posiciones especulativas... pueden tener consecuencias adversas, tales como reducir la liquidez, aumentar el costo de las coberturas y ampliar la volatilidad en los mercados de energía.³⁷”

Una conclusión opuesta se desprende de la coincidencia, a lo largo de 2015, de los períodos de intensa fluctuación de las cotizaciones con la hiperactividad de los *hedge funds* vinculados con el petróleo. Lo mismo ocurría, en los primeros años del siglo, con

35 Hema Parmar, “Meet the Energy Fund That Made Money While Oil Fell”, Bloomberg Business, 19 de enero de 2016 (<http://www.bloomberg.com/news/articles/2016-01-19/meet-the-energy-hedge-funds-that-made-money-while-oil-plunged>).

36 Simon Jessop y Barani Krishnan, “Balk box hedge funds lead winners from oil collapse”, Reuters, 22 de diciembre de 2015 (<http://www.reuters.com/article/us-hedgefunds-oil-performance-idUSKBN0U51U320151222>).

37 Bahattin Buyuksahin, “Speculation demystified: virtuous volatility”, IEA Energy, París, 2 de noviembre de 2012 (www.iea.org/ieaenergy/iea-journal-issue-3/).

precios vigorosamente al alza, como se señaló al principio de este apartado. Otro artículo de la época, fechado en Londres, anotaba: “Los especuladores han contribuido a elevar los precios a niveles récord, alcanzando casi 50 Dls/b. El petróleo es un tema muy de moda en la City, donde millones de libras se obtienen diariamente y los *oil traders* se hallan entre los ejecutivos más solicitados.”³⁸

La conexión existió entonces y existe ahora.

LAS CONSECUENCIAS DEL DERRUMBE DE LOS PRECIOS

Impactos sobre la economía mundial

La visión de los organismos multilaterales

Como ha ocurrido en ocasiones anteriores, a principios de 2016 el Fondo Monetario Internacional, en su actualización de la perspectiva económica de principios de año, no consideró a la sostenida y pronunciada caída de los precios del petróleo como una de las cuestiones que podría afectar el crecimiento futuro de la economía mundial, aunque la baja de los precios de las materias primas sí es mencionada como uno de tres factores que “continuarán lastrando las perspectivas de crecimiento en 2016-17 del mundo en desarrollo.”³⁹

Al apreciar con detalle las consecuencias del colapso petrolero, el análisis está más matizado y balanceado que en revisiones anteriores. Apréciese el contraste:

38 Robert Winnett, “Soaring prices: Speculators hijack the oil market”, *The Penninsula*, Qatar, septiembre de 2001 (<http://www.mafhoum.com/press7/206E63.htm>).

39 Los otros dos son la desaceleración y reequilibramiento de la economía de China y las tensiones financieras en algunas economías emergentes. FMI, “Perspectivas de la economía mundial al día”, 19 de enero de 2016 (<http://www.imf.org/external/spanish/pubs/ft/weo/2016/update/01/pdf/0116s.pdf>)

Actualización de enero de 2015			Actualización de enero de 2016		
<i>La caída de los precios del petróleo —producida en gran medida por el aumento de la oferta— estimulará el crecimiento mundial [...] si bien la persistencia del shock de la oferta de petróleo es incierta. [...] El retroceso mayor de los precios del petróleo es indicativo de una contribución importante de factores vinculados a la oferta; entre ellos, la decisión de la OPEP de mantener los niveles de producción actuales a pesar del aumento continuo de la producción de países ajenos al grupo, especialmente Estados Unidos. Los precios de los futuros sobre petróleo apuntan a una recuperación parcial en los años venideros, lo cual coincide con el impacto negativo previsto del abaratamiento del petróleo en la expansión de la capacidad futura y la inversión del sector petrolero. [Este] abaratamiento estimulará el crecimiento mundial más o menos en los dos próximos años al incrementar el poder adquisitivo y la demanda privada en los importadores de petróleo. Dentro de este grupo, ese impacto sería más profundo en las economías avanzadas, ya que allí el traslado a los precios al usuario final sería más marcado que en las economías de mercados emergentes y en desarrollo. En estas últimas, el principal beneficiario serían los gobiernos (por ejemplo, a través de la reducción de los subsidios energéticos), que podrían aprovechar la coyuntura para apuntalar las finanzas públicas. [...] En muchas economías emergentes y en desarrollo que son exportadores de materias primas, el repunte proyectado del crecimiento es más débil o más tardío del [previsto, por] el impacto de la caída de los precios del petróleo y de otras materias primas en los términos de intercambio y los ingresos reales [que] causará un daño mayor en el crecimiento a mediano plazo.</i>			<i>La caída de los precios del petróleo está ejerciendo presión en los saldos fiscales de los exportadores de combustibles y está empañando sus perspectivas de crecimiento. Al mismo tiempo, está apuntalando la demanda de los hogares y rebajando el costo comercial de la energía en los países importadores, especialmente en las economías avanzadas, donde los usuarios finales se benefician plenamente de este abaratamiento. Si bien un descenso de los precios del petróleo impulsado por un aumento de la oferta debería respaldar la demanda mundial ya que los importadores de petróleo tienen una mayor propensión al gasto que los exportadores, en las circunstancias actuales existen varios factores que han reducido el impacto positivo de la caída de los precios del petróleo. Primero y principal, como consecuencia de las tensiones financieras que están atravesando, muchos exportadores de petróleo tienen menor margen para amortiguar el shock, lo cual entraña una contracción sustancial de la demanda interna. El abaratamiento del petróleo ha tenido un impacto notable en la inversión en extracción de petróleo y gas, lo cual también ha hecho mella en la demanda agregada mundial. Por último, el repunte del consumo de los importadores de petróleo hasta el momento ha sido algo menor a lo que habría cabido esperar teniendo en cuenta otros episodios de caídas de precios en el pasado, posiblemente debido a que algunas de estas economías aún se encuentran en un proceso de desapalancamiento. Es posible que en varias economías de mercados emergentes y en desarrollo la transmisión del abaratamiento a los consumidores haya sido limitada.</i>		
Precios del petróleo – previsión 2015			Precios del petróleo – previsión 2016		
2014	2015	2016	2014	2015	2016
- 7.5%	- 41.1%	12.6%	- 7.5%	- 47.1%	- 17.6%
Crecimiento mundial – previsión 2015			Crecimiento mundial – previsión 2016		
2014	2015	2016	2015	2016	2017
3.3	3.5 (-0.3)	3.7 (-0.3)	3.1	3.4 (-0.2)	3.6 (-0.2)
FMI, “Perspectivas de la economía mundial al día”, 20 de enero de 2015			FMI, “Perspectivas de la economía mundial al día”, 19 de enero de 2016		

El Fondo deja incierto el balance neto entre estímulos y riesgos a la baja para la economía mundial que se desprenden de la fuerte caída de los precios del petróleo en la segunda mitad de 2014 y el conjunto de 2015. En ambos años subraya el impulso a la demanda que de esos menores precios se desprende, pero menciona también los riesgos recesivos. El hecho evidente es que la caída del petróleo no estimuló el crecimiento global en 2014, cuando la tasa registrada (3.3%) fue cuatro décimas de 1% inferior a la pronosticada antes de que se produjese el abaratamiento del crudo. En 2015, cuando ya el petróleo había declinado considerablemente (por encima de 40% entre octubre y diciembre de 2014), una caída acumulada del orden de dos tercios fue insuficiente para evitar que la economía mundial creciese 0.3 puntos menos que en 2014 y 0.2 puntos menos de lo que se había previsto a mediados de año. De esta suerte, cualquiera que haya sido el estímulo neto derivado del precio bajo del crudo fue insuficiente para compensar otros factores recesivos en juego.⁴⁰

Por su parte, en su “Perspectiva económica preliminar”, de febrero de 2016, la OCDE, tras revisar a la baja en 0.3 puntos porcentuales sus previsiones globales de crecimiento para 2016 y 2017, apunta algunas de las principales correcciones a la baja en países desarrollados importadores netos de petróleo y gas: Alemania (-0.5 y -0.3), la zona del euro (-0.4 y .0.2) e Italia (-0.4 en 2016 sin arriesgar previsión para 2017). Estos deberían ser países fuertemente estimulados por el colapso del petróleo. La mayor corrección a la baja en 2016 (- 0.7) corresponde a un exportador neto, Canadá (no menciona a México). Tras mostrar estas cifras, admite “los menores precios del petróleo deberían haber ayudado a los consumidores, pero más bien han deprimido las inversiones.”⁴¹

Aparición gradual de los damnificados en 2015

Para el comienzo de 2015 el deterioro de los precios del petróleo, iniciado al menos seis meses antes, había producido ya sus primeras víctimas—tanto entre los países exportadores, lastimados en sus ingresos, equilibrios macroeconómicos y opciones de crecimiento— como entre las empresas productoras y de servicios. Ambas nóminas se ampliaron, en número y gravedad de los daños resentidos, a lo largo del año.

40 Aún tras la experiencia de estos dos años, siguen apareciendo textos en que se exaltan las virtudes expansivas, en lo inmediato y a mediano y largo plazos, de las caídas de precios y de la permanencia de niveles deprimidos para el petróleo. Un ejemplo extremo se encuentra en Michel Heise, “Don’t forget the upside of ‘lower for longer’ oil”, *Financial Times*, 17 de febrero de 2016 (<https://next.ft.com/content/23e3a466-cf32-11e5-92a1-c5e23ef99c77>).

41 “OECD Interim Economic Outlook”, 18 de febrero de 2016 (<http://www.oecd.org/economy/economicoutlook.htm>).

En este apartado se recogen algunos de los casos más egregios, más o menos por orden de aparición.

Las víctimas esperadas: los productores shale de Estados Unidos

Desde que la OPEP apostó, según una de las hipótesis más socorridas para explicar el desplome de los precios del petróleo de 2014-2015, a expulsar del mercado a los productores de alto costo, entre otros los de petróleo de esquistos de Estados Unidos, todo mundo se ha mantenido al pendiente del comportamiento de éstos.⁴²

El indicador del que se echa mano con mayor frecuencia para determinar la posible dirección a futuro de los volúmenes de producción es el número de *rigs* (aparejos de perforación exploratoria o de desarrollo) activos. La fuente más reconocida son las encuestas de Baker Hughes, cuyos resultados están parcialmente accesibles en el portal web de la empresa.⁴³ Las cifras se ofrecen con periodicidad semanal para EUA y mensual para el resto del mundo. La cifra que corresponde a enero de 2015 muestra que el número de *rigs* activos en EUA, que representan más del 80% del total mundial, fue de 1,683, inferior en 189 (9%) al registrado el mes anterior y 86 (6%) por debajo del de un año antes. De acuerdo a algunas interpretaciones,⁴⁴ esta reducción muestra “que la industria del petróleo de lutitas se encuentra ahora en una severa crisis.”

La tendencia declinante en el número de pozos activos se inició en octubre de 2014 y se aceleró desde las últimas semanas de enero. Desde el máximo, registrado a principios de octubre, el número se ha abatido en 469, equivalente a 29%. Adviértase que más de la mitad de los *rigs* que han quedado inactivos corresponden a perforaciones horizontales, que son las más productivas, técnicamente complejas y costosas. “Lo anterior es importante—agrega el análisis—porque la producción estadounidense de petróleo *shale* ha sido el principal factor que explica el aumento de la oferta mundial de crudo en los últimos años. Se ha elevado en 4.1 Mbd en el último sexenio, a partir de 2009, hasta alcanzar 4.7 Mbd en 2014.” Si se sustrajera el efecto de la mayor producción de petróleo no convencional, la oferta mundial de crudo—que se incrementó en 3.5 Mbd entre 2005 y 2014—habría disminuido en alrededor de 1.1 Mbd. Sin la llamada “revolución *shale*” no se estaría frente a un excedente de oferta ni a un colapso de precios.

42 Ed Crooks et al, “Sharp drop in US rigs drilling for oil”, *Financial Times*, 16 de enero de 2015 (www.ft.com).

43 www.bakerhughes.com

44 “US shale oil boom masks declining global supply”, *Financial Times*, 11 de febrero de 2015 (www.ft.com)

No hay acuerdo sobre el significado real de la caída en el número de pozos activos en los campos *shale*. Por una parte se subrayan elementos como el corto tiempo que media entre el inicio de las perforaciones y el inicio de la producción, así como la flexibilidad que permite reanudar la producción en *rigs* cerrados durante algún tiempo, factores que distinguen la explotación no convencional de la usual. Por otra, se hace notar el período mucho más breve en que los campos *shale* son capaces de sostener la producción y la consecuente necesidad de una actividad de perforación prácticamente ininterrumpida si se quiere compensar la declinación natural de los campos, que es muy rápida. Mantener en operación los campos *shale* exige erogaciones de capital constantes. Sin embargo, aún la muy rápida reducción en el número de *rigs* activos, como la observada en la última semana de enero y la primera de febrero de 2015, no se traduce en caídas en la producción sino varios meses después. Por ello, se esperaba que el efecto de las reducciones de principios de año sólo se dejaría sentir ya avanzada la segunda parte del año.

A la luz de estos desarrollos, se piensa que en el nuevo mundo del petróleo resultado de la revolución no convencional, sean los productores de LTO (*light tight oil*), en particular los de Estados Unidos, los que jueguen el papel de productores de ajuste (*swing producers*) y muevan con flexibilidad sus volúmenes de producción para influir en el comportamiento de los mercados.

A mediados de junio, el *Oil and Gas Journal* informó que se había atemperado la continuada reducción en el número de *rigs* activos en las distintas cuencas productivas de petróleo y gas no convencional en Estados Unidos.⁴⁵ Al 12 de junio se contaron 859 *rigs* activos, sólo 9 menos que en la semana anterior. Se llegó, sin embargo, a 27 semanas consecutivas de disminución, a veces con caídas semanales de dos y hasta tres dígitos, para una reducción total de 995 *rigs* en los doce meses anteriores.

Esta continuada aunque decreciente reducción de la perforación no convencional ha empezado a reflejarse en los niveles de producción. La EIA estima que la producción de los siete principales *plays* (conjuntos de campos) de EUA se redujo en julio de 2015 en 91,000 bd, hasta un total de 5.5 Mbd. Las reducciones fueron del orden de 49,000 bd en Eagle Ford y 29,000 bd en Bakken. Se estima que al cierre del año la producción sería de 5.15 Mbd, unos 191,000 bd menos que en diciembre de 2014.

45 "BHI: U.S. rig count continues to fall in 27th straight week", *Oil and Gas Journal*, 12 de junio de 2015 (www.ogj.com).

Los primeros reajustes de las corporaciones petroleras

British Petroleum (BP) – En los últimos cinco años, BP ha sido afectada más por las secuelas de Macondo, el monumental derrame sufrido en su plataforma de ese nombre en el Golfo de México (cuyos costos esperaba cubrir con una reserva *ad hoc* de Dls 43,500 millones), que por el desplome de los precios del crudo, desde mediados de 2014. En esa importante zona productiva, la corporación no es ni la sombra de lo que fue: “se ha visto obligada a liquidar más de la mitad de sus oleoductos, a cerrar el 35% de sus pozos y a vender alrededor del 12% de sus reservas.”⁴⁶

Si a estas consecuencias negativas se agregan las derivadas de la caída de los precios se explica que la empresa se haya propuesto reducir sus “gastos de capital”, inversiones orientadas a nuevos proyectos, a Dls 20,000 millones en 2015, 20% por debajo de los correspondientes al año anterior. “En especial, se reducirán los gastos en exploración, se pospondrán proyectos ‘marginales’ de extracción y se detendrán proyectos de refinación y otras actividades ‘downstream’”⁴⁷. Además, ha anunciado un “cargo por reestructuración”, del orden de Dls 1,000 millones para financiar los recortes esperados en su fuerza laboral. En suma, en 2014 BP registró una pérdida, antes de impuestos, por Dls 3,200 millones, en contraste con una ganancia de Dls 3,900 millones en 2013.

En estas circunstancias, no resultó extraño que el principal ejecutivo de la empresa, Bob Dudley, lejos de compartir el optimismo de otros analistas, considerase que la industria enfrentaba su peor caída desde 1986 y que es probable “que los precios permanezcan a niveles severamente deprimidos por varios años”⁴⁸. Dudley consideraba que la OPEP realmente se proponía defender su participación en el mercado y expulsar a los productores de alto costo —una de las hipótesis más repetidas desde la decisión de la Organización, en noviembre de 2014, de no abatir sus volúmenes de extracción.

ConocoPhillips – La mayor compañía exploradora y productora de Estados Unidos dio a conocer sus resultados de 2014, severamente afectados por el desplome de los precios, y nuevas reducciones en las inversiones que tenía en cartera para 2015, el 29 de enero de ese año. El fuerte deterioro inducido por el desplome de los precios, entre otros factores, dio lugar a que los ingresos totales en 2014 se contrajeran a Dls 6,900 millones, una cuarta parte menos que la cifra correspondiente al año inmediato anterior. “En la perspectiva de bajos precios de los productos básicos en 2015, la empresa ha vuelto a reducir los gastos de capital que prevé realizar en 2015 a Dls 11,500 millones, en lugar del monto de Dls 13,500 millones que se había anunciado previamente. La reducción provendrá sobre todo de la diferición de perforaciones en campos en tierra y de programas

46 “BP scales down”, *Financial Times*, 15 de febrero de 2015 (www.ft.com)

47 “BP slashes capital spending by 20%”, *Financial Times*, 15 de febrero de 2015 (www.ft.com)

48 “BP chief warns of oil industry slump”, *Financial Times*, 3 de febrero de 2015 (www.ft.com)

de exploración en la porción continental de Estados Unidos, así como de la posposición de un importante proyecto de expansión. Con este nivel de gasto de capital, la compañía espera conseguir un incremento de 2 a 3 por ciento en su producción, exceptuando las operaciones en Libia⁴⁹. En especial, se previó reducir significativamente el programa de exploración de recursos no convencionales, en Estados Unidos y Canadá, tras la cancelación en 2014 de las actividades en Colombia.

Chevron – Al presentar los resultados de 2014, el presidente y CEO, John Watson, indicó que “los ingresos netos de 2014 (Dls 19,241 millones) resultaron inferiores (en 10.2%) a los registrados en 2013 (Dls 21,423 millones) debido sobre todo a la aguda declinación de los precios del petróleo crudo, si bien el mejor resultado de las actividades *downstream* (refinación y otras) y las ganancias de capital derivadas de las ventas de activos comprendidas en el programa de desinversiones, compensaron parcialmente el efecto de los menores precios del crudo”⁵⁰. “Ingresamos a 2015 –añadió Watson—con la fortaleza financiera para hacer frente a los desafíos de un ambiente volátil de precios del crudo y con esfuerzos ya en marcha para transitar a una estructura de costos y un ritmo de gastos de inversión más moderados”. También se dio a conocer el presupuesto de gastos de exploración y de capital para 2015, cuyo total, de Dls 35,000 millones, es inferior en 13% a las inversiones realizadas el año precedente. Tres cuartas partes (74.1%) del gasto de capital total se dedicarán a actividades de exploración y desarrollo fuera de Estados Unidos.⁵¹

China National Offshore Oil Corporation (CNOOC) – Las declaraciones de los dos principales funcionarios de la corporación se ajustaron, como era de esperarse, a una tranquila ortodoxia. “Ante el desafío representado por los precios a la baja, controlaremos nuestros costos y nos empeñaremos en una implementación efectiva de nuestro programa de inversiones, a fin de mejorar el conjunto de la operación de la compañía”—dijo Zhong Hua, principal responsable financiero de la CNOOC. Por su parte, Li Fanrong, ejecutivo principal, señaló “Para hacer frente al complicado y muy volátil ambiente de 2015., la empresa buscará un equilibrio adecuado entre las ganancias de corto plazo y el desarrollo a largo término, mediante un plan de inversiones prudente a fin de llevar adelante su estrategia del ‘nuevo salto adelante’.”⁵²

49 “ConocoPhillips Reports Fourth Quarter and Full Year 2014 Results; Strong Reserves Replacement; Further Reduces 2015 Capital Expenditure”, ConocoPhillips Newsroom, 29 de enero de 2015 (www.conocophillips.com).

50 “Chevron Reports Fourth Quarter Net Income of \$3.5 Billion and 2014 Earnings of \$19.2 Billion”, Chevron News Release, 30 de enero de 2015 (www.chevron.com).

51 “Chevron Announces \$35 Billion Capital and Exploratory Budget for 2015”, Chevron News Release, 30 de enero de 2015 (www.chevron.com).

52 “CNOOC Limited Announces its 2015 Business Strategy and Development Plan”, CNOOC Press Release, 3 de febrero de 2015 (www.cnooltd.com).

El nuevo salto adelante, en 2015, se tornó un paso atrás: se ejercería un presupuesto de inversión del orden de RMB 70 a 80 mil millones (alrededor de Dls 11,200 a 12,800 millones), inferior entre 26 y 35 por ciento al ejercido en 2014. De la inversión total, 21% se destinaría a exploración, 60% a desarrollo y 10% a producción. La meta de producción en el año apuntaba a un rango de 475 a 495 Mb, equivalente a entre 1.3 y 1.4 Mbd. Dos tercios del total provendrían de campos chinos y el resto de campos en el exterior.

ExxonMobil Corporation – Entre las muy grandes corporaciones petroleras globales, ExxonMobil es una de las que mejor capearon en 2014 el desplome de los precios. Los ingresos netos se mantuvieron prácticamente al mismo nivel del año precedente: Dls 32,520 millones frente a Dls 32,580 en 2013. Su proporción respecto de los ingresos brutos totales se elevó de 7.4 a 7.9 por ciento de un año a otro. El gasto de capital y en exploración, sin embargo, se redujo de manera significativa, en 9% respecto de 2013, para quedar en Dls 38,537 millones. La estabilidad de los ingresos fue saludada por Rex W Tillerson, presidente y CEO, como demostración de la “destacada capacidad de la empresa para ofrecer buenos resultados a lo largo del ciclo de precios de los *commodities*”⁵³. En el área de producción destaca el cumplimiento del objetivo de producir 4 Mbd de petróleo equivalente. En cuanto a expansión de instalaciones se subraya la terminación de ocho proyectos *upstream*, incluyendo el proyecto de gas natural licuado en Papúa Nueva Guinea. Al explicar estos resultados, la empresa subrayó que los precios más bajos de los hidrocarburos y el incremento de los costos de mantenimiento por encima de lo previsto, fueron compensados por márgenes mayores en el área petroquímica.

Occidental Petroleum – Una de las grandes petroleras estadounidenses, de alcance global, con plataforma de producción del orden de tres cuartos de millón de barriles diarios. Afectada, como las demás empresas, por el desplome de los precios, anunció, el 29 de enero de 2015, que su presupuesto de capital para 2015 se situaría en Dls 5,800 millones, un tercio por debajo del ejercido en 2014.⁵⁴ El informe subrayó que, aún disponiendo de la capacidad financiera para realizar mayores erogaciones de capital, “sería imprudente hacerlo en el actual ambiente de precios bajos”. La empresa se concentraría en reducir costos, “incluyendo la renegociación de contratos de suministro que no reflejen los precios disminuidos prevaletentes”. Los proyectos que recibirán menos recursos fueron los localizados en la cuenca de Williston, Montana, donde la explotación de recursos *shale* ha revivido una zona productora que parecía sustancialmente agotada hacia 1986; otros campos de gas, las operaciones en Bahrain y las arenas bituminosas de Joslyn en Canadá, “que ofrecen rendimientos bajo par en el actual ambiente de precios.”

53 “ExxonMobil earns \$32.5 Billion in 2014; \$6.6 Billion During Fourth Quarter”, News releases, 2 de febrero de 2015 (www.exxonmobil.com).

54 “Occidental Petroleum Announces 4th Quarter and Twelve Months 2014 Results”, OxyNews (www.oxy.com).

Royal Dutch Shell – Una de las respuestas más drásticas y de más largo alcance a la caída de los precios del petróleo fue el anuncio, a principios de febrero, en el sentido de que Shell se propone clausurar el campo Brent, uno de los mayores del Mar del Norte, y más adelante otros en el área, en una operación a diez años, con costo de miles de millones de dólares. La primera gran acción será levantar la plataforma Brent Delta, una estructura de acero de 23,500 ton, remolcarla más de 600 km a Hartlepool, en el noroeste de Inglaterra, donde será desmantelada y “gran parte de ella convertida en partes para máquinas de lavar”⁵⁵. La empresa aún no decide qué hacer con las columnas de concreto, que permanecerán por miles de años sujetas a la erosión marina, y los tanques de almacenamiento submarinos. Aunque el desmantelamiento de las instalaciones petroleras del Mar del Norte obedece a la declinación a largo plazo de los yacimientos, quizá se inicie antes por el desplome de los precios de 2014-2015. En lo inmediato, Shell se propone reducir sus erogaciones de capital en Dls 15,000 millones en el lapso 2015-17, mediante el abandono o diferición de alrededor de 40 proyectos. La reducción sería menor en 2015, pues se mantendría el nivel de 2014: Dls 35,000 millones.

Rosneft – La petrolera estatal de Rusia enfrenta una situación en particular complicada. Al efecto del desplome de los precios debe agregar las dificultades derivadas de las sanciones impuestas por Estados Unidos y la Unión Europea. De esta suerte, Igor Sechin, su ejecutivo en jefe, ha formulado declaraciones de censura a la OPEP, por desatar la guerra de precios, y a Occidente, por las sanciones unilaterales. Sostiene, sin embargo, que Rosneft saldrá adelante y subrayó que podría vivir con un precio de 50 Dls/b (lo que podrían hacer también, sin duda, las grandes empresas petroleras). En 2014, los ingresos brutos de la empresa —antes de deducir intereses, impuestos, depreciación y amortizaciones— quedaron apenas debajo de las expectativas: en Dls 28,000 millones, frente a los Dls 29,600 que se esperaban. Sechin prevé que la reducción de la oferta provocada por la baja de precios, que se dejaría sentir en la segunda parte del año, estabilizará el mercado más temprano que tarde.

SaudiAramco – Hacia finales de enero, antes de dar a conocer sus resultados en 2014, el presidente y CEO de la empresa, Khalid A Al-Falih, refiriéndose al efecto de la actual caída de los precios en la estrategia de la compañía, afirmó que “el entorno de precios más bajos ofrece a SaudiAramco y a la industria en su conjunto la oportunidad de fortalecer su disciplina de gasto e incrementar su creación de valor, ajustándose a la dinámica del mercado con los recursos, capacidades y visión de largo plazo necesarias para optimizar los recursos naturales del Reino”⁵⁶. Agregó que “Arabia Saudí se convertirá en la próxima frontera para el desarrollo del gas *shale* y otros recursos no convencionales.”

⁵⁵ “Shell prepares to dismantle North Sea giants”, *Financial Times*, 2 de febrero de 2015 (www.ft.com).

⁵⁶ “Al-Falih reiterates SaudiAramco’s commitment to long-term strategy at Global Competitiveness Forum”, SaudiAramco News, 27 de enero de 2015 (www.saudiaramco.com).

Statoil – Una de las primeras declaraciones del nuevo CEO, Eldar Sætre —un ejecutivo de larga data en la gran empresa mixta noruega— fue señalar que probablemente se demoraría por un año el inicio de exploraciones en el “proyecto Johan Castberg”, en la zona noruega del Océano Polar Ártico. Es éste un buen ejemplo de cómo el desplome de los precios ha forzado la diferición de proyectos de gran importancia, en extremo prometedores, como el del Ártico noruego, citado a menudo como epítome de las amplias y brillantes perspectivas de esta nueva frontera del mundo petrolero. La posposición será por lo menos de un año, pues si se deja pasar la oportunidad de iniciar los trabajos en la breve temporada veraniega del Ártico en 2015 habría que esperar, por lo menos, hasta 2016.⁵⁷

Total – La empresa francesa, en respuesta al desplome de precios, ha anunciado una reducción de 10% en sus erogaciones de capital, lo que las situaría en 2015 en alrededor de Dls 23,500 millones. Prevé también liquidar a 180 trabajadores en su refinería de Lindsey, en Reino Unido, una porción mínima de los aproximadamente dos mil empleos que serían suprimidos por la empresa en todo el mundo; llevar adelante la restructuración de sus plantas que arrojan pérdidas en Francia; no realizar inversión alguna en campos maduros, y liquidar activos por unos 5,000 millones de dólares, algunos de ellos en el Mar del Norte.⁵⁸ Con estas medidas, Total esperaba colocar en 40 Dls/b el costo marginal de producción medio.

El Mar del Norte—víctima colateral del colapso

De acuerdo con Oil & Gas UK, una entidad que representa a las empresas petroleras británicas que operan en el Mar del Norte, es desalentadora la perspectiva de conjunto de la industria en esa zona marítima debido a que se combinaron la declinación de los campos, los costos al alza en inversión y operación, el nivel impositivo y, desde mediados de 2014, una reducción a prácticamente la mitad de los precios del crudo. La primera respuesta a este conjunto de factores serían el progresivo abandono de los campos, empezando por los más antiguos. Al respecto, Malcolm Webb, director de O&GUK, señaló que “Sin una inversión sostenida, tanto en campos ya existentes como en nuevos, desaparecerá infraestructura crítica, afectando zonas productoras importantes del Mar del Norte y esterilizando de hecho campos que todavía contienen grandes montos recuperables de hidrocarburos. Dos años más de precios bajos, pueden provocar daños

⁵⁷ “Statoil looks at delaying development of Norwegian Artic field” , 4 de febrero de 2014 (www.ft.com).

⁵⁸ “Total to cut UK Jobs and sell \$5bn of assets” , *Financial Times*, 12 de febrero de 2014 (www.ft.com).

irreparables en la cuenca”⁵⁹. Con un precio medio de 50 Dls/b, una tercera parte de los campos de la plataforma continental del Mar del Norte, de la que proviene alrededor del 20% de la producción, pierde dinero en términos de flujo de caja. En 2014 se registró un flujo de caja negativo de £ 5,300 millones, pues los costos corrientes de operación excedieron los ingresos.

En 2015 la producción británica costa afuera de petróleo y gas se redujo a 1.4 Mbdpe, que en términos relativos equivale a sólo de 1.1%, caída mucho menos pronunciada que la de años anteriores, pues empezó a fluir la producción de inversiones realizadas en 15 campos antes del colapso de los precios. Sin embargo, el volumen producido en 2014 fue apenas la cuarta parte del máximo histórico de 4.5 Mbdpe, alcanzado a la vuelta del siglo.

Otros indicadores de la actividad petrolera británica en el Mar del Norte, destacados en el informe anual de O&GUK⁶⁰ son los siguientes:

- El gasto realizado en desmantelamiento de instalaciones de producción se elevó a £ 1,100 millones, el más alto registrado hasta el momento.
- Los ingresos derivados de la producción alcanzaron a £ 24,400 millones, la cifra más baja en ocho años.
- Los costos de operación en el conjunto de la plataforma continental británica se elevaron a £ 9,600 millones, 8% por encima de 2013.
- El costo unitario de operación aumentó a £ 18.5 por bpe, frente a £ 17 el año anterior.
- Sólo se perforaron 14 de los 25 pozos exploratorios previstos y en 2015 las nuevas perforaciones serían entre 8 y 13 únicamente.
- Se realizaron inversiones en sólo 8 nuevos campos, de 24 que se habían programado.
- Las inversiones de capital se valoraron en £ 14,800 millones y se esperaba decrecimiento a solo £ 9,000 millones en 2015.

Lo que más preocupa a Webb es el reajuste de los gastos de exploración, que han caído a niveles mínimos desde el inicio de operaciones en el Mar del Norte en los sesenta del siglo pasado. “La cuenca ya no está generando nuevos proyectos —subrayó. Y, como resultado, las nuevas inversiones disminuyen, afectando incluso proyectos ya aprobados”.

59 Para este apartado se usaron, entre otros, dos ensayos del editor de temas de energía del diario londinense *Financial Times*, en el que aparecieron: Christopher Adams, “North Sea oil and gas drains cash at fastest rate since 1970s”, 24 de febrero de 2015, y Christopher Adams, Michael Kavangah y Chris Thige, “North Sea oil: That sinking feeling”, 25 de febrero de 2015 (www.ft.com).

60 Oil & Gas UK, *Activity Survey 2015*, Aberdeen, 2015 (www.oilandgasuk.co.uk/forecasts.cfm).

Los más afectados han sido los campos pequeños y los más antiguos.

“Si los precios se mantienen a los niveles actuales [alrededor de 60 Dls/b], las compañías apresurarán las decisiones para cerrar la producción y empezar a dismantelar un mayor número de campos antiguos. Es lo que Shell ha hecho con el campo Brent, que en su momento fue el mayor del Reino Unido”. El dismantelamiento acelerado impedirá recuperar recursos remanentes, cuya accesibilidad depende de plataformas y redes de ductos existentes. Las empresas consideran que los recursos recuperables remanentes en el sector británico del Mar del Norte ascienden a 10,000 Mbpe, de los cuales 6,300 están ya en exploración o desarrollo. Se estima que de los casi 4,000 Mbpe restantes, apenas la mitad serán explorados y desarrollados.

Craven Walker, ejecutivo de Serica Energy, una de las muchas pequeñas empresas que disfrutaron del auge del Mar del Norte, ofrece ahora una visión muy desalentadora. “La industria está en situación crítica. Las compañías pequeñas, como la nuestra, pierden su habilidad para obtener financiamiento y premiar a sus accionistas. Es una muerte lenta, por agotamiento”. A su juicio, el final del Mar del Norte puede presentarse mucho antes de lo esperado. El colapso de los precios, un sistema fiscal que desalienta la inversión y la ausencia de cooperación entre los productores, acelerarán el ritmo de cierre de campos y apresurarán las acciones de dismantelamiento.

Los productores también han señalado que el régimen fiscal británico sobre el petróleo se ha tornado excesivamente complejo. Un derecho complementario, sumado al impuesto al ingreso de las empresas en 2002, llegó al extraordinario nivel de 32% en 2011. Incluso después de un ajuste a la baja introducido en enero de 2015, la tasa impositiva marginal sobre algunos campos es del orden de 80 por ciento. A mediados de marzo, un alto funcionario del Tesoro británico hizo saber que los productores de hidrocarburos del país se beneficiarán de las reducciones impositivas que, como se sabe, se incluirían en el presupuesto que estaba por anunciarse. “La menor carga fiscal se orientará a estimular la exploración y demorar el dismantelamiento de campos antiguos, quizá próximos a su agotamiento”⁶¹. Se trata de evitar el abandono de campos que podrían volver a ser rentables, con una recuperación significativa de los precios.

Irónicamente, ahora se considera que el auge de la apertura y desarrollo de la provincia petrolera del Mar del Norte, a lo largo del último medio siglo, puede ser seguido por un más breve pero también muy redituable auge de la industria del dismantelamiento de instalaciones petroleras en el área: un negocio de miles de millones de libras. Se trata de hacer desaparecer, con el menor daño posible al ambiente marino, cientos de plataformas y otras instalaciones, algunas de las cuales, “como Thistle, Dunlind, Muchirson,

61 Christopher Adams y George Parker, “North Sea oil groups set for tax breaks in Budget”, *Financial Times*, 16 de marzo de 2015 (www.ft.com).

Cormorand y Dunbar, son gigantescas estructuras de acero, de la altura de la Torre Eiffel, que consumen energía suficiente para iluminar una ciudad pequeña, ancladas a los fondos marinos por columnas de concreto que se hunden alrededor de 200 metros.”

Como se esperaba, el presupuesto británico, presentado al Parlamento a mediados de marzo de 2015 por el ministro de Finanzas, George Osborne, incluyó importantes medidas de alivio fiscal para los productores de hidrocarburos del Mar del Norte. Según la crónica de *The Economist*, las reducciones más importantes —que habían sido demandadas desde hace tiempo por las empresas operadoras— fueron las siguientes:

- reducción de la tasa de impuesto sobre el ingreso de las empresas petroleras de 50 a 35 por ciento
- reducción del impuesto complementario al ingreso de las empresas de 30 a 20 por ciento.

Además, el gobierno asumirá los gastos de nuevos estudios sísmicos en áreas remotas de la provincia petrolera.

Las alzas impositivas que ahora se corrigen datan de 2011 y desde entonces fueron combatidas furiosamente por los productores. Éstos consideran que la imposición excesiva fue uno de los factores detrás de la precipitada caída de los volúmenes producidos entre 2011 y 2013. En 2014 se registró una modesta recuperación. Ahora se espera que la producción se recupere en alrededor de 15% en el próximo quinquenio. “Una consecuencia de lo anterior es que el otrora pujante sector petrolero del Mar del Norte se ha tornado marginal en el conjunto de la economía británica. En 2011-12, la recaudación proveniente del Mar del Norte se situó en £ 10,900 millones, pero en 2013-14 se contrajo hasta £ 4,700 millones”⁶².

Existen dudas de que el alivio fiscal anunciado sea suficiente para restaurar la salud del deprimido sector petrolero británico, cuya declinación parece inexorable, ante la aparición de varias otras áreas productoras de menores costos, en la costa occidental de África y en el Golfo de México.

Canadá: hay que admitirlo: los efectos han sido atroces

El gobernador del Banco de Canadá —el banco central del otro exportador neto de petróleo de Norteamérica— se apartó un tanto de la flemática medida que se supone usan

⁶² “North Sea oil and the Budget: Priming the pumps”, *The Economist*, 21 de marzo de 2015 (www.economist.com)

las autoridades monetarias nacionales al referirse a las consecuencias de la caída de los precios del petróleo sobre la economía canadiense: “Hemos tenido un primer trimestre atroz —dijo— el *shock* petrolero nos ha afectado grandemente”. La página web del Banco reprodujo la amplia declaración del gobernador Stephen Poloz al presentar, el 15 de abril de 2015, el informe de política monetaria correspondiente al primer trimestre⁶³.

Al comenzar el año —explicó— se resentían ya los efectos negativos, mientras que los compensadores, vía estímulo a la demanda y a la actividad, tardarían en presentarse, por lo que “se demoraría mucho más allá de lo previsto [quizá hasta 2017] el retorno al pleno uso de la capacidad productiva y a una inflación estabilizada alrededor del 2 por ciento”. En un lenguaje no técnico, al responder a una pregunta, Poloz dijo: “En teoría, los menores precios del petróleo dejan dinero en el bolsillo de los consumidores, pero si una compañía petrolera cancela un proyecto de inversión y despide trabajadores, éstos no tendrán dinero para adquirir nuevos vehículos. Este tipo de efectos se difunde con rapidez”. En respuesta, el Banco redujo en 25 puntos básicos la tasa de interés líder, para situarla en 0.75%. Se sabe ahora que el crecimiento en el primer trimestre fue nulo y que la perspectiva para el año completo se sitúa en apenas 1.9 por ciento.

“El riesgo mayor—dijo también Poloz—es la magnitud y duración del efecto negativo del choque petrolero, frente a los factores de estímulo que se advierten en el sector no energético”. La previsión es que estos se manifiesten ya en el segundo trimestre o, si más tarde, en el segundo semestre.

El año próximo, el Banco renegociará con el gobierno el objetivo de inflación. Poloz señaló que se examinará la posibilidad de situarlo por encima de 2%, para ampliar el campo de maniobra de la política monetaria.

Por otra parte, de acuerdo con la Asociación Canadiense de Productores de Petróleo ha reducido de 6.4 Mbd a 5.3 Mbd su estimación del volumen de crudo que el país producirá en 2030, atribuyendo la corrección “a la aguda baja de los precios del petróleo en el último año”. Los drásticos recortes de los gastos de inversión de las principales empresas petroleras activas en el país son el principal factor al que obedece la pérdida de más de un millón de barriles diarios en la producción esperada para el final del decenio. La Asociación estima que los gastos de capital de la industria canadiense se reducirán en alrededor de 40% en 2015, respecto del nivel de 2014, situándose en no más de Dls 37,000 millones.

Las cifras de producción muestran que en 2014 ésta llegó a 3.7 Mbd y se esperaba que en el año siguiente guardase un nivel similar y probablemente rebase los 4 millones al año siguiente. Este continuado aumento de la producción de aceite proveniente de

63 Bank of Canada, “Release of the Monetary Policy Report” (www.bankofcanada.ca)

arenas bituminosas, se basa en cuantiosas inversiones ya realizadas que permiten décadas de explotación continua con muy baja inversión adicional. Ahora están entrando en producción proyectos iniciados hace años, como el Kearl, que rendirá 200 mbd para Imperial Oil, filial de la ExxonMobil. “Las operaciones existentes siguen siendo competitivas, aún en periodos de precios bajos”. De igual suerte, el impacto en la producción de las inversiones diferidas ahora sólo se resentirá al fin de la década.

La Asociación considera también que el aumento de la producción previsto saturará la capacidad de transporte de crudo ahora existente alrededor de 2020, cuando deberá alcanzarse un volumen de 4.6 Mbd. Entre 2020 y 2030 se requerirán cuantiosas inversiones en oleoductos para mover la producción adicional esperada.⁶⁴

¿Está soportando Noruega el desplome de los precios?

En Noruega, según un estudio de la EIU,⁶⁵ se cuentan, del lado positivo, un tipo de cambio flexible, un fondo soberano de enorme magnitud y un mercado laboral sin presiones, factores que de alguna manera no alcanzan a compensar la dependencia respecto de la actividad petrolera, con gran ponderación sobre el conjunto de la actividad económica y el patrimonio de la nación. Ahora, todo parece indicar que se han salvado los mayores peligros y que la situación empieza a corregirse para alcanzar mejores resultados en 2016, a los que apuntan los indicadores del FMI, del Norges Bank (banco central), las estadísticas oficiales y las previsiones de la EIU.

Las reducciones de los precios del petróleo a lo largo de la segunda mitad de 2014 suscitaron un intenso debate en Noruega que implicó a la clase política, los economistas, los sindicalistas y los patronos, entre otros grupos interesados. El sector a la izquierda consideró al fenómeno como una oportunidad para reequilibrar la economía del país, abatiendo la dependencia del sector petrolero. La opinión conservadora coincidió en general con esta apreciación, aunque expresó mayores temores por efectos negativos específicos en lo inmediato.

La economía noruega (excluyendo los sectores petrolero, gasífero y naviero) redujo marcadamente su crecimiento: a un promedio trimestral de 0.2% en la segunda mitad de 2014, frente a 0.8% en el primer semestre. (Para el primer trimestre de 2015 se

64 Canadian Association of Petroleum Producers, *Crude Oil: Forecast, Markets and Transportation*, junio de 2015 (www.capp.ca) y Gregory Meyer, “Collapse in oil Price to curb Canada’s long-term output growth”, *Financial Times*, 9 de junio de 2015 (www.ft.com).

65 Economist Intelligence Unit, “Is Norway withstanding the oil shock”, *Energy / Norway / Oil and gas*, 7 de julio de 2015 (www.eiu.com/Industry/article/1483323532/is-norway-withstanding-the-oil-shock).

reportó una tasa anual de crecimiento de 1.5%, según *The Economist*.⁶⁶) Hubo además un notorio debilitamiento de la demanda de exportaciones noruegas en sus mayores mercados europeos: Finlandia, Francia, Italia y Alemania.

El sector oficial, desde la primera ministra y líder de los Conservadores, Erna Stolberg, y los ministros de Finanzas, Siv Jensen, y de Energía y Petróleo, Tord Lien, del Partido Progresista, que forma parte de la coalición, hasta el gobernador del banco central, Oystein Olsen —que en junio último introdujo una reducción de la tasa de interés como medida anticíclica— considera que la crisis se ha contenido. Así parecen sugerirlo indicadores que muestran que sus efectos negativos no han rebasado al sector petrolero y a las ramas más vinculadas al mismo y, al mismo tiempo, se han confinado a las áreas geográficas alrededor de Stavanger, la ‘capital petrolera’ del reino, donde la desocupación es más elevada. Una parte de este desempleo afecta a trabajadores extranjeros que trabajan en las operaciones petroleras costa afuera.

La entidad estadística oficial, Statistics Norway, considera que una reducción de 45% en el precio del petróleo se traducirá en una reducción directa de 30% en el ingreso de la industria petrolera y una contracción de 6 puntos del PIB nominal. En este sentido, parte del efecto negativo aún no se ha dejado sentir y dará lugar a reducciones adicionales de la inversión y mayores tasas de desocupación en 2015. Las principales empresas petroleras han anunciado importantes reducciones de inversión y de personal. En especial, Statoil, que ya redujo su planta laboral en 1,900 en 2014, espera declarar nuevas redundancias de hasta 1,500 trabajadores de tiempo completo antes del fin de 2016.

Los haberes acumulados en el fondo soberano de inversión permitirán mantener la expansión fiscal sin dar lugar a un déficit financiero o un alza del endeudamiento. Más o menos estabilizado alrededor de 60 Dls/b, el precio resulta redituable. A un nivel de 4.2% en abril, el desempleo es inferior a la mitad del promedio europeo y el más bajo del continente.

La ausencia de presiones en el mercado laboral, a la que antes se aludió, se manifiesta en el hecho de que la creación de puestos de trabajo a largo plazo en los sectores no petroleros, estimada en 70 mil posiciones, supera con mucho la pérdida neta de alrededor de 15 mil empleos en la industria del petróleo y gas y sus proveedores.

Otro factor de alivio en el corto plazo es la devaluación de la corona noruega, estimada en aproximadamente 9.5% en 2014, además de la depreciación acumulada desde 2012, que es un fuerte factor de impulso a las exportaciones diferentes de las *commodities* y que ha compensado también la competitividad de los costos laborales. En los últimos

⁶⁶ “Economic and financial indicators – Output, prices and Jobs”, *The Economist*, 18 de julio de 2015 (www.economist.com)-

dos años, el costo unitario del trabajo ha aumentado 3% en términos reales, aislando en buena medida a los asalariados de los efectos negativos de la caída de los precios petroleros.

La perspectiva de crecimiento económico ha mejorado junto con la expectativa de recuperación del gasto en inversión en el sector petrolero. Algunos proyectos en esta área incluyen:

- Reanudación de las inversiones en el enorme campo Johan Svedrup, vinculando con los campos Avaldsness, de Lundin Petroleum, y Aldous Major South, de Statoil.
- Wintershall Norge, Centrica Resources y Petoro—la compañía que maneja los intereses estratégicos directos del Estado en el sector petrolero—se preparan para relanzar el desarrollo del campo Maria.
- La puesta en marcha de los planes de desarrollo y operación de los campos Vette y Zidane en 2016; de Snorre en 2017 y de Johan Castberg en 2018.

Se esperan inversiones adicionales en exploración y recuperación secundaria pues se estima que quizá más de la mitad de las reservas potenciales de Noruega aún yace en la plataforma continental.

Todo lo anterior se resume en un firme perspectiva de reafirmación del crecimiento económico a partir de la segunda mitad de 2015 y a lo largo de 2016, en el supuesto, desde luego, que no haya un nuevo y precipitado derrumbe de los precios del crudo.

El análisis de la EIU concluye, con típica moderación británica, que “por el momento, no todas las perspectivas de Noruega son preocupantes”. Habría que decir, en realidad, que Noruega es muy probablemente el país petrolero que ha salido mejor librado del colapso.

2016: un principio de año desastroso

Al igual que un año antes, el principio de 2016 resultó desastroso para el mercado petrolero, pues los precios de los principales crudos marcadores —Brent, WTI y canasta OPEP— registraron caídas muy considerables y tocaron niveles mínimos casi en lo que va del siglo. Desde enero resultaba claro, como hizo notar la AIE, que la demanda mundial de crudo tendría, en el año, un crecimiento muy por debajo de la expansión observada en 2015 y el panorama de la oferta distaba de ser claro, aunque apuntaba a una cierta ampliación.

Surgieron, desde enero, señales de una búsqueda de entendimiento entre países productores —dentro y fuera de la OPEP— pero más que la idea de un posible acuerdo pesaron en el mercado las señales negativas provenientes de países productores, corporaciones petroleras y analistas que contemplan alarmados como la inestabilidad petrolera se retroalimenta de las volatilidades cambiaria y bursátil

El mercado vivió once jornadas sucesivas a la baja, entre el 4 y el 18 de enero, en cuyo curso la caída acumulada de las cotizaciones llegó a Dls 24.54, equivalente a una caída de 46.3% para el Brent; a Dls 19.78 o 41.0% para el WTI, y a Dls 21.25, es decir, 47.4% para la canasta de crudos de la OPEP.

En la segunda parte del mes se combinaron jornadas al alza, con avances y caídas moderadas, por lo general inferiores a un dólar entre un día y otro. Al cierre de enero, las cotizaciones promedio del mes se situaron en niveles notoriamente inferiores a las correspondientes al mes inmediato anterior. En suma, enero mantuvo la tendencia a la baja que ha dominado al mercado. (véase el cuadro 4.)

La mezcla mexicana de exportación tuvo, por su parte, un mes de enero de mayor volatilidad y pérdida que los crudos marcadores. La caída máxima en el mes, registrada el 20 de enero, lo situó Dls 21.50 por debajo de la cotización de cierre de diciembre de 2015, deterioro equivalente a 53.2 por ciento.

En las primeras jornadas de febrero se acentuó la volatilidad de las cotizaciones de los crudos marcadores, con clara tendencia a la baja, aunque no volvieron a alcanzarse los mínimos de mediados de enero.

Los informes mensuales de la OPEP y de la AIE sobre la evolución del mercado destacaron, para enero, elementos como los siguientes:

OPEP	AIE
La caída de precios de enero reflejó el monto de oferta excedente, la continuada desaceleración de la economía de China y la menor demanda de combustible de calefacción por un invierno suave en el hemisferio norte. Las cotizaciones de la segunda mitad del mes indican un relativo mejoramiento del sentimiento del mercado y el cambio de sentido, hacia el alza, de las posiciones de los <i>hedge funds</i>. La firmeza del dólar siguió presionando al mercado, así como la continuada e incluso acelerada acumulación de inventarios. Un factor estacional de gran influencia fue el suave invierno que prevaleció en el hemisferio norte. La declinación que se espera en 2016 de la oferta no-OPEP —del orden de 700 mbd— es modesta si se tiene en mente la magnitud de la caída de los precios. En sí, no contribuirá mucho a la recuperación de las cotizaciones en el año. Se espera que en 2016 la demanda de crudo originado en la OPEP se sitúe en 31.6 Mbd, con aumento de 1.8 Mbd sobre la cifra de 2015.	El principal factor que detuvo la caída de los precios tras los mínimos registrados a mediados de enero parece haber sido la expectativa de un acuerdo de reducción de oferta de la OPEP y otros grandes productores—a pesar de lo remota e improbable que parece. Actuó también la expectativa de cierta moderación en el nivel de producción de la OPEP, a pesar del esperado aumento de la iraní. La producción <i>shale</i> sigue mostrando capacidad de sostenerse, con ajustes menores, a pesar de la caída de los precios. También alivió al mercado la previsión de un alza de la demanda en respuesta a los bajos precios (inferiores a Dls 30), pero ésta sigue frenada por un crecimiento modesto de la economía mundial, con riesgo de moderarse aún más. La revaluación del dólar eliminó el estímulo de demanda resultante de su debilitamiento. Quizá deba preverse que el mercado siga ampliamente sobreabastecido a lo largo de 2016 y no haya oportunidad para una reacción al alza de los precios.
Organization of Petroleum Exporting Countries, <i>Monthly Oil Market Report</i> , 10 de febrero de 2016.	International Energy Agency, <i>Oil Market Report</i> , 9 de febrero de 2016.

Estadísticas del comportamiento del mercado

CUADRO 1 – PRECIOS MEDIOS DE LOS CRUDOS DE REFERENCIA Y DE LA MME
(dólares por barril)

	Brent	WTI	Canasta OPEP	MME^a
2014				
2° semestre	90.18	85.16	86.97	78.38
4° trimestre	77.00	73.11	73.15	66.33
Anual	99.37	92.84	96.29	86.00
2015				
1er trimestre	55.19	48.68	50.30	45.44
2° trimestre	63.48	57.94	59.89	52.87
1er semestre	59.34	53.31	55.10	49.16
3er trimestre	51.19	46.52	48.16	41.40
4° trimestre	44.69	42.18	39.84	33.86
2° semestre	47.94	44.35	47.47	37.63
Anual	53.57	48.80	51.28	43.39
2016				
Enero	31.92	31.78	26.63	22.82

aMezcla mexicana de exportación

FUENTE: Servicio Geológico Mexicano (portalweb.sgm.gob.mx) y OPEC *Monthly Oil Market Report* (números de 2013,2014, 2015 y enero 2016) (www.opec.org)

CUADRO 2 – OFERTA MUNDIAL DE PETRÓLEO
(Millones de barriles diarios – MBD)

	OPEP	No OPEP	Total
2014			
4° trimestre	37.8	57.6	95.4
2° semestre	37.8	57.1	94.8
Anual	37.5	56.3	93.7
2015			
1er trimestre	37.7	57.4	95.1
2° trimestre	38.8	57.5	96.3
1er semestre	38.3	57.5	95.7
3er trimestre	38.3	58.6	96.9
4° trimestre	39.1	57.8	96.9
2° semestre	38.7	58.2	96.9
Anual	38.7	57.6	96.3
2016			
Enero	n.d	n.d	96.5

FUENTE: International Energy Agency, *Oil Market Report* (números de 2014, 2015 y 2016) (<https://www.iea.org/oilmarketreport/reports>)

CUADRO 3 – DEMANDA MUNDIAL DE PETRÓLEO
(Millones de barriles diarios – MBD)

	OECD	No OECD	Total
2014			
4° trimestre	46.3	47.7	94.0
2° semestre	46.1	47.2	93.6
Anual	45.7	47.1	92.8
2015			
1er trimestre	46.5	47.1	93.6
2° trimestre	45.3	48.6	93.9
1er semestre	45.9	47.9	93.8
3er trimestre	46.7	48.8	95.4
4° trimestre	46.2	49.0	95.3
2° semestre	46.5	48.9	95.4
Anual	46.2	48.4	94.6

FUENTE: International Energy Agency, *Oil Market Report* (números de 2014, 2015 y 2016) (<https://www.iea.org/oilmarketreport/reports>)

CUADRO 4 – PRECIOS MEDIOS DE LOS CRUDOS DE REFERENCIA Y DE LA MME
(dólares por barril y porcentajes)

	Brent				WTI				Canasta OPEP				MME ^a			
	2014	% ^b	2015	% ^b	2014	% ^b	2015	% ^b	2014	% ^b	2015	% ^b	2014	% ^b	2015	% ^b
Enero	107.11	-3.2	49.82	-21.3	94.84	-3.6	47.37	-20.1	104.71	-2.7	44.38	-25.4	90.65	-1.1	41.70	-20.4
Febrero	108.84	1.6	58.80	18.0	100.66	6.1	50.83	7.3	105.38	1.6	54.06	21.8	93.09	2.7	47.26	13.3
Marzo	107.75	-1.0	56.94	-3.2	100.51	-0.2	47.85	-5.9	104.15	-0.2	52.46	-3.0	93.48	0.4	47.36	0.2
1er trimestre	107.90	-1.3	55.19	-28.3	98.67	0.2	48.68	-33.4	104.75	-1.6	50.30	-31.4	92.41	0.4	45.44	-31.5
Abril	108.09	0.3	61.14	7.4	102.04	1.5	54.63	14.2	104.27	0.1	57.30	9.2	95.68	2.4	50.69	7.0
Mayo	109.22	1.1	65.61	7.3	101.80	-0.2	59.37	8.7	105.44	1.1	62.16	8.5	96.79	1.2	54.06	6.6
Junio	111.97	2.5	63.70	-2.9	115.16	13.1	59.83	0.8	107.89	2.3	60.21	-3.1	96.79	0.0	55.82	3.3
2º trimestre	109.76	1.7	63.48	15.0	106.33	7.8	57.94	19.0	105.87	1.1	59.89	19.1	96.42	4.3	53.52	17.8
1er semestre	108.33	-0.6	59.34	-45.8	102.50	0.9	53.31	-37.4	105.31	-1.3	55.10	-36.7	96.41	0.1	49.48	-36.9
Julio	108.07	-3.5	56.87	-4.2	102.39	-11.1	51.19	-14.4	105.61	-2.1	54.19	-10.0	94.65	-2.2	49.50	-11.3
Agosto	103.40	-4.3	48.21	-15.2	96.08	-6.2	42.89	-16.2	100.75	-4.6	45.46	-16.1	90.80	-4.1	39.91	-19.4
Septiembre	98.57	-4.7	48.49	0.6	93.18	-3.0	45.50	6.1	95.98	-4.7	44.83	-1.4	85.82	-5.5	38.81	-2.8
3er trimestre	103.35	-5.8	51.19	-19.4	97.22	-8.6	46.53	-19.7	100.78	-4.8	48.16	-19.6	90.42	-6.2	42.74	-20.1
Octubre	88.05	-10.7	49.29	-3.1	84.34	-9.5	46.29	1.7	85.06	-11.4	45.02	0.4	75.23	-12.3	39.54	1.9
Noviembre	79.63	-9.6	45.89	-6.9	75.70	-10.2	42.92	-7.3	75.57	-11.2	40.50	-10.0	71.39	-5.1	35.41	-10.4
Diciembre	63.33	-20.5	37.22	-18.9	59.29	-21.7	35.70	-16.8	59.46	-21.3	33.99	-16.1	52.36	-26.7	27.52	-22.3
4º trimestre	77.00	-25.5	41.80	-18.4	73.11	-24.8	41.64	-10.5	73.36	-27.2	39.84	-17.3	66.33	-26.6	34.16	-16.2
2º semestre	90.18	-17.1	47.66	-19.7	85.16	-16.9	44.08	-17.3	87.07	-18.4	47.47	-13.8	78.38	-18.7	41.82	-15.5
Año	99.50	-8.6	53.50	-46.2	93.83	-4.3	48.70	-48.1	96.19	-9.3	51.28	-46.7	86.39	-12.2	45.65	-47.2
Enero 2016	--	--	30.40	-39.0	--	--	31.77	-22.9	--	--	26.86	-39.5	--	--	21.93	-41.4

aMezcla mexicana de exportación

bCambio porcentual sobre periodo inmediato anterior correspondiente: mes, trimestre, semestre o año.

FUENTE: Servicio Geológico Mexicano (portalweb.sgm.gob.mx) y OPEC *Monthly Oil Market Report* (números de 2013, 2014 y 2015) (www.opec.org)

CUADRO 5 — PRECIOS DE LOS CRUDOS DE REFERENCIA Y DE LA MME: ENERO DE 2015 Y 2016
(Dólares por barril y alzas (+) o bajas (-) diarias en dólares)

	Brent			WTI			Canasta OPEP			MME ^a		
Enero	2015	+ o -	2016	+ o -	2015	+ o -	2015	+ o -	2016	+ o -	2015	+ o -
2 / 4	56.42	-0.91	37.22	-0.12	52.69	-0.58	36.76	-0.28	51.78	-0.22	31.79	0.52
5	53.11	-3.31	36.42	-0.80	50.04	-2.65	35.97	-0.79	48.87	-2.91	31.21	-0.58
6	51.10	-2.01	34.23	-2.19	47.93	-2.79	33.97	-2.00	46.57	-2.30	29.71	-1.50
7	51.15	0.05	33.75	-0.48	48.65	0.52	33.27	-0.70	44.79	-1.78	27.85	-0.51
8	50.96	-0.19	33.55	-0.20	48.79	0.14	33.16	-0.11	45.68	0.89	28.47	0.52
9 / 11	50.11	-0.85	31.55	-2.00	48.36	-0.43	31.41	-1.75	45.19	-0.49	27.07	-1.40
12	47.43	-2.68	30.86	-0.69	46.07	-2.29	30.44	-0.97	43.55	-1.64	25.76	-1.31
13	46.59	-0.84	30.31	-0.55	45.89	-0.18	30.48	0.04	41.50	-2.05	25.69	-0.07
14	48.69	2.10	31.03	0.74	48.48	2.59	31.20	0.72	41.65	0.15	25.00	-0.69
15	47.67	-1.02	28.94	-2.09	46.25	-2.23	29.42	-1.78	43.14	1.49	24.74	-0.26
16 / 18	50.17	2.50	28.45	-0.49	48.69	2.44	---	---	43.40	0.26	23.58	-1.16
19	48.79	-1.38	28.76	0.31	48.69	0.00	28.46	-0.96	43.87	0.47	23.85	0.27
20	47.99	-0.80	27.88	-0.88	46.39	-2.30	26.55	-1.91	43.04	-0.83	22.48	-1.37
21	---	---	29.25	1.37	---	---	29.53	3.08	43.25	0.21	22.89	0.41
22	48.52	0.53	32.18	2.93	46.31	-0.08	32.19	2.66	43.05	-0.20	25.50	2.71
23/25	48.79	0.27	30.50	-1.68	45.59	-0.72	30.34	-1.75	43.69	0.64	25.58	0.08
26	48.79	0.00	31.80	1.30	45.15	-0.44	31.45	1.11	42.90	-0.79	25.11	-0.47
27	49.60	0.81	33.10	1.30	46.23	1.08	32.30	0.85	43.24	0.34	26.40	1.29
28	48.47	-1.13	33.89	0.79	44.45	-1.78	33.23	-0.07	44.08	0.84	28.28	1.88
29	49.13	0.66	34.70	0.81	44.53	0.08	33.62	0.39	43.88	-0.20	31.58	-0.33
30/1	52.99	3.86	34.24	-0.46	48.24	4.71	31.62	-2.00	44.83	0.95	31.45	-0.13
Mensuales	49.82	-3.43	31.92	-2.52	47.37	-4.45	31.78	-5.14	44.38	-6.95	26.63	-0.34
											39.31	-4.41
												22.81

aMezcla mexicana de exportación

Mezcla mexicana de exportación

FUENTE: Servicio Geológico Mexicano (portalweb.sgm.gob.mx) y OPEP, “OPEC Basket Price” (http://www.opec.org/opec_web/en/data_graphs/40).

	Brent				WTI				Canasta OPEP				MME ^a			
	2015	+ o -	2016	+ o -	2015	+ o -	2016	+ o -	2015	+ o -	2016	+ o -	2015	+ o -	2016	+ o -
Febrero	52.99	3.86	34.24	- 0.46	48.24	3.71	31.62	- 2.00	44.83	0.95	29.73	0.62	40.40	1.99	25.82	0.29
30/1																
2	54.75	1.76	32.70	- 1.54	49.57	1.33	29.88	- 1.74	48.19	3.36	28.40	- 1.33	43.57	3.17	24.47	- 1.35
3	57.91	3.16	35.04	2.34	53.05	3.48	32.28	2.40	51.77	3.58	28.65	0.25	46.31	2.74	26.15	1.68
4	54.16	- 3.75	34.46	- 0.58	48.45	- 4.60	31.70	- 0.58	52.22	1.45	29.93	0.28	44.90	- 1.41	26.34	0.19
5	56.57	2.41	34.06	- 0.40	50.48	2.03	30.89	- 0.81	50.81	- 1.41	29.30	- 0.63	46.10	1.20	25.73	- 0.61
6/8	57.80	1.23	32.88	- 1.18	51.69	1.21	29.69	- 1.20	53.36	3.55	29.00	- 0.30	47.52	1.42	---	---
9	58.34	0.54	30.32	- 2.56	52.86	1.18	27.94	- 1.75	53.58	0.22	28.33	- 0.67	48.01	0.49	---	---
10	56.43	- 1.91	30.84	0.52	50.02	- 2.84	27.45	- 0.49	53.14	- 0.44	25.93	- 2.40	46.57	- 1.54	28.40	2.67
11	54.66	- 1.73	30.06	- 0.78	48.84	- 1.18	26.12	- 0.33	52.21	- 0.93	25.21	- 0.72	45.37	- 1.20	22.08	- 6.32
12	57.05	2.39	33.36	3.30	51.21	2.37	29.44	0.32	52.86	0.65	26.74	1.53	47.62	2.25	24.11	2.03

SEGUNDA PARTE

LOS TÓPICOS DEL AÑO

LA ESTRATEGIA SAUDITA Y EL DERRUMBE DE LOS PRECIOS: ¿UNA EXPLICACIÓN VEROSÍMIL?

Antecedentes:

La llamada estrategia saudita en 2014

Tras nueve meses de iniciada la precipitada caída de los precios internacionales del petróleo han seguido discutiéndose las causas a las que obedeció. Una de las explicaciones en que más se ha insistido, desde el principio del colapso, es la que señala a Arabia Saudita, nación líder de la OPEP, como inspiradora y principal artífice de una estrategia, con visión de largo plazo, orientada a recuperar la posición de principal oferente mundial de petróleo de exportación, en un mercado petrolero internacional profundamente transformado. A principios de marzo, el *Financial Times* divulgó un ensayo de Anjil Raval que revisita las hipótesis que apoyan esta particular explicación,⁶⁷ destacando los siguientes momentos:

67 Anjil Raval, “The big drop: Riyadh’s oil gamble”, *Financial Times*, 9 de marzo de 2015 (www.ft.com).

Junio de 2014 <i>Brent: 112.36 Dls/b.</i>	En una reunión ministerial de la OPEP, se presentó un informe del Secretariado en el que se apuntaba una coyuntura de mercado caracterizada por un debilitamiento de la demanda <i>vis-à-vis</i> un crecimiento sostenido de la oferta, en especial la proveniente de fuera de la OPEP. Los temores de una afectación severa de las cotizaciones fueron desechados, entre otras, por la delegación saudita, subrayando, más bien, los riesgos de disrupción de los suministros de la OPEP misma, que atravesaba una coyuntura geopolítica difícil: en particular la caótica situación de Libia y, en ese momento, el creciente dominio territorial del más adelante llamado Estado Islámico (EI) tanto en Siria como en Irak. Se pensaba, y no sólo dentro de la OPEP, que las fluctuaciones de oferta podrían empujar los precios hasta niveles del orden de 130 Dls/b. El gobierno de EUA había obtenido seguridades del reino saudí de que éste haría lo que fuese necesario para evitar que el EI obstaculizara o interrumpiera el abasto suficiente y oportuno del mercado por parte de la OPEP. Las previsiones no se materializaron: por encima del caos, Libia, cuya producción había caído de 1.4 Mbd a alrededor de 200 mbd, logró, para el final del verano, una recuperación hasta 0.9 Mbd; el EI, por su parte, no llegó a extender su dominio a las grandes áreas petroleras de Irak. Un experto de IHS Energy, la firma consultora liderada por Daniel Yergin, señaló que el hecho de que la oferta de la OPEP se haya mantenido por encima de las tensiones y acciones bélicas, constituyó “el punto de flexión” para el mercado.
Julio de 2014 <i>Brent: 106.02 Dls/b.</i>	La situación continuó complicándose por la subestimación de la importancia y resistencia a las bajas de precios de la extracción estadounidense de petróleo no convencional (<i>shale o tight oil</i>), cuyo ascenso explica la mayor parte del aumento de la oferta mundial de crudo en el último decenio y que en la primera mitad de 2014 creció muy rápidamente, hasta llevar la producción total de EUA a su nivel máximo en treinta años, de algo más de 9 Mbd. Arabia Saudita no se mostraba convencida de la magnitud del cambio representado por la producción estadounidense de <i>shale oil</i>—cuyos costos de extracción se sitúan entre 30 y 90 dls/b, frente a un costo medio de 10 dls/b para el crudo árabe. Un antiguo ejecutivo de ENI, la empresa petrolera italiana, declaró que “los sauditas no entendieron el enorme potencial de la producción shale y por completo subestimaron la elevada inelasticidad de su volumen frente a las variaciones de precios”. Dos inelasticidades afectaron el mercado: la de la producción de la OPEP ante los disturbios políticos y la producción <i>shale</i> de EUA ante las caídas de precios.
Agosto de 2014 <i>Brent: 103.19 Dls/b.</i>	Una disminución no esperada de la demanda de petróleo saudita provino del Asia-Pacífico. Se considera que cuando las refinerías establecidas en China requieren menos crudo, suelen reducir primero las compras a otros exportadores, para no afectar a uno de sus proveedores tradicionales: Arabia Saudita. En el verano, varios importadores —China, Vietnam, India— empezaron a reducir su demanda de petróleo saudí y a exigir precios más bajos. El reino aceptó descuentos importantes en los precios, para defender su posición en el mercado asiático, en especial el de China, al que las exportaciones sauditas habían caído de 1.1 Mbd en enero a 0.9 Mbd en agosto. En esta situación, en palabras de un analista, “Arabia Saudita no tuvo otra opción que defender su posición en el mercado frente a otros exportadores de la OPEP y fuera de ella”. Uno de los principales asesores del reino, Mohammad al-Sabban, manifestó: “Sabíamos que el día iba a llegar, aunque no sabíamos cuándo. Con precios de tres dígitos, resultó claro que enfrentábamos una nueva realidad.”

Septiembre de 2014 <i>Brent: 94.67 Dls/b.</i>	Hacia el final del verano, cuando el precio del Brent ya se expresaba en dos dígitos, parece haberse producido un debate entre dos escuelas de pensamiento dentro del gobierno de Arabia Saudita. Una de ellas subrayaba los aspectos coyunturales, tanto de la reducción de la demanda como del aumento de los suministros, confiando en que pronto entrarían en juego las fuerzas autoestabilizadoras del mercado. De no ocurrir así y persistir la flojedad de la demanda, siempre podría acudir, como en el pasado, a una reducción de oferta. La otra argumentaba que resultaba necesario hacer frente a cambios estructurales en el mercado, desde la utilización de nuevas tecnologías de extracción y la tendencia a desplazar a las energías fósiles a favor de las bajas en carbono, que se conjuntaban en la presión contra la posición del reino en el mercado y contra el petróleo y otros combustibles fósiles en el balance energético. Había que responder a ambas, tratando de limitarlas o revertirlas. Después de señalar ante los medios que distaba de estar preocupado, pues “los precios son siempre cambiantes y no es ésta la primera vez que ocurre”, el ministro saudí del Petróleo, Ali al-Naimi, se ausentó por varias semanas. “Nadie se quedó a cargo del control—dijo un analista.”
Octubre de 2014 <i>Brent: 85.86 Dls/b.</i>	Hay muchos indicios de que la decisión saudita de mantener los niveles de producción y no acudir en esta ocasión a liderar una reducción de la oferta, fue adoptada en algún momento de octubre. Más que a través de una declaración de alto nivel político, se filtró a los mercados por voz del representante saudita en la OPEP, Nasser al-Dossary. Tras varios meses de caída de precios, en un encuentro en Nueva York con ejecutivos de empresas petroleras, uno de ellos preguntó al vocero: “Ustedes [los sauditas] van, por supuesto, a reducir la producción”. “Qué es lo que lleva a usted a pensar que vamos a recortar—respondió al-Dossary.” La filtración fue amplificadas en los medios de información.
Noviembre de 2014 <i>Brent: 70.14 Dls/b.</i>	En vísperas de la conferencia ministerial de la OPEP a fin de mes, diversas voces abogaron por una reducción deliberada de la oferta que detuviese la caída y ayudase a la recuperación de los niveles de precios. Tal fue la opinión expresada por los ministros de Venezuela, Iraq, Argelia y Nigeria, entre otros. Los ministros de exportadores no-OPEP, Rusia y México, se reunieron con al-Naimi. Se dice que éste señaló al ministro ruso que, dado que Arabia Saudita y Rusia producían cada uno alrededor de 10 Mbd, ambos deberían participar, a partes iguales, en cualquier eventual reducción. La idea no fue bien acogida. En la reunión misma de la OPEP que fue muy breve, se formalizó el acuerdo de mantener sin cambio, en 30 Mbd, el volumen total de producción de la Organización.
Diciembre de 2014 <i>Brent: 57.33 Dls/b.</i>	La decisión de la OPEP parece haber precipitado el desplome de los precios en las semanas siguientes. Dio lugar a una declaración explícita del ministro al-Naimi, a la revista <i>Middle East Economic Survey</i>: “No corresponde al interés de la OPEP reducir la producción, cualquiera que sea el nivel de precios. Si yo reduzco, ¿qué pasa con mi participación en el mercado? El precio subirá y los rusos, los brasileños y los productores de <i>shale</i> se quedarán con mi parte del mercado.” Después de varios meses de eludir un planteamiento claro de las motivaciones, el ministro saudita expresó con toda claridad la racionalidad de la decisión, quizá no desde el punto de vista del conjunto de la OPEP, pero sí, desde luego, desde el punto de vista de su país.

Epílogo *Brent (6 de marzo de 2015): 59.73 Dls/b.*

Tras la transición en el reino, al-Naimi fue ratificado en su cargo, aunque un hijo del nuevo monarca fue designado viceministro de Petróleo y se cambió la composición del Supremo Consejo del Petróleo. En 2015 se detuvo el desplome de los precios, hubo altibajos dentro de una tendencia moderadamente creciente o, al menos, estable; menudearon las noticias de reducciones en los gastos de capital de las principales corporaciones petroleras, tanto privadas como estatales, que presagian, a mediano y largo plazos, menor crecimiento e incluso reducciones en los montos producidos. “Si los sauditas hubieran reducido la producción habrían quedado como los idiotas de la fiesta. Habrían hecho lo que todo mundo quería, pero al mismo tiempo habrían hecho algo de lo que todo el mundo se habría reído”—dijo un experimentado observador de la OPEP. “A fin de cuentas, al-Naimi le dijo al mundo que los sauditas no pagarían los platos que los demás habían roto.”

*¿Ha tenido éxito la estrategia saudita?*⁶⁸

A mediados de mayo de 2015, tras varias semanas de fluctuaciones de las cotizaciones en el mercado petrolero mundial, dentro de una tendencia general al alza, un funcionario no identificado del gobierno saudita emitió en Riad una declaración que capturó de inmediato la atención, siendo difundida con amplitud, y alteró varios de los supuestos vigentes desde comienzos de año sobre el comportamiento previsible de los precios del crudo.

Es casi una tradición que sean voceros anónimos del gobierno saudita los que filtren a los medios las nuevas posiciones de su gobierno. Así, queda abierta la opción de desmentirlas con menor costo político, si resulta necesario. La “negabilidad” (*deniability*) se perdería con una declaración formal de, por ejemplo, un ministro, transmitida por un comunicado oficial. Como se recuerda, se acudió a tal procedimiento al dar cuenta de la oposición saudita a reducir la oferta de crudo ante el desplome de los precios. Unas semanas antes de la asamblea de la OPEP de noviembre de 2014, voceros no identificados filtraron a los medios esa posición, que terminó por imponerse.

La filtración de mediados de mayo se orienta en otro sentido: constituye, en realidad, una declaración de victoria de la estrategia petrolera iniciada con esa decisión de Arabia Saudita, acatada por la OPEP. *In nuce*, el funcionario anónimo señaló que el reino había recuperado su posición como actor dominante en el mundo del petróleo y principal exportador de crudo. En abril, su producción de petróleo alcanzó una cifra de 10.3 millones de barriles diarios (Mbd), que marca un nuevo máximo. La cotización del Brent cerró en 66.81 Dls/b, 8.38 dólares por encima de la de un mes antes y 10.39 más que al inicio del año. “No hay duda alguna de que la caída de los precios [respecto de los niveles superiores a 100 Dls/b]

⁶⁸ Este apartado se basa en el artículo “¿Victoria saudita?” publicado por el autor en *La Jornada*, México, el 21 de mayo de 2015.

ha reducido las inversiones en petróleo costoso, sobre todo el *shale* de Estados Unidos, el de aguas ultraprofundas y los aceites pesados”, indicó el funcionario.⁶⁹

Si se examinan los argumentos utilizados por el funcionario saudita hay que concluir que su declaración es, por lo menos, prematura. Parece un tanto arriesgado proclamar que la estrategia saudita en materia petrolera ha demostrado ya su éxito. Es demasiado pronto.

Del lado de la oferta, la reducción de la producción de petróleo no convencional en Estados Unidos, que interrumpió en abril una tendencia al alza imparable en los últimos años, puede revertirse si los precios siguen elevándose al ritmo que lo hicieron en abril y principios de mayo y si continúa o se acelera el avance de las tecnologías de extracción, con el consiguiente abatimiento de costos. Lo mismo ocurriría con la caída, estimada en 60% desde el inicio del año, en el número de pozos activos en ese país, muchos de los cuales se han dejado ociosos, pero sin dismantelarlos, lo que permitiría una rápida reactivación.

Más allá de Estados Unidos, la oferta global de crudo registró un impresionante aumento de 3.2 Mbd en abril de 2015, respecto del mismo mes el año anterior. No sólo Arabia Saudita y no sólo la OPEP contribuyeron al mismo: Rusia, que aportó 185 mil bd en el mes, ha sorteado las sanciones internacionales, establecido flexibilidad fiscal y aprovechado la devaluación del rublo. Por encima de sus enormes dificultades operativas y políticas, Petrobras se las arregló para conseguir en abril un alza anual de 17% sobre 2014, debido a la entrada en producción de pozos en la zona marítima profunda del pre-sal. La Agencia Internacional de Energía registra también alzas considerables de producción en China, Vietnam y Malasia.

Dentro de la OPEP deben advertirse—señala el más reciente reporte mensual de la Agencia Internacional de Energía—no sólo los aumentos en la producción de Irak y Libia, conseguidos por encima de enfrentamientos bélicos, tensiones y, a veces, anarquía, sino la elevación de las ventas al exterior de Irán, en la perspectiva, no muy inmediata por cierto, de retiro de las sanciones europeas y estadounidenses. En este panorama de oferta al alza de crudo convencional dentro y fuera de la OPEP, las caídas de producción y exportaciones de México destacan como una excepción aberrante, difícil de explicar.

En una perspectiva de más largo plazo hay que advertir las muy importantes inversiones de los países del Golfo en la futura expansión de su capacidad de producción, “en momentos en que sus contrapartes fuera de la OPEP se ajustan el cinturón”, subraya también la AIE: Kuwait, Arabia Saudita y los Emiratos Árabes Unidos están elevando el número de pozos en actividad y, sobre todo, expandiendo sus inversiones en exploración y perforación. En otras palabras, invierten masiva y agresivamente en la ampliación de su capacidad de producción.

69 Anjali Raval, “Saudi claims oil price strategy success”, *Financial Times*, Londres, 13 de mayo de 2015.

En cambio, las grandes corporaciones petroleras han recortado sus proyectos de inversión en alrededor de Dls 100 mil millones, a partir de la caída de los precios del crudo desde el verano de 2015.

Parecen haber sido elementos de este tipo los que llevaron al declarante saudita anónimo mencionado al principio a subrayar, como también lo registra el *Financial Times*, que “Arabia Saudita quiere prolongar la era del petróleo”—aquella que, como dijo célebremente el jeque Yamani el siglo pasado, no se acabaría por el agotamiento del petróleo, del mismo modo que la era de piedra no concluyó porque se acabaran las piedras—. “Deseamos, añadió el vocero saudita, que el petróleo continúe siendo utilizado como importante fuente de energía y deseamos ser el mayor productor de esa energía”. Es extraño, reflexionó el autor de la nota, que Arabia Saudita, dominada usualmente por la opacidad respecto de sus intenciones de política, explice tan claramente su visión de largo plazo: un mundo en que —por encima de los riesgos de calentamiento global— el petróleo y otros combustibles fósiles sigan siendo predominantes en el balance de fuentes de energía y un sector mundial de la energía, en que Arabia Saudita se mantenga como actor central. Adviértase que los países de la OPEP se reunirían en junio y la conferencia de Naciones Unidas sobre cambio climático hacia finales de año en París. Es claro a quienes se dirigía el gobierno saudita a través del funcionario no identificado.

Otro punto de vista sobre la estrategia saudita

Lo esencial del informe mensual de mayo de la AIE⁷⁰ se dedica a presentar otro punto de vista sobre el alcance, resultados y éxito relativo de la estrategia saudita, discutida en el apartado anterior, que presenta el punto de vista del gobierno saudita mismo. Dada la trascendencia del tema para la evolución futura del mercado petrolero, conviene, a pesar de que ya se han hecho referencias al mismo en anteriores apartados, citar *in extenso* el análisis de la AIE [con algunas acotaciones marginales].

“En el supuesto duelo entre la OPEP y el crudo ligero no convencional de Estados Unidos [*shale oil, o light tight oil, LTO*], este último es el que parece haber parpadeado. Después de meses de reducción de costos y de una caída de 60% en el número de *rigs* activos, la incesante alza de la oferta estadounidense de petróleo parece finalmente estarse abatiendo. La producción de LTO se redujo el mes pasado [abril] y se redujo la producción total de crudo en Estados Unidos, con lo que se puso fin aparente a una incesante cadena de alzas a lo largo de varios años. Los inventarios ya registraron la contracción. Los inventarios estadounidenses

70 International Energy Agency, *Oil Market Report*, 13 de mayo de 2015 (www.iea.org).

de crudo, principal fuente de los recientes aumentos en la OCED, tras 17 semanas, registraron su primera salida neta semanal hacia finales de abril. Parecen tornarse realidad las expectativas de que la situación del mercado se equilibre hacia mediados de año o, al menos, eso quieren pensar quienes impulsaron al crudo WTI a ganar 14% en abril—y a mantenerse al alza.

“Pero lo anterior es sólo parte de lo ocurrido.

“El final de las alzas de producción en EUA no equivale al final de la acumulación de inventarios. No sólo los últimos retiros palidecen ante la masiva acumulación del primer trimestre, sino que también existen indicios de que, al tiempo que se reduce la acumulación de crudo, los inventarios de productos están aumentando y, por así, decir llenando el vacío de los primeros. Los inventarios de productos en EUA se elevaron en marzo —cuando cabía esperar lo contrario desde el punto de vista estacional— al tiempo que China aumentaba también a nuevos máximos sus existencias de destilados. Datos preliminares muestran que, en el conjunto de la OCDE, los retiros de los inventarios de productos cesaron y empezó su reconstitución en abril. Este tipo de inventarios puede continuar creciendo, ahora que la demanda global atraviesa por su descenso estacional y se aceleran las corridas de refinación en todo el mundo. [Excepto en México, cabría anotar.]

“A pesar de la reducción de la producción estadounidense de LTO, en abril la oferta mundial de crudo registró un impresionante ascenso anual, sobre abril de 2014, de 3.2 Mbd, continuando los ascensos del primer trimestre. Aunque ya se había previsto este tipo de respuesta de la oferta de LTO a la reducción de los precios, los fuertes aumentos de otras fuentes de oferta no-OPEP desafiaron las expectativas. Las compañías petroleras de Rusia parecen estar gestionando extraordinariamente bien los menores niveles de precios y las sanciones internacionales, gracias a un régimen fiscal flexible que aligera la carga impositiva cuando caen los precios y a la ayuda proveniente de la depreciación del rublo. La producción rusa aumentó en un notable volumen anual de 185 mbd, de abril a abril. Por encima de todos sus problemas, la brasileña Petrobras constituye otra historia de éxito, en cierto sentido. Aún cuando sus problemas financieros evitan aumentos de las nuevas inversiones, las inversiones realizadas hace años están finalmente rindiendo frutos, en la medida en que entra en producción un pozo tras otro en la zona marítima del pre-sal. El alza anual de la producción de Brasil se estima en 17% en el primer trimestre. La producción de China está aumentando también, como es al caso, asimismo, de la producción en Vietnam y Malasia. [Como ya se hizo notar, el comportamiento a la baja de producción y exportaciones en México constituye una excepción aberrante.]

“Entre tanto, el vigoroso aumento de los precios del WTI el mes pasado está inyectando nueva vida a los productores de LTO. [El comportamiento de los precios de la mezcla mexicana fue aún mejor que el correspondiente al WTI, sin embargo la nueva vida de que habla la Agencia parece haber sido inyectada a la hacienda pública y no a la empresa

productiva del Estado, única productora en México —todavía.] Varios importantes productores estadounidenses de LTO han venido propalando el haber conseguido importantes reducciones de costos de producción en las semanas recientes. Al mismo tiempo, se ha informado que las compensaciones financieras entre productores (*producer hedging*) han aumentado de manera consistente, pues las empresas aprovecharon el alza de cotizaciones para asegurar sus utilidades.

“Sería prematuro, por tanto, asegurar que la OPEP ha ganado la batalla por la participación en el mercado. La batalla, en realidad, apenas se inicia. La decisión en noviembre último del núcleo de la OPEP, los países del Golfo [Pérsico], de no reducir su producción en defensa de los precios, fue sólo el primer paso de un plan que incluye, en realidad, aumentar la producción e invertir agresivamente en expandir la capacidad de producción —aún cuando otros socios de la OPEP se ven forzados a apretarse el cinturón. En contra de la tendencia global, Kuwait, Arabia Saudita y los Emiratos Árabes Unidos están aumentando el número de pozos en actividad y sus programas de perforación. Al mismo tiempo y contra todas las predicciones, Irak y Libia están también aumentando su producción. Los suministros provenientes de Irán llegaron a su punto máximo desde julio de 2012, cuando entraron en vigor las sanciones que desalientan o prohíben las compras de crudo iraní, en momentos en que las negociaciones de Irán con el grupo P5+1 [los cinco miembros permanentes del Consejo de Seguridad de la ONU *plus* Alemania] aumentan la probabilidad del regreso pleno de Irán a los mercados internacionales.

“La reciente restricción en la oferta estadounidense de petróleo debe ser colocada en perspectiva. En medio de los constantes disturbios políticos en el Medio Oriente y el Norte de África, en el mercado petrolero actual no escasean los riesgos de alzas de precios, ni los de descenso de suministros. Dado el papel central que ha jugado el LTO como fuente principal de una acrecida oferta estadounidense en el futuro, una reducción de la disponibilidad de LTO tendrá un impacto considerable en los futuros equilibrios petroleros. Pero el resto del sector petrolero no se encuentra detenido. En la medida en que el mercado continúa reequilibrándose, las fuentes de oferta adicional pueden surgir en lugares inesperados. A pesar de algunas señales relativamente negativas provenientes del propio Estados Unidos, y en ausencia de perturbaciones imprevistas de la oferta en otras partes del mundo, los fundamentales de corto plazo del mercado siguen siendo relativamente débiles.”

¿Puede proclamarse el triunfo de la estrategia saudita?

Las fluctuaciones a la baja de los precios internacionales del crudo continuaron a lo largo de agosto, como ya se preveía. En la jornada del lunes 24 de agosto tocaron sus niveles

más bajos en seis años: el Brent cerró en 42.69 dls/b y el promedio de los crudos del Mar del Norte fue de 41.83 dls/b; del otro lado del Atlántico, el WTI cayó a 38.24 dls/b y el mercado para entrega en un mes cerró en 38.09 dls/b; por su parte, la mezcla mexicana de exportación se situó en 33.71 dls/b. El precio de la canasta de crudos de la OPEP alcanzó ese mínimo en la jornada siguiente: 40.47 dls/b y el crudo Dubai, que algunos análisis usan como marcador de la OPEP, había llegado a un mínimo de 42.11 dls/b el día anterior. Agosto, en su conjunto, registró los precios medios mensuales del crudo más bajos desde abril de 2009. Comparadas con los niveles máximos de julio de 2007 (Brent: 134.02, WTI: 133.52 y MME: 120.25), la cotizaciones medias de agosto de 2015 equivalen a 31.9% en el caso del Brent; 28.6% en el del WTI, y 28% en el de la MME. En otras palabras, a mediados de 2015 el Brent valía algo menos de un tercio y el WTI y la MME apenas algo más de un cuarta parte que a mediados de 2009.

Es claro que no todo este monumental desplome puede atribuirse a la llamada ‘estrategia saudita’ que sólo entró en operación a finales de 2014. En los últimos diez años, los precios del petróleo sufrieron primero el impacto de la Gran Recesión, desde el otoño de 2007, que los llevó a niveles no muy superiores a los actuales hacia finales de 2008 y principios de 2009. Vino después un quinquenio de fluctuaciones con una clara tendencia al alza, que se mantuvo hasta el otoño de 2014. El primero de estos colapsos (verano de 2007 a otoño de 2009) se originó sobre todo en la contracción de la demanda provocada por la caída en la actividad económica mundial, especialmente severa en algunos países importadores netos de crudo. El segundo colapso (iniciado en el otoño de 2014) se originó sobre todo en el persistente excedente de oferta, que se ha mantenido precisamente por la ‘estrategia saudita’: no reducir los niveles de producción de la OPEP, a pesar de la caída de las cotizaciones, a fin de provocar la salida del mercado de los crudos de más alto costo de producción, en especial el crudo no convencional (*tight o shale oil*) de Estados Unidos, que había aportado la mayor parte del aumento de la oferta en el presente decenio. En otras palabras, desde finales de 2014 la OPEP —y, dentro de ella, Arabia Saudita— dejó de actuar como ‘productor marginal’ (*swing producer*), aquél que reduce o aumenta su oferta para mantener niveles de precios más o menos estables. Como también se ha dicho en los medios, la OPEP —y Arabia Saudita— decidió defender su participación en el mercado, erosionada por la entrada de nuevos oferentes, en especial los productores no convencionales estadounidenses, sin importarle el sacrificio de los niveles de precios.

En su informe mensual sobre el mercado petrolero correspondiente a septiembre, la Agencia Internacional de Energía incluyó el siguiente párrafo:

“La gran novedad de este mes es la relativa al estrechamiento de la oferta, centrado en los productores no-OPEP. El colapso de los precios del petróleo

está provocando el cierre de la producción de alto costo, desde Eagle Ford en Texas hasta Rusia y el Mar del Norte, que puede resultar en la reducción, el año próximo, de alrededor de medio millón de barriles diarios—la mayor declinación en 24 años. [...] el ambiente de precios deprimidos fuerza al mercado a comportarse como debería hacerlo ante tal situación: retirando producción y elevando demanda. Es probable que la producción de Estados Unidos sea la que primero resienta una caída de precios que ya ha abatido a la mitad el valor del Brent. Después de alcanzar un aumento récord de 1.7 Mbd en 2014, el actual desplome de precios puede frenar en seco el alza de la producción estadounidense. La declinaciónse inició en el año, con la caída de las adiciones anuales a la producción desde más de 1 Mbd a principios de 2015 a alrededor de la mitad de ese monto en julio. Un análisis riguroso de nuestros datos indica que la oferta estadounidense de crudo no convencional—el motor del crecimiento de la producción de petróleo de ese país—puede abatirse en cerca de 400 mbd, al generalizarse el abatimiento de la perforación y terminación de pozos.”⁷¹

La lectura generalizada de este análisis de la Agencia fue que el mismo proclamaba la victoria de la ‘estrategia saudita’: la brutal reducción de los precios del crudo comenzaba a expulsar del mercado porciones importantes de la oferta proveniente de los productores de más alto costo, en especial los productores estadounidenses de crudo no convencional. Tómese como ejemplo la información sobre el reporte mensual de la AIE presentada por el *Financial Times*, que señala:

“La producción estadounidense de *shale oil* sufrirá una drástica reducción el año próximo [2016], como resultado del colapso en los precios del crudo, señaló el viernes [11 de septiembre] el principal analista petrolero del mundo. Esta perspectiva muestra que empieza a tener éxito el intento de Arabia Saudita de expulsar del mercado a los productores de alto costo. [...] el esfuerzo de la OPEP para ‘defender su participación en el mercado, más que el precio, parece estar alcanzando el efecto esperado’.”⁷²

Al resumir el reporte de septiembre de la AIE, los editores del *Oil and Gas Journal*, uno de los órganos más prestigiados de la prensa especializada, se abstienen de relacionarla con la ‘estrategia saudita’. Subrayan, sin embargo, que “la producción no-OPEP declinó en 350 mbd en agosto, para situarse en un total de 58.16 Mbd. ‘La declinación fue encabezada por Estados Unidos, que, de acuerdo a información preliminar, registra caídas aceleradas respecto de los máximos recientes, en tanto que los volúmenes producidos en el Mar del

71 International Energy Agency, *Oil Market Report*, “Highlights”, 11 de septiembre de 2015 (www.iea.org).

72 Anjali Raval, “Cheap oil ‘slams brakes’ on U.S. shale oil production”, *Financial Times*, 11 de septiembre de 2015 (www.ft.com).

Norte se vieron afectados por operaciones estacionales de mantenimiento de campos’.⁷³”

Conviene recordar que probablemente la primera declaración de que la ‘estrategia saudita’, al menos en un primer momento, estaba resultando exitosa fue formulada, como aquí se señaló, en mayo de 2015, por un funcionario saudita no identificado, que, de acuerdo a la prensa internacional del momento, declaró: “No hay duda alguna de que la caída de los precios [respecto de los niveles superiores a 100 Dls/b] ha reducido las inversiones en petróleo costoso, sobre todo el *shale* de Estados Unidos, el de aguas ultraprofundas y los aceites pesados”. Agregó que, gracias a ello, “el reino había recuperado su posición como actor dominante en el mundo del petróleo y principal exportador de crudo.”

Cabría señalar que, al iniciarse el otoño de 2015, estas interpretaciones de éxito de la ‘estrategia saudita’ seguían siendo tan prematuras como lo fueron en mayo, cuando se produjo la primera. Para sustanciarlas se requeriría de un período extendido de equilibrio en el mercado —lejano por las enormes existencias acumuladas, la perspectiva de retorno de la oferta de Irán y la debilidad relativa de la demanda ante un panorama de crecimiento económico lento o desacelerado en buen número de los principales importadores de crudo, para no hablar de los crecientes riesgos geopolíticos— y de estabilidad y predictibilidad de las cotizaciones. Quizá la ‘estrategia saudita’ tenga éxito, pero es muy pronto para afirmarlo.

El balance de fin de año

Al cierre de 2015, se solía considerar que el desplome de los precios internacionales del petróleo se inició, en su actual fase, a mediados de 2014 y que, para cuando se reunió la OPEP en noviembre de ese mismo año, la caída era ya muy notable, superior a una cuarta parte para los crudos marcadores. Con altibajos y fluctuaciones considerables, el desplome se acentuó en 2015, para llegar, a principios de diciembre, momento de la Conferencia de fin de año, a niveles que equivalen, en general, a la mitad de los de un año antes y a apenas algo más de un tercio de los registrados a mediados de 2014.

A principios del otoño se discutió insistentemente, como aquí se ha reiterado si la ‘estrategia saudita’ —nombre clave para aludir a la decisión de la OPEP de mantener sobreabastecido el mercado, deprimir los precios y expulsar del mercado o reducir sustancialmente la oferta de crudos de alto costo de producción— había tenido o estaba

⁷³ OGJ Editors, “IEA: Most recent OMR shows markets tightening”, *Oil and Gas Journal*, Houston, 11 de septiembre de 2015 (www.ogj.com).

teniendo éxito.⁷⁴ Los mensajes provenientes de círculos próximos a la OPEP señalaban la expectativa, anunciada por la Agencia Internacional de Energía, de una reducción de la oferta no-OPEP en 2016, liderada por una aguda reducción de la producción estadounidense de petróleo no convencional, como indicador de ese éxito.

Sin embargo, pocas semanas antes de la Conferencia, que se celebraría a principios de diciembre, se advirtió un cambio de tono en las apreciaciones del mercado, despertándose un remolino de rumores y declaraciones cuyo sentido general apuntaba hacia una posible alteración de la estrategia adoptada un año antes, en atención a la pesada carga económica, fiscal y financiera que el desplome de los precios había impuesto a los países de la OPEP, en especial a los más vulnerables entre ellos. Parece haberse detectado un cambio de tono en la delegación saudita, encabezada por el ministro Ali al-Naimi, a su arribo a Viena.⁷⁵

Se atribuyeron a éste declaraciones que desmentían la existencia de una estrategia para defender la participación de Arabia Saudí y la del conjunto de la OPEP en el mercado y apuntaban la disposición a explorar opciones para afirmar los precios en 2016 por medio de reducciones en los niveles de producción compartidos por otros productores, dentro y fuera de la Organización.

Algunos observadores señalaron que se trataba, más que de un giro en la posición saudita, de un intento de no parecer insensible a las demandas de algunos asociados, en particular Venezuela, que convocó a una inusual reunión el día anterior a la Conferencia para discutir su propuesta de reducir en 1.5 Mbd la producción total de la OPEP.⁷⁶ La mayoría de los ministros, incluso al-Naimi, acudieron a esta reunión previa, en la que no se llegó a acuerdo alguno. Sin embargo, en el comunicado de la Conferencia se tomó nota de “los aportes e ideas de todos los países miembros para ver cómo hacer frente a los desafíos que enfrentan en la actual situación del mercado.”⁷⁷

De cualquier modo, apuntaron los analistas, el hecho de que se haya puesto sobre la mesa una propuesta de control de la producción significa que el ambiente al interior de la OPEP se ha complicado.

74 International Energy Agency, *Oil Market Report*, 13 de noviembre de 2015 (<https://www.iea.org/oilmarketreport/omrpublic/currentreport/#Supply>).

75 Anjali Raval et al, “Saudi Arabia throws down challenge on oil production cuts”, *Financial Times*, 3 de diciembre de 2015 (<http://www.ft.com/intl/cms/s/0/4d0b6adc-998a-11e5-95c7-d47aa298f769.html#axzz3tSjLix9n>).

76 De acuerdo a una nota de prensa, el ministro venezolano, Eulogio del Pino, declaró en conferencia de prensa antes de la reunión: “Cuando nos reunimos la última vez, el precio era de 60 dólares. Ahora está en 40. Si continuamos con la misma estrategia llegaremos a un nivel de alrededor de 20 dólares. Proponemos, por tanto, una reducción de la producción de 5% por lo menos.” (“Markets: Gulf vs Venezuela at OPEC meeting”, *fastFT*, 4 de diciembre de 2015, <http://www.ft.com/intl/fastft/435851>).

77 “OPEC 166th Meeting concludes”, *OPEC Press Releases*, Viena, 4 de diciembre de 2015 (www.opec.org).

¿Ha existido otra estrategia, la saudí – estadounidense?

Aunque el debate en los círculos del mercado petrolero mundial ha tenido a la estrategia saudí como su principal tópico desde, por lo menos, el otoño de 2014, se han registrado también alusiones a otra estrategia, formulada de manera concertada por Arabia Saudí y el gobierno de Estados Unidos, cuyo objetivo sería provocar la quiebra del sector petrolero de la Federación Rusa y, por tanto, la ruina de su economía.⁷⁸

Se entiende que se trataría de una segunda concertación ruso-estadounidense, pues en el decenio de los ochenta del siglo pasado, habría habido una primera expresión de acción concertada entrambos—liderada por el rey Fahd y el presidente Reagan— para sabotear la economía de la Unión Soviética, mediante el colapso deliberado de los petroprecios en el mercado internacional. “Existe evidencia circunstancial — afirma el documento básico en el que se apoya esta hipótesis—⁷⁹ en el sentido de que funcionarios estadounidenses alentaron la sobreproducción de Arabia Saudí en 1985 y 1986, desplomando los precios de 29 a 10 dólares por barril, estimulando de paso a la economía estadounidense”. El artículo citado alude, a su vez, a un libro en el que, de acuerdo a la referencia ofrecida por Amazon, se examina “la estrategia secreta de Estados Unidos, desarrollada en la Casa Blanca de Reagan desde 1982 para acelerar el colapso soviético”⁸⁰, mostrando que la reducción del precio del petróleo a mediados de los ochenta fue uno de los componentes de esa estrategia. Se recuerda —como se decía a la sazón— el “*oil glut*” (excedente de petróleo) derivado de la producción adicional de Arabia Saudita a mediados de los ochenta y su efecto negativo sobre los precios.

A principios de los ochenta, delegaciones de México acudieron invitadas a ciertas reuniones ministeriales de la OPEP y el autor hizo parte de algunas de ellas. Mis notas personales registran una reunión, en 1983, en la capital saudita, a la que el Ramadán

78 Agradezco al señor ingeniero Francisco Garaicochea Petrirena los comentarios, informaciones y documentos sobre esta otra estrategia, que amablemente me comunicó como parte de un intercambio personal de elementos informativos y puntos de vista en materia petrolera. Desde luego que me corresponde exclusivamente la responsabilidad por la interpretación de la información recibida y los puntos de vista que al respecto formulo.

79 Véase Kurt Abraham, “Low oil prices killed the USSR”, *Petroleum Engineer International*, septiembre de 1994, p.15.

80 Peter Schweizer, *Victory: The Reagan Administration's Secret Strategy that Hastened the Collapse of the Soviet Union*, The Atlantic Monthly Press, Nueva York, 1994. Amazon permite el acceso a la introducción y el epílogo de la obra, en los que se encuentran estas referencias: El tercero de los componentes de una “estrategia apuntada al corazón mismo del sistema soviético” fue “Una campaña para reducir drásticamente los ingresos soviéticos de monedas duras, provocando la reducción del precio del petróleo, y limitando las exportaciones de gas natural a Occidente” (p xviii). La economía soviética resintió “la constante campaña estadounidense para abatir los precios del petróleo. Decenas de miles de millones de dólares de ingresos críticos en moneda dura, se perdieron en el momento en que eran más necesarios” (p 284). (http://www.amazon.com/Victory-Administrations-Strategy-Hastened-Collapse/dp/0871136333/ref=asap_bc?ie=UTF8).

imponía un horario de trabajo insólito —de las 22 o 23 horas a las 3 o 4 del día siguiente— en cuyo curso se produjo un duro intercambio entre los ministros Argelia y Libia y el ministro saudí, el inolvidable jeque Yamani, quien amenazó con “inundar el mercado” y derribar los precios si los países mencionados y otros miembros de la OPEP continuaban excediendo sus cuotas.⁸¹ No recuerdo y mis notas no registran alusiones a Rusia. Anoté, como conclusión personal, que si algo justificaba que México no fuese miembro de la OPEP era que, en aquella época, actuaba como un club en exceso conflictivo y rijoso.

Tres decenios después esta cuestión tiene un indudable valor histórico pero no parece que, como consecuencia de la aparente existencia de una estrategia petrolera de EUA y Arabia Saudí para derribar los precios y afectar a la URSS, en los ochenta del siglo XX, pueda desprenderse que el desplome de precios de mediados de los años diez del presente siglo sea producto de una segunda estrategia de esos países dirigida contra el Estado sucesor de la URSS, la Federación Rusa. Las circunstancias del mercado petrolero y de la geopolítica internacional se han transformado profundamente en ese lapso.

Ahora no resulta verosímil que se esté dispuesto a asumir el costo de un colapso de precios, que ha provocado víctimas a lo largo y ancho del mercado, con el propósito de afectar a sólo un proveedor, a pesar de su importancia global. Se antoja probable que exista una estrategia de recuperación de mercado de la OPEP, liderada por Arabia Saudí, pero la otra estrategia no parece plausible.

Flash del 16 de febrero de 2016 — acuerdo inicial para congelar producción

La noche del 15 de febrero trascendió que los ministros de Energía de Arabia Saudí, Federación de Rusia, Qatar y Venezuela habían alcanzado un acuerdo en principio que —bajo la condición de que se unieran al mismo otros países productores— congelaría el monto de su producción petrolera en los niveles alcanzados en enero de 2016, como acción conjunta orientada a reducir el exceso de suministros y fortalecer los precios, tras algo más de 18 meses de caídas casi ininterrumpidas cercanas al 75%. El anuncio provocó un repunte inmediato de cotizaciones, que llegó hasta 6% al inicio de la jornada de mercado el día siguiente, aunque más adelante perdió impulso y cerró, en el caso del Brent, en 32.18 Dls/b, 3.6% por debajo del cierre del día anterior.

81 Esta apreciación coincide con la contenida en el artículo de Jon Greenberg, “Ronald Reagan’s son says his father got the Saudis to pump more oil to undercut USSR”, *PunditFact*, 13 de marzo de 2014 ([www.polifact.com/punditfact/statements\(2014/mar/13/michael-reagan/ronald-reagans-son-says-his-father-got-saudis-pump\)](http://www.polifact.com/punditfact/statements(2014/mar/13/michael-reagan/ronald-reagans-son-says-his-father-got-saudis-pump))).

Las primeras informaciones⁸²—tras una reunión no publicitada realizada en Doha—destacaron que fue el primer acuerdo conseguido en quince años, entre países de la OPEP y de fuera de ella, orientado a limitar volúmenes de producción. El ministro saudí manifestó que “mantener la producción al nivel de enero es adecuado en una situación del mercado en que la oferta se reduce por los niveles de precio prevalecientes y [existe] una demanda al alza”. El ministro de Rusia subrayó la condición de que otros productores secunden la iniciativa y el qatarí añadió que atraer a otros grandes productores “podría resultar complicado”. Los analistas estimaron que este factor provocó que la fuerte reacción inicial al alza de las cotizaciones, se atemperara a lo largo de la jornada. Se hizo notar también que resultaba sorprendente un anuncio conjunto ruso-saudí, considerado improbable en momentos de agudas tensiones bilaterales alrededor del conflicto en Siria.

La visión que a mediados de febrero se tenía de los fundamentales del mercado ofrecía signos en alguna medida alentadores:

- La oferta mundial de crudo en enero de 2016 se contrajo en 0.2 Mbd respecto de diciembre, para situarse en 96.5 Mbd. La reducción se produjo fuera de la OPEP (-0.5 Mbd), suficiente para compensar el aumento de la Organización. Se espera que en el conjunto de 2016 la oferta no-OPEP muestre un descenso de 0.6 Mbd respecto al promedio de 2015.
- Aunque no tan rápido como en 2015, la demanda mundial crecería en el año en alrededor de 1.2 Mbd —0.4 Mbd menos que el año precedente, por la baja en los pedidos de Europa, China y Estados Unidos.
- “Los precios del crudo cayeron en picada en enero, pues los altos inventarios presionaron a los marcadores por debajo de los 30 Dls/b. Hubo una cierta recuperación a principios de febrero como reacción ante posibles conversaciones para coordinar un recorte global de la producción.”⁸³

En las semanas siguientes al anuncio de Doha se produjeron diversos acontecimientos en seguimiento de la iniciativa. Destacaron los siguientes:

- Dos días después del anuncio, el ministro de Petróleo de Irán, Bijan Zanganeh, recibió en Teherán a sus colegas de Qatar y Venezuela —acompañados del ministro de Irak, que no había participado en la reunión inicial y en ausencia de los de Arabia Saudí y Rusia, que sí habían acudido. Contra la expectativa de los medios, Irán no rechazó la iniciativa, sino que ofreció una cautelosa bienvenida, que no incluía compromiso alguno de que congelaría su propio volumen de producción. Sin embargo, la lectura de la cuidadosa reacción iraní fue positiva

82 “Saudis and Russia agree oil output freeze, Iran still an obstacle”, Reuters; “Saudi Arabia and Russia ministers agree oil production freeze”, Financial Times; “Russia and 3 OPEC Members Agree to Freeze

83 IEA, *Monthly Oil Market Report*, 9 de febrero de 2016.

y se interpretó que no opondría obstáculos a un posible entendimiento de otros exportadores.⁸⁴

- En una importante reunión de la industria petrolera, celebrada en Houston a mediados de febrero, el ministro de Petróleo de Arabia Saudí se esforzó por diferenciar la iniciativa de Doha —consistente en congelar la producción al nivel de enero si suficientes exportadores se unían a la misma— de los esfuerzos tradicionales de control de oferta que la OPEP solía practicar. Estos últimos están ahora fuera de consideración, pues, en opinión del ministro al-Naimi no hay confianza de que se cumplan los compromisos de reducción y sólo sirven para que otros exportadores se apropien de segmentos del mercado. En cambio, la idea de la congelación, adoptada en Doha, debe considerarse “el inicio de un proceso”. Anunció que éste se llevaría adelante en marzo, cuando esperaba conversar con otros productores. Además, declaró que los productores de alto costo enfrentaban opciones difíciles: “reducir costos, contratar deuda o entrar en liquidación.”⁸⁵
- Ya a principios de marzo hubo otras manifestaciones alrededor de la iniciativa de Doha: por una parte, el ministro venezolano Eulogio del Pino señaló que “más de 15 países habían manifestado su disposición de participar en una reunión en la que se discutiría la congelación propuesta de los montos de producción”, sin señalar sede o fecha para la misma. Por otra, el presidente de Rusia, Vladimir Putin, declaró que “en principio, ya existe un acuerdo para mantener la producción en 2016 en los niveles alcanzados en enero”, al tiempo que se busca ampliar el apoyo al mismo por parte de otros productores.⁸⁶

De esta suerte, al inicio de marzo, la moneda estaba en el aire. En general, el sentimiento prevaleciente entre los analistas no consideraba alta la probabilidad de alcanzar un entendimiento alrededor del inicio de la primavera.

84 “Irán respalda cualquier medida que se oriente a estabilizar el mercado y mejore el precio del petróleo crudo”, declaró el ministro. Su entorno aclaró que lo anterior no podía interpretarse en el sentido de que detendría la recuperación del volumen de sus exportaciones tras las sanciones. Véase, Anjli Raval *et al*, “Iran gives oil plan cautious welcome”, *Financial Times*, 17 de febrero de 2016 (http://www.ft.com/intl/cms/s/0/29621c84-d562-11e5-829b-8564e7528e54.html?ftcamp=engage/email/emailthis_link/ft_articles_share/share_link_article_email/editorial#axzz422RNdfBt).

85 Gregory Mayer *et al*, “Saudi Arabia declares oil output cut ‘is not going to happen’”, *Financial Times*, 23 de febrero de 2016 (http://www.ft.com/intl/cms/s/0/f8896d4e-da3c-11e5-98fd-06d75973fe09.html?ftcamp=engage/email/emailthis_link/ft_articles_share/share_link_article_email/editorial#axzz422RNdfBt).

86 Neil Hume *et al*, “Crude continues to rally on prospects of oil freeze”, *Financial Times*, 2 de marzo de 2016 (http://www.ft.com/intl/cms/s/0/01b94020-e09f-11e5-9217-6ae3733a2cd1.html?ftcamp=engage/email/emailthis_link/ft_articles_share/share_link_article_email/editorial#axzz422RNdfBt).

EL CALENTAMIENTO GLOBAL Y EL FUTURO DE LA ENERGÍA

Los preparativos tempranos de la COP21

De manera un tanto inesperada, mediado 2015, un año básicamente dominado por las angustias y tensiones de la cambiante e inestable coyuntura del mercado petrolero, la reunión en Baviera, a principios de junio, del G7 (Alemania, Canadá, Estados Unidos, Francia, Italia, Japón y Reino Unido, más la Unión Europea)⁸⁷ concitó la atención y el interés internacionales al plantear la perspectiva de largo plazo de una economía mundial “descarbonada”, es decir con uso muy limitado de combustibles fósiles, carbón y petróleo sobre todo, revistiéndola de un inusual sentido de urgencia, con un horizonte perentorio: 2050, a sólo 35 años de distancia, y planteándola con un también poco usual vigor político.

Por su parte, seis grandes corporaciones petroleras activas en Europa —que podría considerarse integran un C6 de corporaciones petroleras globales— habían adoptado la actitud sin precedente de comunicar públicamente a las Naciones Unidas su disposición a participar en el diseño de un sistema mundial de precios del carbono, que consideran elemento esencial de cualquier arreglo efectivo para la reducción de emisiones a la atmósfera de gases de efecto invernadero (GEI). Recuérdesse que, apenas en mayo, voceros del gobierno de Arabia Saudita habían formulado declaraciones sobre su posición nacional respecto del uso de combustibles fósiles en el largo plazo.⁸⁸ Casi de inmediato, los más altos ejecutivos de grandes corporaciones petroleras establecidas en Estados Unidos rechazaron la propuesta y la idea de unirse a la misma.

Más adelante, a mediados de junio, la Agencia Internacional de Energía (AIE) dio a conocer un informe especial, preparado en la perspectiva de la 21ª Conferencia de las Partes de la Convención Marco sobre Cambio Climático (COP21) en el que propone una estrategia específica para conseguir que las emisiones de GEI relacionadas con la energía alcancen su máximo tan pronto como en 2020 y una serie de acciones de profundización y seguimiento en sucesivos periodos quinquenales.

87 Adviértase que el G7 retoma su membrecía original—sin Rusia, que lo había convertido por algunos años en el G8—y sin España como “invitado permanente”.

88 Véase, *supra*, el apartado “¿Ha tenido éxito la estrategia saudita?”, pp 55-57.

El G7 y el planteamiento de una economía mundial descarbonada

El **Grupo de los Siete (G7)**, como muestra de su interés y compromiso —no siempre efectivos y manifiestos— con la cooperación internacional y el desarrollo, eligió destacar, desde el segundo párrafo de la Declaración de los Líderes, tres próximas oportunidades de influir en algunas de las orientaciones básicas del rumbo global:

- la COP21, que a finales de año en París, debía definir el sentido y alcance de los esfuerzos de combate al calentamiento global;
- la formulación, por las Naciones Unidas en septiembre, de la agenda post2015 de desarrollo mundial sustentable, y
- la movilización de recursos financieros para hacer viables las acciones en ambos terrenos, a cago de la tercera Conferencia sobre Financiamiento del Desarrollo, que se reuniría en Addis Abeba a mediados de julio.

Se analiza aquí el contenido de esa Declaración y de sus documentos complementarios en materia de cambio climático y energía.⁸⁹

En materia de **cambio climático** y en los términos de la Declaración, el G7 se declara dispuesto a alcanzar, junto con el resto de la comunidad internacional, en un esfuerzo global:

- a) “un protocolo, otro instrumento legal o una conclusión convenida, con fuerza legal dentro de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático, aplicable a todas las Partes”;
- b) el “objetivo mundial de contener por debajo de 2°C el aumento promedio de la temperatura global”, mediante “la descarbonación de la economía mundial en el curso del presente siglo” con “reducciones profundas en las emisiones globales de gases de efecto invernadero”;
- c) “conseguir, con todas las Partes de la Convención Marco, el límite superior de la recomendación más reciente del Panel Científico Internacional, de abatir dichas emisiones entre 40 y 70 por ciento, para 2050, respecto de los niveles de 2010”.

Varios comentaristas hicieron notar de inmediato lo extraordinariamente ambicioso del objetivo de reducción de emisiones. Con base en información del Banco Mundial se han estimado las emisiones globales de gases de efecto invernadero, medidas en CO₂ equivalente, en 45,006 millones de ton en 2010 y en 52,347 millones en 2014. Si la tasa

⁸⁹ El texto de la Declaración de los Líderes y demás documentos de la cumbre del G7 de 7 y 8 de junio de 2015 se encuentran en la página web de la presidencia alemana del G7: http://www.bundesregierung.de/Content/EN/_Anlagen/G7/2015-06-08-g7-abschluss-eng_en.pdf?__blob=publicationFile&v=1

media de crecimiento observada entre 1990 y 2010 se mantiene en la primera mitad del siglo, el total de estas llegaría a 1.957 billones de ton de CO₂ equivalente en 2050. Abatirlas al nivel observado en 2010 supondría una reducción relativa de 97.7 por ciento. Este objetivo parece inalcanzable sin una verdadera revolución energética que prácticamente elimine el uso de combustibles fósiles y dependa de fuentes de energía de cero carbono. Por su parte, en la misma declaración, el G7 se compromete “a hacer su parte para llegar, en el largo plazo, a una economía global baja en carbono, incluyendo el despliegue de tecnologías innovadoras orientadas a transformar, en el horizonte de 2050, los sistemas energéticos”, incluyendo estrategias nacionales de bajo carbono a largo plazo.

En la cuestión crucial del financiamiento de las acciones nacionales y globales para combatir el cambio climático, el G7, según indicó en la Declaración de los Líderes, “reafirmó su firme compromiso con el Acuerdo de Copenhague para la movilización conjunta de Dls 100,000 millones al año hacia 2020, provenientes de una amplia diversidad de fuentes, tanto públicas como privadas, en el contexto de acciones de mitigación significativas llevadas adelante en un ambiente de transparencia”. En este sentido, el G7 está dispuesto a incluir componentes financieros, en la perspectiva de ese compromiso global desde la negociación de los resultados de la conferencia de París en diciembre de 2015. Se insiste en la Declaración que ese financiamiento reclama, en adición a los fondos gubernamentales, los aportes del Banco Mundial y los bancos de desarrollo regionales y, de manera prominente, de las fuentes de financiamiento privadas. Se anuncia también que el Fondo Verde deberá iniciar acciones en el año en curso, como pieza institucional clave de la arquitectura financiera para el cambio climático y otras cuestiones ambientales.

La sección de la Declaración referida al cambio climático concluye reconociendo la necesidad de brindar incentivos a las inversiones orientadas a fomentar el crecimiento bajo en carbono, mediante un compromiso abierto que las favorezca y defina los instrumentos reglamentarios que resulten adecuados. Se establecerá una plataforma para llevar adelante un diálogo estratégico sobre estas cuestiones, basado en la participación voluntaria, que tendrá como eje al Banco Mundial.

La sección de **energía** de la Declaración es bastante más escueta y mesurada. Más que plantear nuevas iniciativas, se recuerdan y reafirman las acciones acordadas con anterioridad y expresadas en documentos previos: las acciones en materia de energía incluidas en la Declaración de Bruselas de 2014, la Iniciativa de Energía del G7, aprobada en Roma, y la Iniciativa de Hamburgo sobre Seguridad Energética Sustentable, aprobada como parte de los trabajos preparatorios de la Cumbre de Baviera.

En suma, a pesar del lenguaje muy comprometido que se usa en la primera parte de la Declaración; del muy ambicioso y probablemente inalcanzable compromiso de retrotraer

las emisiones de gases de efecto invernadero de 2050 a los niveles de 2010; de la clara reafirmación del compromiso colectivo de movilización de recursos de financiamiento para combatir el calentamiento global por Dls 100,000 millones anuales hacia 2020, no sería sino hasta la COP21 en diciembre cuando se pondría a prueba la voluntad política que respalda estos anuncios.

Las C6 y el establecimiento de un sistema de precios del carbono

La iniciativa del **C6—seis grandes corporaciones petroleras privadas activas en Europa**: British Gas Group (BG plc), British Petroleum (BP plc), Ente Nazionale de Idrocarburi (ENI, SpA), Royal Dutch Shell plc, Statoil ASA y Total SA—tomó la forma de una comunicación a la secretaria ejecutiva de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático, Christiana Figueres. Los jefes ejecutivos del C6 postulan en su carta, fechada el 29 de mayo, que el desarrollo y uso de tecnologías adecuadas bajas en carbono requiere contar con un sistema de precios del carbono de alcance global.⁹⁰ En una reacción prácticamente instantánea, al otro lado del Atlántico, los principales directivos de ExxonMobil y Chevron, las dos principales corporaciones petroleras basadas en Estados Unidos, rechazaron la iniciativa de sus hermanas europeas y señalaron no estar dispuestas a sumarse a ninguna iniciativa orientada a definir una posición común en materia de cambio climático.⁹¹

Conviene tener en mente los elementos centrales de la comunicación del C6 a las NN UU:

Las corporaciones demandan que los gobiernos proporcionen “escenarios de política claros, estables, ambiciosos y de largo plazo” y postulan que “un precio del carbono es un componente central de esos escenarios”. Si se cuenta con un precio adecuado del carbono se desalientan las opciones intensivas en carbono y se alientan las formas más eficientes de reducir las emisiones en forma generalizada, a través del desaliento del uso de los combustibles fósiles con mayor contenido de carbono; una mayor eficiencia energética; la sustitución del carbón por el gas; mayores inversiones en captura y secuestro de carbono; edificios y redes de distribución inteligentes; acceso a energía fuera de la red; automotores más limpios, y nuevas conductas y modelos de negocio para la movilidad. Más allá de lo que hacen o puedan hacer las empresas, corresponde a los gobiernos

⁹⁰ El texto de la carta del C6 a la funcionaria internacional puede leerse, *inter alia*, en la página web de Statoil: <http://www.statoil.com/en/NewsAndMedia/News/2015/Downloads/Paying%20for%20Carbon%20letter.pdf>

⁹¹ Piita Clark y Ed Cross, “European energy groups seek UN backing for carbón pricing system”, *Financial Times*, 31 de mayo de 2015 (www.ft.com).

establecer sistemas equitativos de precios de carbono y permitir la vinculación global de los sistemas nacionales. Si algunos países no los establecen, se crearían incertidumbres para la inversión y disparidades en sus efectos sobre las empresas. En las negociaciones de la Convención Marco habría que:

- a) universalizar el uso de sistemas de precios del carbono a niveles nacionales y regionales; y,
- b) crear un marco multilateral que eventualmente coordine los sistemas nacionales.

Para avanzar hacia este resultado, el C6 se manifiesta dispuesto a aportar, en diálogo directo con NN UU y gobiernos interesados:

- a) su caudal de experiencia, tanto en el sector de producción y comercialización de energía como en la operación de sistemas de precios del carbono;
- b) su participación en el desarrollo y aplicación de tecnologías que conduzcan a un futuro bajo en carbono, en especial en las etapas iniciales de mayor fragilidad e incertidumbre; y,
- c) su contribución para facilitar el diseño de un sistema de precios del carbono viable y práctico, así como ambicioso, eficiente y efectivo.

El C6 concluye su comunicación señalando: “Fijar un precio al carbono aumenta, obviamente, nuestros costos de producción y el costo de nuestros productos. Sin embargo, los marcos para las políticas de precios del carbono contribuirán a proporcionar a nuestras empresas y a quienes de una u otra forma se asocian con ellas una hoja de ruta clara para las futuras inversiones, un terreno parejo de competencia para todas las fuentes de energía en todo el planeta y un papel claro a desempeñar en el aseguramiento de un futuro más sustentable.”

Un primer elemento que llama la atención en la carta del C6 a las NN UU es su concentración en el tema de precios del carbono como instrumento único de la transición energética y, para usar la terminología del G7, como clave única para el objetivo de largo plazo de descarbonar la economía global. Aún a primera vista, resulta obvio que un sistema de precios del carbono, eficiente y de aplicación universal, no resolvería los complejos problemas económicos, tecnológicos y, sobre todo, sociales y políticos que plantea la transición hacia las energías bajas en carbono.

La reacción de las corporaciones petroleras con sede en Estados Unidos

Como antes se señaló, la **reacción de las corporaciones petroleras situadas en Estados Unidos** no se hizo esperar. En una intervención ante un seminario organizado por la OPEP, el ejecutivo en jefe de Chevron, John Watson, declaró abiertamente que su empresa no suscribiría la carta del C6 dado que consideraba inviable el establecimiento de un sistema de precios del carbono. “No es una política que pueda ser efectiva” por su impacto sobre los precios de la energía. “Lo que los consumidores demandan es una energía al alcance de sus posibilidades: una energía más barata, no una energía más costosa; precios más bajos, no precios más altos.”⁹²

Watson concluyó su declaración con dos observaciones que probablemente no sean bienvenidas en Europa: en primer término señaló que, más que proponer esquemas inviables, como el de precios al carbono, los europeos debían preocuparse más por desarrollar sus recursos *shale*, que no parecen apreciar lo suficiente, y no cerrar la puerta a la opción nuclear; además, señaló que Chevron es la corporación petrolera que mayor esfuerzo ha hecho para combatir el cambio climático y que es propietaria de la mitad del mayor proyecto mundial de secuestro de carbono.

La estrategia de la AIE para alcanzar el máximo de emisiones de GEI en 2020

El 15 de junio de 2015, la AIE dio a conocer, en Londres, el informe especial *Energy and Climate Change*, en el que propone una estrategia que permitiría que las emisiones de GEI relacionadas con la energía alcanzaran un máximo, es decir, dejaran de crecer en 2020 y una serie de acciones de profundización y seguimiento a realizarse por periodos quinquenales sucesivos a partir del tercer decenio del siglo. De acuerdo con un resumen del planteamiento, preparado por la propia AIE,⁹³ los siguientes son los principales elementos de la propuesta:

Alcanzar un máximo histórico de emisiones en 2020—Conseguir que las emisiones de gases de efecto invernadero derivadas de la energía lleguen a un máximo histórico en 2020 para iniciar a partir de entonces su declinación es un objetivo factible que puede obtenerse sin costo económico neto. Estas emisiones equivalen al doble de las provenientes del resto de las demás fuentes, por lo que frenarlas y detener su crecimiento, para enseguida

⁹² Véase Neil Hume y Pilita Clark, “Chevron chief lashes out at European oil groups on climate change”, *Financial Times*, 3 de junio de 2015 (www.ft.com).

⁹³ International Energy Agency, *Energy and Climate Change*, World Energy Outlook Special Report, junio de 2015. Véase el resumen “IEA sets out pillars for success at COP21”, Press release, 15 de junio de 2015 (www.iea.org).

abatirlas, representa una aportación fundamental al combate al calentamiento global. Este objetivo sería alcanzable, en el horizonte señalado de 2020, si los gobiernos del mundo definen y aplican cinco políticas clave, basadas en el recurso a tecnologías ya conocidas y probadas, que no supondrían alteraciones en la perspectiva económica o de desarrollo de ninguna región. Se trata de las siguientes:

- a) incremento de la eficiencia energética en la industria, la construcción y el transporte;
- b) reducción del uso de las plantas carboeléctricas menos eficientes y suspensión de su construcción;
- c) incremento de las inversiones en tecnologías renovables de generación eléctrica de Dls 200 mil millones en 2014 a Dls 400 mil millones en 2030;
- d) eliminación gradual para 2030 de los subsidios a los consumidores finales de energía fósil, y
- e) reducción de las emisiones de metano en la industria de hidrocarburos.

Estas políticas podrían fortalecer los compromisos nacionales ya presentados por diversos países a la COP21 y podrían guiar a los que no lo han hecho a diseñar sus compromisos nacionales.

Establecer ciclos quinquenales de seguimiento y control—Sobre la base del cumplimiento de los compromisos para 2020, se propone establecer ciclos quinquenales de revisión para comprobar los logros alcanzados y establecer compromisos más ambiciosos, fundamentados en los rápidos avances tecnológicos, estableciendo círculos virtuosos de avance y cumplimiento.

Establecer metas u objetivos de largo plazo de emisiones de GEI—Estos límites, que podrían establecerse con mayor certeza en el sector de energía, ayudarían a anclar las expectativas, incentivar las inversiones en nuevas tecnologías, guiar las decisiones de inversión, orientar las reformas de mercado necesarias, y fomentar la puesta en práctica de sistemas de precios del carbono y de otras medidas necesarias para mantener por debajo de 2°C el aumento global de temperatura.

Establecer un sistema efectivo de control de avances—Sería un esquema convenido que permitiera comprobar el cumplimiento de compromisos y brindar seguridad a todos los participantes. Permitiría identificar los esfuerzos realizados, los faltantes y las necesidades de asistencia financiera para facilitar su ejecución. Se trabajaría con un conjunto de indicadores que permitiera verificar el avance en el proceso de descarbonación de los sectores de energía.

La AIE advierte que hay que ir más allá de los compromisos nacionales ya anunciados, pues éstos sólo permitirían reducir el ritmo de aumento de las emisiones y no romperían la correlación entre crecimiento económico y aumento de emisiones.

En suma, a medio año de la conferencia de París sobre cambio climático empezaron a delinearse las posiciones de los principales actores. Hasta ese momento parecía más amplio el campo de enfrentamiento y desacuerdo que el ámbito de las coincidencias.

El Vaticano ante el cambio climático y el consumo de energía

En la perspectiva de la conferencia de las partes de la Convención de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (COP21), que habría de celebrarse en diciembre en París, se tornaron frecuentes las tomas de posición de diversos actores en las que se alude al rol futuro de los combustibles fósiles que ahora son la principal fuente energética del planeta y el mayor contribuyente a las emisiones de gases de efecto invernadero, que propician el calentamiento global.

El 24 de mayo, fecha muy cercana a aquellas en las que se difundieron los planteamientos citados en el apartado anterior, el Vaticano dio a conocer la encíclica *Laudato Si'*, signada por el papa Francisco⁹⁴. El tema central del documento es el medio ambiente de la especie humana, así como la degradación ambiental representada por la pobreza y agravada por ella misma, y se plantean preocupaciones, diagnósticos, tesis y propuestas de política alrededor del tema en prácticamente todos los capítulos y apartados del extenso documento. Aunque se adopta un enfoque holístico, no están ausentes las alusiones específicas al uso de formas de energía que contribuyen al cambio climático y a la necesidad de responder de manera efectiva al agravamiento del calentamiento global. Algunos de los señalamientos centrales de la encíclica en esta materia son los siguientes:

“En las últimas décadas, este calentamiento [del sistema climático] ha estado acompañado del constante crecimiento del nivel del mar, y además es difícil no relacionarlo con el aumento de eventos meteorológicos extremos, más allá de que no pueda atribuirse una causa científicamente determinable a cada fenómeno particular. La humanidad está llamada a tomar conciencia de la necesidad de realizar cambios de estilos de vida, de producción y de consumo, para combatir este calentamiento o, al menos, las causas humanas que lo

En las primeras semanas, la encíclica tuvo una vasta repercusión en los medios informativos del mundo.

En relación al tema de energía y cambio climático se subrayó la congruencia del documento pontificio con los planteamientos científicos de vanguardia en materia de los

94 Franciscus [Jorge Mario Bergoglio], *Laudato Si'*, Tipografía Vaticana, Roma, 2015, 191 pp (<https://www.aciprensa.com/Docum/LaudatoSi.pdf>).

producen o acentúan.

“[Este calentamiento] se ve potenciado especialmente por el patrón de desarrollo basado en el uso intensivo de combustibles fósiles, que hace al corazón del sistema energético mundial. [...] A su vez, el calentamiento tiene efectos sobre el ciclo del carbono. Crea un círculo vicioso que agrava aún más la situación, y que afectará la disponibilidad de recursos imprescindibles como el agua potable, la energía y la producción agrícola de las zonas más cálidas, y provocará la extinción de parte de la biodiversidad del planeta. El derretimiento de los hielos polares y de planicies de altura amenaza con una liberación de alto riesgo de gas metano, y la descomposición de la materia orgánica congelada podría acentuar todavía más la emanación de anhídrido carbónico. A su vez, la pérdida de selvas tropicales empeora las cosas, ya que ayudan a mitigar el cambio climático. La contaminación que produce el anhídrido carbónico aumenta la acidez de los océanos y compromete la cadena alimentaria marina. El crecimiento del nivel del mar, por ejemplo, puede crear situaciones de extrema gravedad si se tiene en cuenta que la cuarta parte de la población mundial vive junto al mar o muy cerca de él, y la mayor parte de las megaciudades están situadas en zonas costeras.

“Si la actual tendencia continúa, este siglo podría ser testigo de cambios climáticos inauditos y de una destrucción sin precedentes de los ecosistemas, con graves consecuencias para todos nosotros. [...] Los peores impactos probablemente recaerán en las próximas décadas sobre los países en desarrollo.

“Muchos de aquellos que tienen más recursos y poder económico o político parecen concentrarse sobre todo en enmascarar los problemas o en ocultar los síntomas, tratando sólo de reducir algunos impactos negativos del cambio climático. Pero muchos síntomas indican que esos efectos podrán ser cada vez peores si continuamos con los actuales modelos de producción y de consumo. Por eso se ha vuelto urgente e imperioso el desarrollo de políticas para que en los

orígenes y consecuencias del calentamiento global.

Varios comentaristas hicieron notar la solidez, actualidad e idoneidad de los fundamentos científicos del diagnóstico del calentamiento global que se presenta en el documento.

Es importante el claro reconocimiento de la conexión directa entre el uso intensivo de combustibles fósiles y el fenómeno global de elevación de las temperaturas medias.

También destaca la referencia puntual a factores poco mencionados para integrar una visión completa del cambio climático antropógeno.

El análisis de la vastedad de las consecuencias del agravamiento descontrolado del fenómeno son planteadas con objetividad y realismo, sin caer en ningún momento en la hipérbole.

Debe destacarse el énfasis del documento en la conexión, no sólo entre los sistemas energéticos y productivos y el calentamiento global—que es la más frecuentemente mencionada—, sino entre este fenómeno y los patrones de consumo y estilos de vida.

Es también importante el énfasis del documento en una visión completa y abarcante del concepto de responsabilidades comunes y diferenciadas en materia de acciones de combate del calentamiento global.

Muchos analistas aplaudieron la claridad de los planteamientos respecto de las limitaciones de los mecanismos de mercado

próximos años la emisión de anhídrido carbónico y de otros gases altamente contaminantes sea reducida drásticamente, por ejemplo, reemplazando la utilización de combustibles fósiles y desarrollando fuentes de energía renovable.

“Las regiones y los países más pobres tienen menos posibilidades de adoptar nuevos modelos en orden a reducir el impacto ambiental, porque no tienen la capacitación para desarrollar los procesos necesarios y no pueden cubrir los costos. Por eso, hay que mantener con claridad la conciencia de que en el cambio climático hay responsabilidades diversificadas [...] Se vuelve indispensable crear un sistema normativo que incluya límites infranqueables y asegure la protección de los ecosistemas, antes que las nuevas formas de poder derivadas del paradigma tecnoeconómico terminen arrasando no sólo con la política sino también con la libertad y la justicia.

“Mientras tanto, los poderes económicos continúan justificando el actual sistema mundial, donde priman una especulación y una búsqueda de la renta financiera que tienden a ignorar todo contexto y los efectos sobre la dignidad humana y el medio ambiente. [...] Por eso, hoy «cualquier cosa que sea frágil, como el medio ambiente, queda indefensa ante los intereses del mercado divinizado, convertidos en regla absoluta”. (Exhort. ap. Evangelii gaudium (24 noviembre 2013), 56: AAS 105 (2013), 1043.)

“Para afrontar los problemas de fondo, que no pueden ser resueltos por acciones de países aislados, es indispensable un consenso mundial que lleve, por ejemplo, a programar una agricultura sostenible y diversificada, a desarrollar formas renovables y poco contaminantes de energía, a fomentar una mayor eficiencia energética, a promover una gestión más adecuada de los recursos forestales y marinos, a asegurar a todos el acceso al agua potable.

“Sabemos que la tecnología basada en combustibles fósiles muy contaminantes –sobre todo el carbón, pero aun el petróleo y, en menor medida, el gas– necesita ser reemplazada progresivamente y sin demora. Mientras no haya un amplio desarrollo de energías renovables, que

para atacar el problema; de los riesgos de optar por supuestas ‘soluciones de mercado’ que, en realidad, impiden llegar a las transformaciones necesarias; y, en este mismo sentido, la necesidad de ir más allá de las cuestiones meramente técnicas y apoyarlas en enfoques sociales, políticos y éticos.

Se consideró que la encíclica representaba, en general, una contribución positiva al debate sobre la transición energética y el calentamiento global.

debería estar ya en marcha, es legítimo optar por lo menos malo o acudir a soluciones transitorias. Sin embargo, en la comunidad internacional no se logran acuerdos suficientes sobre la responsabilidad de quienes deben soportar los costos de la transición energética.

“En lo relacionado con el cambio climático, los avances son lamentablemente muy escasos. La reducción de gases de efecto invernadero requiere honestidad, valentía y responsabilidad, sobre todo de los países más poderosos y más contaminantes.

“La estrategia de compraventa de «bonos de carbono» puede dar lugar a una nueva forma de especulación, y no servir para reducir la emisión global de gases contaminantes. Este sistema parece ser una solución rápida y fácil, con la apariencia de cierto compromiso con el medio ambiente, pero que de ninguna manera implica un cambio radical a la altura de las circunstancias. Más bien puede convertirse en un recurso diversivo que permita sostener el sobreconsumo de algunos países y sectores.

“Los países pobres [...] deben desarrollar formas menos contaminantes de producción de energía, pero para ello requieren contar con la ayuda de los países que han crecido mucho a costa de la contaminación actual del planeta.

“No basta conciliar, en un término medio, el cuidado de la naturaleza con la renta financiera, o la preservación del ambiente con el progreso. En este tema los términos medios son sólo una pequeña demora en el derrumbe. Simplemente se trata de redefinir el progreso. Un desarrollo tecnológico y económico que no deja un mundo mejor y una calidad de vida integralmente superior no puede considerarse progreso.

“El discurso del crecimiento sostenible suele convertirse en un recurso diversivo y exculpatorio que absorbe valores del discurso ecologista dentro de la lógica de las finanzas y de la tecnocracia, y la responsabilidad social y ambiental de las empresas suele reducirse a una serie de acciones de marketing e imagen.”

¿Habrá que dejar *in situ* parte de las reservas de hidrocarburos?

La advertencia del gobernador del Banco de Inglaterra

¿Detener el cambio climático obligará a dejar *in situ* gran parte de las reservas de combustibles fósiles? Esta provocativa cuestión fue planteada, a finales de septiembre de 2015, en Londres, por el gobernador del Banco de Inglaterra, Mark Carney.

Abordó el tema del cambio climático y los combustibles fósiles, los que por las emisiones de CO₂ y de otros gases de efecto invernadero que se derivan de su combustión son los que más contribuyen al calentamiento global. Y produjo una declaración explosiva. En esencia, advirtió a las corporaciones carboníferas y petroleras y a los gobiernos de los países petroleros —que controlan alrededor del 80% de los hidrocarburos en el subsuelo— que gran parte de las reservas de carbón, petróleo y gas podrían quedarse varadas, tornarse inutilizables si la comunidad internacional decide adoptar medidas estrictas de reducción de emisiones para evitar las calamidades que traería consigo un calentamiento global descontrolado. Les recomendó no demorar sus preparativos ante tal eventualidad. En forma no ajena al dramatismo, el banquero central tituló su exposición: “Evitar la tragedia en el horizonte: cambio climático y estabilidad financiera⁹⁵”. “Considérese —dijo Carney al iniciar el último tercio de su discurso— que el Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático estima un ‘presupuesto de carbono’ [en otras palabras, un tope de emisiones], para evitar el aumento de la temperatura global por encima de 2°C sobre los niveles preindustriales, que equivale a entre la quinta y la tercera parte de las reservas probadas mundiales de carbón, petróleo y gas natural. Si esta estimación es correcta, una vasta mayoría de tales reservas quedaría ‘varada’, constituida por petróleo, gas y carbón literalmente inutilizables sin costosas tecnologías de captura de carbono.”

En otras palabras, el banquero central, dijo a los ejecutivos de las corporaciones carboníferas y petroleras y a los gobiernos de los productores de esos combustibles que entre dos tercios y cuatro quintos de sus reservas permanecerá *in situ*, en el subsuelo, pues se volverán inutilizables como combustibles si la comunidad internacional decide adoptar medidas estrictas para evitar los eventos catastróficos que se derivarían de un aumento global de temperatura media por encima de 2 grados centígrados.

La opción representada por las tecnologías de captura de carbono —aun no desarrolladas en buena medida— sólo puede ser ejercida, advierte Carney, a costos sumamente elevados: El IPCC estima que se requieren nuevas inversiones de entre 190 mil y 900 mil millones de dólares sólo en el sector de energía para alcanzar el objetivo de

⁹⁵ Mark Carney, “Breaking the tragedy in the horizon — climate change and financial stability”, Speech given at Lloyd’s of London by the Governor of the Bank of England, 29 de septiembre de 2015 (<http://www.bankofengland.co.uk/publications/Pages/speeches/2015/844.aspx>)

dos grados. Se maneja la cifra de 3 a 5 billones de dólares, para 2030 (montos equivalentes a desde algo más del PIB de Francia hasta algo menos del PIB de Japón, respectivamente) “como inversión acumulada adicional para aumentar la eficiencia energética, desarrollar las energías renovables, los biocombustibles y la nuclear, así como los sistemas de captura y almacenaje de carbono.”

La tesis expuesta por Carney, en el sentido de que la mayor parte de las reservas mundiales de petróleo, gas y carbón puede tornarse inutilizable ante el imperativo climático, se basa en el concepto de ‘presupuesto de carbono’, noción que parte del cálculo de la diferencia entre el volumen de CO₂ ya emitido a la atmósfera y el que todavía podría emitirse antes de que la temperatura media rebase el límite de 2°C, como explicó el *Financial Times* al examinar el discurso. Carbon Tracker, una consultora británica, ha calculado que esa diferencia, de ahora a 2050, sería de 565 gigatoneladas (565 multiplicado por 10⁹, es decir por mil millones) y estima que el uso de las actuales reservas mundiales de combustibles fósiles daría lugar a emisiones por 2,795 gigatoneladas de CO₂, casi cinco veces el monto admisible.

Las reacciones ante lo dicho por el gobernador no se hicieron esperar y abundaron. Algunas corporaciones petroleras señalaron que la creciente demanda de energía —proveniente en los próximos decenios sobre todo del mundo en desarrollo, donde se ubica la mayor parte de esas reservas— no puede quedar insatisfecha. Insinuaron que los propios países en desarrollo se asegurarían de disponer de energía suficiente para alimentar el crecimiento y diversificación de sus economías. Basta este hecho, se dijo, para desechar la idea de que reservas ya localizadas vayan a quedar varadas, sin utilizar.

Se objetó también, con particular énfasis, que Carney no haya distinguido entre la intensidad contaminante de los diversos combustibles fósiles, mucho mayor, por ejemplo, para el carbón que para el gas natural. Sobre todo en Estados Unidos, las corporaciones petroleras esperan que una transición hacia el gas —en especial el obtenido en formaciones de lutitas: el *shale gas*— sea suficiente, pues consideran fantástico el riesgo de cambio climático en los términos planteados por el IPCC. Esperan también que la llamada revolución *shale* evite o permita aplazar la verdadera transición energética, hacia las energías renovables y otras bajas en carbono. Éste es, por cierto, uno de los supuestos de la reforma energética en México.

La bomba lanzada por Carney animó el debate previo a la COP21, hacia fines de año en París, y provocó que la noción de definir y respetar un ‘carbon budget’ figurase de manera prominente en los debates.

Otro peak oil — el del consumo

Algunos de los elementos utilizados por el gobernador Carney en su sorprendente anuncio habían sido prefigurados en un análisis de Neil Atkinson⁹⁶. Sugirió que, tras largo tiempo de pensar que el concepto de “peak oil” se refiere al momento en que la oferta global de petróleo alcance su punto máximo al agotarse la disponibilidad física del recurso —momento que, según las primeras predicciones, debía haberse alcanzado hace varios lustros—, ahora debe pensarse en otro tipo de “peak oil”, referido a la demanda de petróleo. El consumo —más allá de altibajos coyunturales— ya ha alcanzado su máximo en Estados Unidos, Japón y buen número de países de Europa occidental. En las economías emergentes y en desarrollo, en cambio, el panorama es mucho más diverso. Por ejemplo, los incrementos anuales previstos en lo que resta del actual decenio se colocan entre un mínimo de 150 mil barriles diarios en África y un máximo cercano a un millón de barriles diarios en los países emergentes y en desarrollo de Asia. Es probable que se alcance más rápidamente el nivel pico de la demanda, si las disminuciones cíclicas coinciden con cambios estructurales, como la transición a las energías bajas en carbono y la continuidad y aceleración de la caída en la intensidad energética —factores éstos que forman parte también del planteamiento de Carney.

Es esta la perspectiva que inquieta, señala la nota, al ministro saudita de Petróleo, Ali al-Naimi, quien a mediados de julio declaró —en la perspectiva de nuevos acuerdos para la reducción global de emisiones de CO₂ y otros gases de efecto invernadero— que su país se mantendrá “firme y resueltamente opuesto a los intentos de marginalizar el uso del petróleo.”

Hacia la COP21: acciones nacionales y multilaterales

La Agencia Internacional de Energía dio a conocer, a finales de octubre de 2015, un informe especial para la COP21 en el que se cuantifican, con la mayor precisión posible —dentro de las limitaciones y diferencias metodológicas de la información proveniente de muy diversas fuentes nacionales— los volúmenes de reducción de emisiones de GEI que cabe esperar de los compromisos nacionales anunciados por la mayor parte de los países que se esperaba participaran en la Conferencia de París a finales de año.⁹⁷

⁹⁶ Aparecido en *Lloyd's List Intelligence* y citado por Anjali Raval, “Oil demand seen laggin boom era growth”, *Financial Times*, 16 de abril de 2015 (www.ft.com).

⁹⁷ International Energy Agency, Energy and Climate Change, Informe especial para la COP21, octubre de 2015, 7pp (https://www.iea.org/media/news/WEO_INDC_Paper_Final_WEB.PDF).

Las conclusiones centrales del informe se resumen como sigue:

De las acciones que se adopten respecto del sector de energía dependerá el éxito o el fracaso de la COP21.— Dado que de la producción o uso de la energía dependen cuatro quintas partes de las emisiones globales de GEI, cualquier esfuerzo significativo y eficaz de reducción de esas emisiones depende críticamente de lo que se haga en el sector. Un punto de partida para una primera cuantificación del volumen de reducción de emisiones que puede alcanzarse son los compromisos nacionales voluntarios de reducción de emisiones (CNVRE)⁹⁸ presentados por los países que participarán en la Conferencia. Teniendo en cuenta los CNVRE presentados hasta mediados de octubre de 2015, el informe intenta responder a dos cuestiones: ¿cuál será la configuración del sector global de la energía en 2030 si efectivamente se cumplen todos los CNVRE presentados? Y ¿serán suficientes para colocar al sector de energía en una senda congruente con el logro del objetivo de 2°C? Recuérdese que dicho objetivo consiste en limitar el aumento de la temperatura media global a no más de 2°C sobre los niveles prevalecientes en la era preindustrial.

Es impresionante el número de CNVRE que se presentaron antes de la Conferencia.— Se registraron, hacia el final del verano, 125 CNVRE, que cubren alrededor de 150 países, que agrupan cerca del 90% de la actividad económica mundial, porcentajes similares de la demanda total de combustibles fósiles y de las actuales emisiones globales de GEI y aproximadamente cuatro quintas partes de la producción total de esos combustibles. La cobertura, como subraya la AIE, es muy significativa. Vistos por regiones, los compromisos provieron de:

- la totalidad de los países de América del Norte, de Europa (excepto Chipre) y de Oceanía;
- alrededor del 90% de los países de África (entre las excepciones se cuentan Angola, Egipto, Libia, Nigeria, República Árabe Saharaí, Somalia, Sudán, Sudán del Sur y Zimbawe);
- casi todos los países de la antigua Unión Soviética (excepto Kazajistán y Uzbekistán);
- dos tercios de los países en desarrollo de Asia (excepciones: Malasia, Nepal, Corea del Norte y Pakistán, entre otros);
- cerca del 60% de los países de América Latina y el Caribe (con, entre otras, las excepciones de Belice, Bolivia, Cuba, Guayana francesa, Nicaragua, Panamá y Venezuela); y,

98 Ya en la Conferencia se simplificó la terminología. En lugar de “compromisos nacionales voluntarios de reducción de emisiones (CNVRE)” se usó la expresión “contribuciones determinadas a nivel nacional (CDN)”.

- apenas un tercio de los del Medio Oriente, entre ellos Israel, Jordania y Líbano (mientras que entre las excepciones destacan Arabia Saudita, Irán, Omán, Siria y Yemen).

Adviértase que entre las excepciones destacaron los países petroleros, tanto miembros como no miembros de la OPEP. La actitud de estos países hacia la COP21 y ante sus eventuales acuerdos debería ser un motivo importante de preocupación del conjunto de la comunidad internacional.

Los CNVRE fueron muy variados en contenido y alcance.—Los CNVRE presentados, aunque referidos todos a reducción de emisiones, fueron en extremo diversos en cuanto a las medidas incluidas. Por ejemplo, destaca la Agencia, entre los tipos de compromisos que se asumen se encuentran metas de reducción absoluta de emisiones; desviaciones a la baja de la trayectoria de emisiones esperadas; metas de reducción del coeficiente de intensidad de emisiones (volumen de GEI emitido por unidad de producto); reducciones o limitaciones de emisiones per cápita, o meras declaraciones respecto de las políticas o acciones por adoptar. Asimismo, en algunos casos, los compromisos se condicionaron, aunque en forma parcial, a la recepción de apoyos financieros. Todos los CNVRE aludieron a las emisiones provenientes del sector de energía y muchos explicitaban metas de reducción o acciones para reducirlas. La mitad de los CNVRE incluyeron metas específicas para el sector de energía, acompañadas de objetivos cuantitativos de reducción de emisiones. Fue frecuente aludir al fomento de energías renovables bajas en carbono y/o al mejoramiento de la eficiencia energética. Se mencionaron con más frecuencia las acciones de efecto inmediato en reducción de emisiones —como abandonar el uso de plantas generadoras ineficientes basadas en carbón; reducir las emisiones de metano asociadas a la producción de hidrocarburos; reformar los subsidios a los combustibles fósiles o establecer precios para el carbono— en tanto que fueron infrecuentes las referencias a medidas de más largo plazo —como tecnologías de secuestro y almacenamiento de carbono; uso de vehículos con combustibles alternativos, o desarrollo de la generación eléctrica nuclear. En suma, la extrema diversidad con que se expresaron los CNVRE dificultaron estandarizarlos y medir su impacto agregado en el volumen de emisiones.

Si todos los CNVRE se implementasen, habría una reducción significativa de las emisiones de GEI.— La cuantificación y agregación de los CNVRE recibidos permitió concluir que el cumplimiento de los CNVRE daría lugar a que el incremento de las emisiones del sector de energía en el lapso 2014-2030 se situase en un monto de 3.7Gton de CO₂ equivalente (gigatoneladas, es decir ton⁹ o miles de millones de ton, de GEI medidos como equivalentes a CO₂), en tanto que entre 2000 y 2013 se registró un incremento de 11.2 Gton. En otras palabras, en los próximos tres lustros las emisiones de GEI aumentarían en sólo una tercera parte del incremento registrado en los últimos tres.

Para rendir esta espectacular caída de dos tercios en el ritmo de aumento global de las emisiones, los CNVRE suponen, entre otros, los siguientes cambios en el sector mundial de energía:

- una reducción radical de la demanda mundial de combustibles fósiles, difícil de cuantificar con precisión pero de enorme dimensión;
- aumento a alrededor de 25% en 2030 de la participación de las fuentes de energía bajas en carbono en la mezcla global de energía, a la que en la actualidad aportan alrededor de la quinta parte —es decir, la ponderación de las fuentes bajas en carbono en la energía global aumentaría en cinco puntos porcentuales;
- el crecimiento anual de las emisiones de GEI asociadas a la energía se abatiría hasta alrededor de 0.5% anual hacia 2030, pero no se lograría detener su alza o iniciar su reducción; y,
- los países de mayor dimensión económica o grandes emisores —entre ellos la Unión Europea, Estados Unidos, China, Japón, Corea y Sudáfrica—habrán detenido el crecimiento de sus emisiones o habrán iniciado la disminución de las mismas para 2030.

Emisiones mundiales de GEI asociadas al sector de energía (incluyendo procesamiento de energía) (Gigatoneladas de CO₂ equivalente)

	2014	2020	2025	2030
Emisiones de GEI relacionadas con energía	35.5	36.9	37.5	38.4
Emisiones de GEI relacionadas con el proceso	2.8	3.2	3.4	3.5
Emisiones totales	38.2	40.1	40.9	41.9

En suma, el cumplimiento de los CNVRE contribuiría a desacoplar el crecimiento de la economía del aumento de emisiones de GEI: para 2030, las emisiones por unidad de producto serían 40% menores que en la actualidad.

La pregunta que, desde luego, se planteó fue la de si esta progresiva desaceleración, casi hasta lograr la detención, del aumento de emisiones en los próximos quince años se alcanzará realmente y, de así ser, si resultará suficiente para mantener por debajo de 2°C el aumento de la temperatura media global, evitando por tanto los efectos catastróficos del cambio climático. El propio informe especial de la AIE ofrece una primera respuesta a este respecto.

Con el cumplimiento de los CNVRE, dejarían de aumentar hasta 2030 las emisiones de GEI asociadas a la generación eléctrica.— Siendo el sector eléctrico el principal contribuyente a las emisiones de GEI asociadas a la energía, en él se han concentrado

los esfuerzos de descarbonación. El cumplimiento de los CNVRE daría lugar a que las emisiones de GEI asociadas a la generación de electricidad dejaran de crecer hasta 2030 a pesar de que la demanda global de energía eléctrica aumentaría más de 40% en el período. En esencia, se habría roto el vínculo entre aumento de la generación eléctrica y aumento de emisiones de GEI. Como subraya el informe:

- en la OCDE, la generación aumentará en alrededor de 10%, pero las emisiones se reducirán en un tercio;
- fuera de la OCDE, la demanda de generación se elevará en 75%, pero las emisiones crecerán sólo en 25 por ciento; y,
- hasta 2030, siete de cada diez nuevas unidades generadoras funcionarán con fuentes bajas en carbono, dando lugar a que el aporte de estas fuentes a la generación total pasase de una tercera parte ahora a alrededor de 45% en 2030.

Existe el riesgo de que esta tendencia positiva debilite los nuevos esfuerzos, inclusive los incorporados a los CNVRE, de seguir descarbonación la generación eléctrica, sobre todo ante las presiones de la industria carbonífera para mantener una participación dominante de este combustible en la generación eléctrica mundial, a los que se alude más adelante.

Los CNVRE entrañan nuevos comportamientos de la inversión en tecnologías de energía.— Como enfatiza el informe, cumplir los CNVRE implica reorientar buena parte de las inversiones en el sector de energía, sobre todo en generación eléctrica, además de aumentarlas de manera sustancial. En cuanto al incremento necesario en las inversiones, se calcula en Dls 13.5 billones la inversión requerida para aumentar la eficiencia energética y desarrollar tecnologías de bajo carbono entre 2015 y 2030 —en términos gruesos, ese monto equivale al PIB de Estados Unidos o al de China— que, a su vez, equivale al 40% de las inversiones totales necesarias para el sector, que se elevarían a más de Dls 30 billones.

El informe incluye la siguiente numeralia:

Dls 8.3 billones se invertirían en el mejoramiento de la eficiencia energética de los sectores de transporte, construcción y manufacturero.	Dls 5 billones a inversión destinada a descarbonar la generación eléctrica.	60% de la inversión en nueva capacidad de generación se orientaría a energías renovables (Dls 4 billones):		
		1/3, eólica	30% solar	1/4 hidro
60% de las inversiones en mejoramiento de la eficiencia energética (alrededor de Dls 5 billones) se realizaría en países de la OCDE.		A los países en desarrollo, fuera de la OCDE, correspondería más de la mitad (Dls 2.7 billones) de la inversión en descarbonación.		

La conclusión central del informe especial de la AIE indica que “Los compromisos prometidos para la COP21 tendrán un impacto positivo sobre las tendencias futuras del sector de la energía, pero su contenido y alcance serían insuficientes para alcanzar el objetivo convenido sobre cambio climático. Si las acciones contenidas en los CNVRE no se elevan en forma progresiva, la senda que cabría esperar de la actual formulación de dichos compromisos daría lugar a un incremento de alrededor de 2.7°C, que proporciona una base importante para esfuerzos adicionales”.

El Plan de Generación Eléctrica Limpia de Estados Unidos

Al iniciarse agosto de 2015 se registró otra de las iniciativas y acciones que marcarán la huella histórica del gobierno de Barack Obama, según lo espera el propio presidente. A varias iniciativas y acciones de esos meses —como el restablecimiento de relaciones diplomáticas con Cuba, el acuerdo multilateral sobre el programa nuclear de Irán, la permanencia de una política económica a favor de la reactivación y el empleo, y la lamentable prioridad concedida a concluir el acuerdo sobre la Alianza Transpacífica— se suma ahora el reforzamiento y aceleración de las acciones de transición hacia las energías bajas en carbono, en la perspectiva de la COP21. Al anunciarlas, Obama usó una frase memorable: “somos la primera generación que resiente las consecuencias del cambio climático y la última que puede hacer algo al respecto.”

Como en su momento se hizo ante la iniciativa y el programa de reforma del sistema de salud, ahora se pretende combatir la versión final del Plan de Generación Eléctrica Limpia (PGEL) anunciada el 3 de agosto, con un eslogan aparentemente demoledor. Se le moteja de *war on coal* (guerra al carbón). Se trata de colocar a los estados productores de carbón mineral y a los trabajadores de esta industria en la primera línea de oposición al plan.

El PGEL cubre tres áreas: la reducción de las emisiones de carbono, las acciones para prevenir y remediar los efectos del cambio climático, y la cooperación multilateral ante un problema global por naturaleza⁹⁹. Toda acción nacional efectiva requiere de estos componentes para significar un aporte que estimule y haga viables las acciones internacionales que se acordaría en París.

El PGEL se concentra en el objetivo de reducir las emisiones de CO₂ de Estados Unidos que aportan más de cuatro quintas partes (82%) del total de gases de efecto invernadero (GEI) lanzado a la atmósfera por el país. Otros GEI son el metano (9%),

⁹⁹ El portal en internet de la presidencia de Estados Unidos (www.whitehouse.gov) contiene muy amplia información sobre el PGEL, la que se ha utilizado como base de este análisis.

el dióxido de nitrógeno (6%) y los gases fluorados (3%). Un tercio de las emisiones de carbono, a su vez, proviene de la generación eléctrica: “un monto mayor que la suma de las originadas en el transporte y las casas habitación”, dijo Obama al presentar el plan.

Por ello, la meta principal del PGEL consiste en colocar las emisiones de CO₂ en 2030 —dentro de quince años— una tercera parte (32%) por debajo del nivel que alcanzaban en 2005 —hace diez años. La herramienta principal para reducir el uso de carbón en la generación eléctrica será el establecimiento de normas que limiten las emisiones, que hasta ahora no se han fijado a nivel federal. La idea es considerar tóxicas las emisiones de CO₂, como ocurre con las descargas de mercurio, azufre, plomo y arsénico en la atmósfera y las aguas, habida cuenta de los grados de toxicidad.

Como la mezcla de fuentes de generación eléctrica es diversa en los diferentes estados de la Unión, el PGEL prevé que cada uno elabore su programa estatal de reducción de emisiones, lo que ya han hecho doce de ellos. La Administración de Protección Ambiental definirá los estándares de emisiones de CO₂ aplicables en todas las plantas generadoras y los programas estatales deberán prever su cumplimiento, con flexibilidad y ritmos diversos. Si algún estado no elaborase tal programa antes de 2020, la APA lo elaborará en términos de que no impida el logro del objetivo nacional de abatimiento diez años después.

Además del objetivo general de reducción de emisiones de carbono, el PGEL prevé la expansión y modernización de la red de distribución; el fomento de las inversiones en fuentes de energía limpia; establecer normas más estrictas de ahorro y uso racional de energía, con impulso a la inversión en eficiencia energética; modernizar la tecnología del transporte, para tornarlo menos dependiente de los combustibles fósiles, y la de aislamiento térmico de la construcción de edificios; y, finalmente, medidas de muy diverso alcance para reducir o abatir las emisiones de los otros GEI antes señalados.

Las acciones de prevención y remediación contenidas en el PGEL no son novedosas, pero se agrupan de manera coherente a fin de desarrollar y aprovechar sinergias. La versión final, anunciada el 3 de agosto, abarca medidas tan diversas como las siguientes: mantener la productividad de la agricultura, respondiendo con oportunidad a las exigencias derivadas de impactos puntuales del cambio climático; fomentar, mediante información e instrumentos de acción efectivos, la capacidad de respuesta de la sociedad; abatir los riesgos asociados a los incendios forestales y a las inundaciones, entre otros.

El capítulo de cooperación multilateral del PGEL prevé, en primer término, ocho áreas de cooperación, entre ellas:

- a) reorientar el financiamiento multilateral de los proyectos de energía, evitando

- que se financien nuevas plantas de generación carboeléctrica;
- b) fortalecer la cooperación bilateral en materia de cambio climático con otras grandes economías, en especial con China;
 - c) facilitar la adopción de políticas y acciones transfronterizas de eficiencia energética y ahorro de energía;
 - d) combate concertado de los contaminantes atmosféricos de corta vida: una coalición internacional inspirada en el Protocolo de Montreal sobre hidrofluorocarbonos suma ya más de cien países adherentes; y,
 - e) movilizar los ingentes recursos que reclama el esfuerzo global de combate al cambio climático.

Junto con la de otros países, es claro que la iniciativa contra el cambio climático del gobierno de Obama aporta una base sólida a los acuerdos universales que deben alcanzarse hacia finales de año en París.

Australia: una contribución modesta

El 10 de agosto de 2015 el gobierno de Australia dio a conocer un nuevo objetivo de reducción de emisiones de gases efecto invernadero, previsto para la COP21 en París en diciembre. El nuevo compromiso colocaría las emisiones en 2030 entre 26 y 28 por ciento por debajo del nivel que alcanzaron en 2005, meta menos ambiciosos que las anunciadas por Estados Unidos, como acaba de examinarse, o Canadá. Tradicionalmente, Australia ha sido muy cautelosa tanto al fijar objetivos voluntarios como al asumir compromisos mandatorios —en 2014, según un análisis independiente, “se produjo un giro sustancial en la política ambiental, abandonando una política orientada a alcanzar metas concretas congruentes con las establecidas a escala global y con los niveles de reducción de emisiones identificados por la comunidad científica en materia de cambio climático.”¹⁰⁰

El nuevo objetivo (26 a 28 por ciento menos emisiones en 2030 que en 2005), muestra una aparente mejora respecto del actual (5% menos emisiones en 2020 que en 2000)¹⁰¹. Si se considera, como señala el Climate Action Tracker, que con el nuevo enfoque el objetivo no será alcanzado y con el giro de política, las emisiones, que se habían mantenido en línea hasta 2014, crecerán aceleradamente a partir del presente año y, en 2020, las

100 “Australia”, *Climate Action Tracker* / Countries (<http://climateactiontracker.org/countries/australia.html>).

101 “Climate change: Australia sets new emissions target”, BBC News, 11 de agosto de 2015 (www.bbc.com/news/world-australia-33858360).

emisiones se situarán 12 a 18 por ciento por encima de las de 2000. En este sentido, la meta de reducción en 2030 podría perder sentido.

Como se sabe, el carbón sigue siendo la fuente energética dominante, al tiempo que Australia es uno de los mayores exportadores mundiales de carbón. El gobierno australiano prioriza el crecimiento sobre el control de la contaminación y el control de las emisiones. Al anunciar el nuevo objetivo, el entonces primer ministro Tony Abbott señaló: “tenemos que abatir nuestras emisiones, pero de manera consistente con un crecimiento de la economía fuerte y continuado”. Estimó entre 0.2 y 0.3 por ciento del PIB el costo de alcanzar las metas de reducción anunciadas.

El grupo no gubernamental Climate Council consideró por completo inadecuadas las metas de reducción anunciadas por el gobierno: “Los objetivos son completamente inadecuados para proteger a los australianos de los impactos del cambio climático y no representan una contribución adecuada al esfuerzo mundial en la materia”, declaró el profesor Tim Flannery, directivo de esta organización, como registra la nota citada de BBC News. En su opinión, Australia debería asumir un compromiso de reducción para 2030 equivalente a 60% por debajo de las de 2000.

El anuncio de China sobre un esquema de intercambio de emisiones

Como parte de una política de reducción de emisiones de amplio trazo, en ocasión de su visita a Washington a finales de septiembre de 2015, el presidente Xi Jinping anunció su decisión de iniciar, en 2017, un sistema de intercambio de emisiones de alcance nacional que abarque los sectores industriales clave: siderurgia, generación eléctrica, químico, materiales de construcción, papelería y de metales no ferrosos. Correspondió, por parte de China, a la Comisión Nacional de Reforma y Desarrollo (NDRC), definir las políticas, acciones e innovaciones institucionales requeridas para promover un desarrollo sustentable, verde, bajo en carbono y resistente al cambio ambiental.

El documento que recogió el anuncio en materia de intercambio de emisiones,¹⁰² presenta también el amplio rango de acciones y políticas que China se propone poner en marcha, a partir de los acuerdos que se adopten en la COP21. Ese conjunto se resume en el esquema que sigue:

102 Párrafo 12 de la Declaración Conjunta sobre Cambio Climático de los Presidentes de China y Estados Unidos, Washington, 25 de septiembre de 2015 (http://en.ndrc.gov.cn/newsrelease/201509/t20150929_755626.html).

Para 2030, reducir las emisiones de CO ₂ por unidad de PIB entre 60 y 65%, respecto de los niveles de 2005.	Para 2030, incrementar el volumen de masa forestal existente en alrededor de 4.5 billones de m ³ , sobre el stock de 2005.	Promover el despacho de electricidad ecológico, en especial el despacho de la generación renovable y la energía fósil de mayor eficiencia y emisión baja.	Promover la construcción de edificios eficientes en energía, para alcanzar en 2020 el 50% de edificios verdes en ciudades y áreas metropolitanas.
Fomentar vehículos de baja emisión en el transporte público, para alcanzar el 30% de los viajes de ese tipo para 2020.		Las nuevas normas de eficiencia energética para vehículos pesados se concluirán en 2016 y entrarán en vigor al año siguiente.	Recibirán apoyo y se acelerarán las acciones de control de los HFCs, incluyendo un control efectivo, para 2020, de las emisiones de HFC-23.

Otros elementos complementarios sobre el esquema nacional de intercambio de emisiones se dieron a conocer, en Pekín, a mediados de noviembre, por el representante especial para cambio climático, Xie Zhenhua. Este funcionario expresó que, para iniciar la operación en 2017 del nuevo esquema nacional de intercambio de emisiones, se tendrá en cuenta la experiencia acumulada por los mercados urbanos de intercambio de emisiones, que han operado a partir de 2011 en siete ciudades: Pekín, Shanghái, Guandong, Tianjin, Chongqing, Hubei y Zhenshen. En su operación como programas piloto, estos esquemas permitieron intercambios valuados en un total de ¥ 1,200 millones (algo menos de Dls 200 millones), equivalentes a un volumen de emisiones de 40.24 millones de ton de CO₂ equivalente. El funcionario declaró que la clave para establecer un mercado de emisiones de alcance nacional se encuentra en fijar cuotas razonables, un mecanismo de mercado idóneo, reglamentaciones detalladas y un mejor sistema de registro.¹⁰³

Una reacción significativa ante el anuncio del mercado nacional de emisiones en China, tras su anuncio preliminar en Washington en septiembre, destacó cuestiones como las siguientes:

- La experiencia del funcionamiento de los mercados urbanos ha distado de ser por completo satisfactoria: los certificados de emisiones se han emitido con ligereza y en ocasiones se ha forzado a las empresas a sumarse a los distintos esquemas. Estos problemas se han presentado también al iniciar esquemas de intercambio en otros países, incluso avanzados.
- Un mercado de emisiones a escala nacional demandará años de esfuerzos y éstos no garantizan evitar un eventual fracaso, como ha ocurrido en diversas instancias en varios países. La Unión Europea ha realizado esfuerzos por diez años, lo que pone de relieve cuán difícil es poner en marcha un sistema efectivo y equitativo.

¹⁰³ “China to start nationwide emissions trading market in 2017”, *Xinhua News*, 19 de noviembre de 2015 (http://news.xinhuanet.com/english/2015-11/19/c_134834054.htm).

- “Será muy difícil tener el esquema nacional listo para 2017”—declaró un asesor chino independiente. “No sabemos siquiera cuánta energía realmente consumimos. Cómo vamos a echar a andar el intercambio de emisiones.”
- Aunque los sectores incluidos en el esquema se encuentran entre los grandes emisores, hay otros que quedaron fuera, como el sector transporte, por lo que habrá establecer coordinaciones muy complejas si se quiere abatir el total de emisiones de GEI.
- Los llamados sistemas de *cap-and-trade*, como el que se desea establecer en China, determinan primero los montos de emisiones admisibles por actividad y empresa participante, pagando un precio competitivo por el carbono emitido. Las empresas que no cubren su cuota de emisión pueden vender los certificados no utilizados, en tanto que las que la exceden deben comprar certificados adicionales.
- Ha habido indicaciones de que se prevé incluir en el esquema alrededor de diez mil empresas de las ramas industriales seleccionadas y que el volumen de emisiones cubierto sea del orden de hasta 4,000 millones de ton de CO₂ equivalente. Este volumen duplicaría al esquema europeo que es, hasta ahora, el más importante.
- Si China tuviese éxito en establecer un precio para el carbono en un mercado funcional, el ejemplo será observado y su influencia se dejará sentir en todo el mundo. El desafío es formidable.¹⁰⁴

Por otra parte, se ha hecho notar que los anuncios oficiales del gobierno chino en materia de cambio climático deben ser leídos con una cierta dosis de escepticismo. Se ha señalado que la base de cualquier esquema funcional de intercambio de emisiones requiere, en primera instancia, registros estadísticos oportunos, confiables y verificables. Cuantificar emisiones de GEI es un desafío técnico considerable. Cuando en el mercado de emisiones concurren millares o decenas de miles de agentes, incluso los errores pequeños en la medición de algunas emisiones pueden dar lugar a diferencias agregadas de millones de toneladas de carbono.

La cifra total de emisiones de China —la mayor del mundo— no es divulgada de manera regular y comparable a lo largo del tiempo. En 2005 se dio a conocer la última estimación oficial de “alrededor de 7,470 millones de ton” y se asumió el compromiso de llegar a un nivel máximo, un *peak*, “antes de 2030”. Las estimaciones del aumento de emisiones entre 2005 y el año en que se alcance el nivel máximo cubren un rango de entre 11 y 20 mil millones de ton anuales, monto mayor que el total de emisiones europeas.

¹⁰⁴ Chris Buckley, “Enacting Cap-and-Trade Will Present Challenges Under China’s System”, *The New York Times*, 25 de septiembre de 2015 (<http://www.nytimes.com/2015/09/26/world/asia/china-emissions-xi-jinping-limit-cap-and-trade.html>).

(El Banco Mundial, en su “Indicadores económicos globales” sólo incluye, como cifra más reciente, una cifra de emisiones per cápita de 6.7 ton. Considerando una población estimada en 1,364 millones de habitantes, en 2014, ese monto por persona se traduciría en una emisión total de 9,140 millones de ton.)

Las mediciones estándar de emisiones se basan en estimaciones de los combustibles utilizados, en especial el carbón y, en la medida de lo posible, otros cuya producción o combustión también genera emisiones de GEI. En el caso de China hay enormes diferencias en las estimaciones de los volúmenes de carbón producidos y consumidos en generación eléctrica y otros usos. En 2013, por ejemplo, la Oficina Nacional de Estadísticas divulgó una cifra nacional de producción de carbón de 3,650 millones de ton. Si se suman las cifras de producción por provincias, sin embargo, se llega a un total del orden de 4,150 millones de ton. Una diferencia de alrededor de 15 % puede dar lugar a estimaciones muy diferentes del volumen de emisiones derivadas de su combustión. Otra fuente de imprecisión son las diferentes calidades del carbón producido y usado, cuyo ‘rendimiento’ en términos de emisiones puede ser muy variable.¹⁰⁵

En los círculos internacionales relacionados con el cambio climático se expresan dudas de que un sistema funcional de intercambio de emisiones a escala nacional pueda ser puesto en operación en China en el tiempo prometido.

Los días de la COP21 en París, en la primera mitad de diciembre, coincidieron con los peores momentos de contaminación atmosférica en diversas ciudades de China, en especial la capital, donde se estableció, por primera vez, una ‘alerta roja’. Sin embargo, China persiste en sus intentos de, más que renunciar al carbón o sustituirlo de manera gradual, conseguir un carbón limpio. Se trata de conseguir de manera simultánea los objetivos de reducción de emisiones y de empleo del carbón como fuente de energía. Coincide en este sentido con las grandes empresas carboníferas de Occidente, que apuestan por las tecnologías de captura y secuestro de carbono, como vía para continuar quemando este combustible.

En vísperas del inicio de la COP21, a través de la agencia Xinhua, el gobierno de China anunció planes para reducir en 60%, de aquí a 2020, las emisiones originadas en las plantas carboeléctricas. Tal proporción equivaldría a 180 Mton de CO₂ equivalente. La modernización de las carboeléctricas permitiría abatir a sólo 300g por kwh el consumo de carbón y haría de éstas plantas mucho menos contaminantes que las carboeléctricas antiguas, los hornos siderúrgicos o las generadoras de calor.

En paralelo con su objetivo de alcanzar un tope de emisiones de GEI en 2030, China

¹⁰⁵ David Stanway y Kathy Chen, “Insight: The unbearable lightness of Chinese emissions data”, *Reuters*, 9 de noviembre de 2015 (<http://www.reuters.com/article/2015/11/09/china-climatechange-idUSL3N13023O20151109#1aiCuQ4B8C779LFi.97>).

ha anunciado también el objetivo de no rebasar los 4,800 Mton en su consumo total anual de carbón. Las cifras anuales de consumo de este combustible muestran que el de 2014 fue sustancialmente igual al del año previo. Es posible, sin embargo, que se deba a la desaceleración de la economía, más que a un más eficiente uso del carbón.¹⁰⁶

El Reino Unido consultará el retiro gradual de la generación carboeléctrica

A unas semanas del inicio de la COP21, el gobierno británico se convirtió en el primero en anunciar la intención de someter a consulta una propuesta de abandono gradual y progresivo de una fuente primaria de energía —el carbón usado en generación eléctrica— para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y moderar el cambio climático.

El anuncio, efectuado el 18 de noviembre, formó parte del amplio planteamiento de una política de energía renovada para el país, que la secretaria de Estado de Energía y Cambio Climático, la señora Amber Rudd, MP, consideró comparable a dos grandes transformaciones del pasado: primero, la privatización de los grandes proveedores públicos de energía, realizada por el gobierno conservador en 1982, y segundo, el establecimiento de objetivos cuantitativos para la incorporación de energías renovables en el balance nacional de energía, decidido por el gobierno laborista para aplicarse desde 2007.

El rol central que en el nuevo diseño británico de política de energía corresponde al retiro gradual del carbón es tanto más notable por la importancia de este combustible en la mezcla de energía en el país. La secretaria señaló que, tras esas dos grandes reformas, el Reino Unido, ahora, “cuenta con un sistema eléctrico en el que ninguna forma de generación, incluso las centrales a gas, puede ser emprendida sin intervención gubernamental; integrado por plantas envejecidas y a menudo poco confiables y que, a pesar de la enorme expansión de las energías renovables, no se ha reducido la dependencia del carbón —el más sucio de los combustibles. En realidad —agregó— la proporción de energía generada con carbón fue mayor en 2014, cuando alimentó más de la tercera parte de la generación eléctrica, que en 1999.¹⁰⁷”

Los elementos centrales del anuncio de la secretaria Rudd se resumen como sigue:

106 Véase, Edward Wong, “China Plans to Upgrade Carbon Plants”, *The New York Times*, 2 de diciembre de 2015 (<http://www.nytimes.com/2015/12/03/world/asia/china-plans-to-upgrade-coal-plants.html?emc=eta1>).

107 Department of Energy and Climate Change (DECC), “Amber Rudd’s speech on a new direction for UK energy policy”, 18 de noviembre de 2015 (www.gov.uk/government/speeches/amber-rudds-speech-on-a-new-direction-for-uk-energy-policy.htm)

- El objetivo es conseguir, en el horizonte de 2025, un sistema de energía orientado a los consumidores y enfocado en la competencia, que garantice la seguridad energética de las unidades familiares y de las empresas, del que el gobierno esté lo más ausente posible.
- El tránsito hacia este nuevo sistema, sin arriesgar la seguridad energética, demandará una continuada intervención gubernamental, pero ésta irá decreciendo con el tiempo.
- El sistema de energía debería dejar de ser motivo de preocupación y la política energética, pasar inadvertida: un sistema que no llame la atención de nadie, porque todos estén convencidos que producirá energía suficiente, confiable y accesible, que no daña el ambiente.
- En el sector eléctrico, las medidas tomadas con la Red Nacional (National Grid) y Ofgem, el órgano regulador del sector de electricidad británico, ofrecen la certeza de suministro en el corto plazo. Más allá no puede seguirse dependiendo de plantas generadoras envejecidas, construidas hace 50 años, y alimentadas con carbón contaminante.
- Se requiere construir la planta generadora de energía para el siglo XXI: con nuevas centrales a gas, con gran aumento de energías renovables en los próximos cinco años y, más adelante, con nuevas centrales nucleares; así como con interconexiones que permitan importar electricidad barata del continente.
- El enfoque conjunto con Europa es esencial. El gobierno británico da la bienvenida al informe *State of the Energy Union*, presentado por la Comisión Europea.

En suma, la secretaria Rudd anunció que el DECC iniciará una consulta, en la primavera de 2016, acerca del cierre de todas las plantas generadoras basadas en carbón no acondicionado (*unabated*) para 2025, iniciando en 2013 la restricción de su uso. Esas plantas serían cerradas si se tiene la certeza de que la transición a plantas generadoras a gas podría completarse en ese horizonte temporal. “Si asumimos este compromiso —subrayó la secretaria— seríamos el primer país desarrollado en retirar el carbón del sistema.”

“Hacia 2025 —concluyó la secretaria Rudd— con una nueva central nuclear ya construida, con parques eólicos costa afuera en competencia con otras energías renovables, con el carbón no acondicionado como algo del pasado y con la generalización de la energía inteligente (*smart energy*), habremos transformado nuestro sistema de energía.”

Las primeras reacciones ante el anuncio de la secretaria Rudd fueron más bien críticas o escépticas. Aunque Al Gore, el exvicepresidente de EUA convertido en activista ambiental, calificó el anuncio de “excelente e inspirador”, algunos especialistas

recordaron que para 2025, el límite aludido en el anuncio, de cualquier modo ya habrían salido de operación la mayor parte de las carboeléctricas británicas.

Se recordó, por ejemplo, que ya otros gobiernos habían anunciado el abandono gradual de otras fuentes de generación eléctrica, en especial la nuclear, ante otro tipo de preocupaciones, sobre todo la seguridad de las instalaciones nucleoelectricas, tras accidentes devastadores, como los ocurridos en Chernobyl (1986) y Fukushima (2011).

Sin embargo, se admitió que el anuncio británico constituye el primero en que la renuncia al uso de una fuente primaria de energía se basa en consideraciones ambientales. Se produjo, por cierto, menos de un mes después de que el gobierno estadounidense había hecho otro anuncio considerado también una primicia: la no autorización del proyecto del oleoducto Keystone XL en atención a los riesgos ambientales que suponía, sobre todo por contribuir al calentamiento global. Se hizo notar que este último constituye el primer proyecto de infraestructura energética de gran dimensión que no se autoriza por consideraciones de impacto ambiental.

De acuerdo con la actual legislación europea en materia de calidad del aire, las carboeléctricas tendrían que ser cerradas para 2023, a menos de que utilicen sistemas de reducción de emisiones.

La reacción del Partido Laborista, expresada por la ‘secretaria sombra’ de energía, destacó que “ha sido evidente, por varios años, que las antiguas y contaminantes plantas carboeléctricas británicas tendrían que ser cerradas en el curso de la presente década” para ser sustituidas por generación limpia, “aunque la cambiante y caprichosa política de energía del gobierno ha desalentado las inversiones indispensables para contar con suministros seguros.”¹⁰⁸

Otro elemento sumamente discutido del anuncio de la secretaria Rudd fue su coincidencia con la decisión de retirar los subsidios a diversas fuentes de energía renovable, en especial la solar. En general, tal retiro se consideró súbito y apresurado, en un momento en que estas formas de generación sin carbono, a pesar de su enorme evolución técnica, aún no compiten en el mercado si no se cuantifica y reconoce el beneficio ambiental al que dan lugar.

Fueron muy agudas las repercusiones ante la decisión del gobierno británico de, al tiempo de anunciar el abandono progresivo de la generación carboeléctrica, retirar de forma abrupta, los beneficios fiscales a las energías renovables. Un grupo de grandes corporaciones británicas y transnacionales objetó públicamente tanto la oportunidad como el fondo de esa decisión.

108 Kiran Stacey y Jim Pickard, “UK coal-fired power plants to be phased out”, *Financial Times*, 18 de noviembre de 2015 (app.ft.com/cms/s/cd3fdaba-8d48-11e5-8be4-3506bf20cc2b.html).

En una comunicación pública dirigida al primer ministro David Cameron, empresas entre las que se cuentan British Telecom, Ikea, Nestlé, Panasonic, Unilever, Tesco y Vodafone, le solicitaron rectificar la decisión de reducir los apoyos fiscales a las energías renovables, anunciada en un momento en que podía comprometer la posición de su gobierno en las negociaciones sobre cambio climático en la COP21 en París. “Las modificaciones súbitas a la política ambiental pueden dañar la confianza para la inversión en la infraestructura de cualquier tipo y afectar la posición del Reino Unido para continuar compitiendo en el rápidamente creciente sector global de energías bajas en carbono. Desearíamos que su gobierno se comprometiese y anunciara políticas audaces para apoyar el crecimiento de las energías renovables en el horizonte de 2020.”¹⁰⁹

Los recortes anunciados llegan al 87% en el caso de los subsidios a la energía solar, además de reducir drásticamente los apoyos a otras fuentes renovables de energía. Estos recortes son incongruentes con el reconocimiento, por parte del gobierno británico, de la severa amenaza que constituye el cambio climático.

El Plan de Energía Limpia de Alberta

La provincia canadiense de Alberta —cuyo gobierno proveniente del partido opositor centro-izquierda tomó posesión en mayo de 2015, bajo el liderazgo de Rachel Notley, y dispone de una amplia mayoría en el Congreso provincial— es considerada la de mayor importancia desde el punto de vista de recursos de energéticos fósiles. Si se le ve como un país, sus reservas de hidrocarburos, constituidas sobre todo por arenas bituminosas de costoso aprovechamiento, serían las terceras en el mundo¹¹⁰. Aporta casi dos tercios de la producción petrolera de Canadá. Sobre todo tras la decisión del gobierno estadounidense de no autorizar la extensión del oleoducto Keystone XL, que habría facilitado el movimiento de crudos originados en esa provincia hasta las costas del noroeste del Golfo de México, el gobierno de Alberta ha anunciado diversas acciones de combate al cambio climático, que intentan cumplir con exigencias insalvables en la materia con la continuidad de la explotación de hidrocarburos.

El gobierno de la provincia encargó a un grupo de cinco expertos independientes la elaboración de propuestas y planteamientos que permitiesen a Alberta mantenerse

109 Pilita Clark, “David Cameron comes under fire over green cuts”, *Financial Times*, 27 de noviembre de 2015 (<http://www.ft.com/intl/cms/s/0/b4dcdcf8-9524-11e5-ac15-0f7f7945adba.html#axzz3te9xz2pM>).

110 Ed Crooks, “Alberta outlines plan for carbon tax”, *Financial Times*, 23 de noviembre de 2015 (<http://www.ft.com/intl/cms/s/0/06443bc2-919e11e5bd82c1fb87bef7af.html?ftcamp=crm/email/20151123/nbe/CompaniesBySector/product#axzz3tSjLix9n>).

y consolidarse como una entidad líder en la producción de energía y, al mismo tiempo, asumir también una posición de liderazgo en la lucha contra el cambio climático.¹¹¹

En los primeros días de noviembre, la premier de Alberta dio a conocer un llamado Programa de Liderazgo Climático¹¹² con la siguiente estructura y componentes:

Retiro gradual de la carboelectricidad y fomento de energía renovable	La contaminación proveniente de la carboelectricidad se retirará gradualmente, hasta su eliminación en 2030. Se sustituirá con generación limpia: gas natural, eólica, solar y biomasa.
Revisión del precio para el carbono en la emisión de GEI	Se fijará un nuevo precio, sujeto a incremento anual, al carbono, que gravará entre 80 y 90 % del emitido en la provincia. Los recursos se destinarán a financiar, entre otros: la reducción de GEI, la I&D en energía verde y la compensación de mayores costos en que incurran los consumidores de ingreso bajo.
Límite legislativo a las arenas bituminosas	El precio del carbono proveniente de arenas bituminosas, más alto que el de otras fuentes, y un límite anual de 100 Mton, fomentarán las medidas reductoras de las emisiones de GEI.
Nuevo plan para reducir emisiones de metano	Se programará una reducción de 45% para 2030 en las emisiones de metano provenientes de la producción de hidrocarburos.

Conviene ver con mayor detalle los componentes de la segunda y tercera acciones del Programa:

El precio al carbono seguirá siendo clave de la estrategia contra el cambio climático.	
“Un precio al carbono de alcance generalizado permite abatir el costo económico de la reducción de emisiones; impulsa el desarrollo de nuevos productos y afecta de forma equitativa a todos los agentes económicos.”	
El precio se aplicará en todos los sectores a partir de CDls 20/ton el 1Ene17 y CDls 30/ton el 1Ene18, seguido de aumentos anuales en términos reales.	El precio cubrirá entre ocho y nueve décimas del total de emisiones de la provincia, que son las más altas del país.

111 Andrew Leach, Angela Adams, Stephanie Cairns, Linda Coady y Gordon Lambert, *Climate Leadership – Report to the Minister*, Edmonton, 20 de noviembre de 2015 (<http://alberta.ca/documents/climate/climate-leadership-report-to-minister.pdf>)

112 “Climate Leadership Plan will protect Albertan’s health, environment and economy”, Alberta Government, 22 de noviembre de 2015 (<http://alberta.ca/release.cfm?xID=38885E74F7B63-A62D-D1D2-E7BCF6A98D616C09>).

La recaudación permitirá financiar	Tecnologías energéticas limpias Energías renovables y eficiencia energética Compensación a familias y pequeñas empresas, comunidades indígenas y trabajadores de la industria del carbón
El límite a las emisiones de GEI provenientes de arenas bituminosas permitirá:	
Establecer normas específicas para las emisiones, basadas en un precio al carbono de CDIs 30/ton que estimulará la reducción de emisiones incluso en las unidades productivas de alto rendimiento.	Un límite anual de 100Mton, establecido mediante legislación, para fomentar la cogeneración y el <i>up-grading</i> de la capacidad instalada, “proporciona margen para el crecimiento y el desarrollo” de las unidades.
“Alberta no puede permitir que sus emisiones crezcan sin límite. Puede fomentar el crecimiento de su economía mediante tecnologías que reduzcan la emisión de GEI por barril producido.”	

En suma, el Programa de Liderazgo Climático del gobierno de Alberta debería ser examinado en forma cuidadosa por los gobiernos de países y entidades productoras de hidrocarburos como una posible vía para conseguir avances en la transición energética que, sin desplazar aceleradamente a los hidrocarburos, permitan avances importantes en la reducción de emisiones de GEI.

La OECD restringe el financiamiento a las exportaciones de plantas carboeléctricas

En el ámbito de la OECD, ocho países (Australia, Canadá, Corea, Estados Unidos, Japón, Noruega, Nueva Zelandia y Suiza) y la Unión Europea integran el Acuerdo sobre Créditos a la Exportación con Apoyo Oficial, conocido como Comité de Crédito a la Exportación. Tras una serie de reuniones, iniciada en 2013, el Comité llegó a un acuerdo —sujeto todavía a los procedimientos de ratificación estatuidos— para establecer nuevas reglas para el apoyo oficial a las plantas carboeléctricas, que incluye restricciones a los créditos a la exportación oficiales para las menos eficientes (y más contaminantes) entre ellas. Los signatarios tienen la expectativa de que otros exportadores de equipo para plantas carboeléctricas, dentro y fuera de la OECD, apliquen criterios similares, para evitar distorsiones de la competencia. “El acuerdo representa un trascendente primer paso hacia el alineamiento de las políticas de crédito a la exportación, en función de consideraciones ambientales, relacionadas con el cambio climático”, declaró el presidente en turno del Comité.¹¹³

113 OECD, “Statement from Participants to the Arrangement on Officially Supported Export Credits”,

A su vez, el funcionario responsable de la Secretaría de la OECD declaró que “las nuevas reglas limitan los créditos oficiales a la exportación de nuevas plantas carboeléctricas” y equipos para las mismas y “representan una contribución importante a los esfuerzos internacionales de contención del cambio climático”. Agregó que si las reglas y criterios ahora aprobados hubiesen estado en vigor desde 2003, “no habrían sido elegibles para recibir apoyo crediticio oficial más de dos tercios de los proyectos de carboelectricidad aprobados hasta 2013”. Una agencia independiente estima en Dls 34,000 millones en los últimos diez años el monto de esos créditos.

El acuerdo impulsa tanto a exportadores como a compradores de plantas y equipos carboeléctricos a orientarse hacia las tecnologías más eficientes y menos contaminantes. A partir de 2017, se retira el apoyo a las plantas carboeléctricas grandes (>500MW) tanto críticas como subcríticas. Permite los créditos para plantas subcríticas pequeñas (<300MW) en países de menor desarrollo y también a las plantas supercríticas medianas (entre 300 y 500 MW) en países que enfrentan niveles apreciables de pobreza energética (definida por una proporción mayor al 10% de la población sin acceso al suministro eléctrico).

Las restricciones no se aplican a plantas de cualquier tamaño dotadas con equipos operativos de captura y almacenamiento de carbono. Los términos del acuerdo se revisarán periódicamente a la luz de los cambios en las tecnologías de generación, la evolución de las ciencias del clima y los marcos de política de exportadores e importadores.

Al examinar el acuerdo, un analista señaló¹¹⁴ que las reglas convenidas habrían sido más estrictas a no ser por la resistencia manifestada por Australia y Corea —dos de los más importantes exportadores. De manera unilateral, algunos países de la OECD, como EUA y el Reino Unido, ya habían limitado los apoyos de sus agencias oficiales de crédito a la exportación a las ventas de plantas carboeléctricas.

Algunos grupos ambientalistas consideran que las limitaciones a los créditos oficiales podrían detener hasta 850 nuevos proyectos carboeléctricos en los próximos años. La reducción precisa es difícil de estimar porque algunos desarrolladores tratarán de movilizar financiamiento de otras fuentes para llevar adelante sus proyectos.

Por su parte, los voceros de la industria carbonífera expresaron temores de que la limitación que afecta a las plantas carboeléctricas grandes, incluso las críticas, puede impulsar a los demandantes a optar por equipos menos avanzados y más contaminantes.

París, 18 de noviembre de 2015 (<http://www.oecd.org/newsroom/statement-from-participants-to-the-arrangement-on-officially-supported-export-credits.htm>).

114 Pilita Clark, “Export subsidies for coal power stations reined in by OECD”, *Financial Times*, 18 de noviembre de 2015 (<http://www.ft.com/intl/cms/s/0/976dc96a-8e24-11e5-8be4-3506bf20cc2b.html#axzz3sQ8qXbc6>).

¿Qué están dispuestas a hacer las grandes corporaciones petroleras ante las presiones en materia de cambio climático?

A principios de octubre de 2015, representantes de diez grandes corporaciones petroleras anunciaron planes para desarrollar, en lo inmediato, una serie de respuestas comunes a las crecientes presiones que reciben —provenientes de muy diversos círculos, desde las organizaciones ambientalistas de la sociedad civil hasta dependencias gubernamentales de muy diversos países responsables del cuidado ambiental— acerca del cambio climático, que se multiplicaban y exacerbaban al acercarse la Conferencia de París (COP21).

En principio, las diez corporaciones participantes en el esfuerzo, citadas en orden alfabético, son las siguientes: Aramco (Arabia Saudita), British Gas Group, British Petroleum, ENI (Italia), Pemex (México), Reliance Industries (India), Repsol (España), Royal Dutch Shell, Total (Francia) y Statoil (Noruega).¹¹⁵ Como se señaló arriba, en mayo de 2015, seis de estas corporaciones basadas en Europa dirigieron una comunicación a la secretaria ejecutiva de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático, Christiana Figueres, señalando que el desarrollo y uso de tecnologías adecuadas bajas en carbono requiere contar con un sistema de precios del carbono de alcance global¹¹⁶. Las dos grandes corporaciones petroleras basadas en Estados Unidos (Exxon Mobil y Chevron) expresaron oposición abierta a la propuesta de las seis y se encuentran conspicuamente ausentes de la iniciativa de las diez.

Se entiende que los planteamientos centrales de las diez corporaciones se orientan a “asegurar un suministro seguro de energía con una intensidad reducida de gases de efecto invernadero” (GEI), mediante acciones tales como el desarrollo de combustibles más limpios y la reducción de la quema de gas en la atmósfera. Otras áreas de cooperación entre las empresas, orientadas a combatir el cambio climático, son el desarrollo de sistemas de captura y almacenamiento de carbono (SCAC).

Los representantes de las diez corporaciones han manifestado reconocimiento de que las actuales proyecciones de emisiones de GEI no son consistentes con la consecución del objetivo de limitar a 2°C, respecto de los niveles preindustriales, el aumento de la temperatura global, por lo que se manifiestan dispuestos a “apoyar marcos de política estables” que permitan alcanzar el objetivo.

Se anunció, finalmente, que en el curso de noviembre se reunirían los más altos ejecutivos de las diez corporaciones a fin de formalizar y detallar su oferta en vísperas de la COP21.

115 Christopher Adams, “Oil and gas groups join efforts to back cleaner energy”, *Financial Times*, 7 de octubre de 2015 (<http://www.ft.com/intl/cms/s/0/7e77292e-6ce6-11e5-aca9-d87542bf8673.html#axzz3pinHs7Jc>)

116 Véase, supra, el apartado “Las C6 y el establecimiento de un sistema de precios del carbono”, pp 66-67

Como respuesta a esta información, la Asociación Mundial del Carbón (World Coal Association), entidad que agrupa a las empresas carboníferas con actividad internacional, emitió una comunicación formal en la que señala que es esencial se acelere el despliegue de tecnologías de carbón de bajas emisiones, junto con el desarrollo de los SCAC. “La Asociación apoya una colaboración más estrecha con otras industrias en la construcción de respuestas suficientes a los desafíos energéticos y ambientales que enfrenta el mundo.”¹¹⁷

La COP21 y los combustibles fósiles¹¹⁸

Antecedentes y preliminares

En sus primeros días, a partir del lunes 30 de noviembre, y envuelta en la avalancha de discursos presidenciales que le dio inicio, la COP21 —la XXI Conferencia de las Partes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático— pareció, sobre todo, una acumulación, más caótica que coherente, de declaraciones, pronunciamientos, entrevistas, diálogos, intercambios y, desde luego, confrontaciones. Los participantes no podían olvidar el ominoso telón de fondo, tendido dos semanas antes por los atentados terroristas que sacudieron París, uno de cuyos antiguos aeropuertos, Le Bourget, fue sede de la Conferencia. La memoria de los atentados se mantuvo presente mediante un angustioso despliegue de seguridad, que inhibió legítimas expresiones colectivas de opinión.¹¹⁹

Sin embargo, la diversidad de escenarios, muchos de ellos virtuales o fincados en otras localidades francesas o del exterior; la pluralidad de protagonistas y actores, que rebasó con amplitud a los representantes de gobiernos y a los expertos y funcionarios internacionales, y la riqueza, variedad e imaginación de gran número de propuestas e iniciativas propaladas fueron, poco a poco, integrando el perfil de los resultados que cabía esperar al término de dos semanas de negociaciones. Fue evidente desde el inicio que, cualesquiera que fueran, las conclusiones de la COP21 tendrían un carácter provisional y tentativo, constituyendo más una base para construir hacia el futuro que una meta alcanzada en la Conferencia misma.

117 Declaración de Benjamin Sporton, ejecutivo principal, World Coal Association, Londres, 20 de octubre de 2015 (www.worldcoal.org).

118 Este apartado se origina en cuatro artículos con el título común de “El acertijo climático”, aparecidos el 3, 17 y 21 de diciembre de 2015 y 14 de enero de 2016 en el diario *La Jornada*, México. Una versión revisada y ampliada apareció en *Configuraciones*, México, No 40, enero-febrero de 2016.

119 “La COP21 se habría beneficiado de mayores demostraciones de apoyo en las calles, pero la emergencia y el Estado Islámico —que no parece preocupado con el cambio climático— lo impidieron.

De igual manera, parece haberse coincidido en que el elemento más valioso a extraer de la COP21 —expresado en algún tipo de instrumento vinculatorio— sería el derrotero común aunque diferenciado al que debían comprometerse todos los gobiernos y sociedades. Sólo así podría aumentar la certidumbre de que, a fin de siglo, el calentamiento global no hubiera rebasado el objetivo, reconocido desde hace años, de los dos grados centígrados sobre los niveles preindustriales.

De la acumulación de cerca de 150 discursos de jefes de Estado o de gobierno pareció reconocible un solo común denominador: cada orador exaltó el esfuerzo nacional de su país, expresándolo con indicadores y estadísticas propios, de suerte que resulta difícil cualquier análisis comparativo coherente. Obama, por ejemplo, dedicó varios minutos a subrayar los avances de EUA en energías renovables (“multiplicar por tres la generación eólica y por veinte la solar”) y en reducir las emisiones de CO₂, sin situar las cifras respectivas en un contexto analítico que les diera sentido. Xi, en nombre del otro mayor emisor, habló tanto de “acciones audaces” como de expectativas generales, sin cuantificar las primeras ni precisar las segundas (“alcanzar en 2030 que un quinto del consumo de energía provenga de fuentes no fósiles y llegar ese año a una cima, un *peak* de emisiones”). Se antoja que si los países del mundo hubieran realmente hecho todo lo que enumeraron sus líderes en París, no se habría alcanzado ya la mitad (entre 0.85 y 1.0°C) del límite de calentamiento que se desea no rebasar en los próximos ochenta y cinco años.

También fue amplio el reconocimiento de lo mucho que falta por hacer, a lo que aludieron, con diferencias de estilo y énfasis, todos los oradores. Fue común partir —como lo hicieron Obama y Peña, entre otros— de un punto controvertible: el aserto de que se dispone ya de las técnicas y se han identificado ya las acciones de política necesarias para desvincular un mayor ritmo de crecimiento económico de volúmenes crecientes de contaminación, emisiones y calentamiento. Controvertible, entre otras cosas, porque no se ha logrado siquiera, como mostró la AIE en su informe especial para la Conferencia, desvincular realmente el aumento de la capacidad de generación eléctrica de un mayor volumen de emisiones de GEI.¹²⁰

Casi nunca se reconocieron de manera abierta los intereses económicos privados y las presiones políticas que estorban y a menudo impiden aplicar esas tecnologías y echar a andar esas políticas —algunos de los cuales, como los voceros y gestores de la industria del carbón, se movieron libre y activamente en los corredores y salones de la Conferencia.

120 IEA, *Energy and Climate Change*, loc cit.

Los líderes de la OPEP en la COP21

La Conferencia de la OPEP de diciembre de 2015 en Viena coincidió con los primeros días de otra conferencia, en otra capital europea, que atrajo mucha mayor atención: la COP21.

El comunicado de la Conferencia de Viena dedicó a la COP21 una escueta referencia:

“La Conferencia discutió la actual situación de las negociaciones de la COP21/CPM11, la Conferencia sobre Cambio Climático de las Naciones Unidas en París y subrayó la importancia de que todos los miembros de la Organización participen, de manera activa y positiva, en dichas negociaciones. Subrayó que el cambio climático, la preservación del ambiente y el desarrollo sustentable son preocupaciones importantes que conciernen a todos.”

En la ‘cumbre’ que dio inicio, el 30 de noviembre a la COP21 participaron doce jefes de Estado o de gobierno de los trece países miembros de la OPEP. La ausencia de Arabia Saudita fue suplida, días después, en el llamado segmento de alto nivel de las negociaciones. Sólo cinco de los líderes de países OPEP incluyeron el texto de sus intervenciones en la página web del país sede de la COP21 (uno de ellos, el presidente de Irak, en una copia facsimilar del manuscrito original en árabe, lo que quizá limitó el número de sus lectores). De ahí se desprenden los siguientes fragmentos:

Argelia iniciará sin demora una transición energética basada en las energías limpias, incluyendo las renovables. Para mi país, que dispone de recursos renovables importantes, desarrollarlos no es sólo una decisión ecológica, sino también una elección económica deliberada y un objetivo industrial bien meditado.	Tenemos la oportunidad de alcanzar en esta Conferencia un acuerdo que limitaría a 1.5°C el calentamiento de nuestro planeta. Angola , que ha sufrido ya los efectos del cambio climático, considera imperativo que la Conferencia conduzca a la adopción de un acuerdo ambicioso y jurídicamente obligatorio para todas las partes.
<i>Abdelmalek Sellal, primer ministro.</i>	<i>Manuel Domingos Vicente, vicepresidente.</i>
A juicio del Ecuador, es necesario un tratado mundial que declare a las tecnologías que limitan el cambio climático y sus respectivos efectos como bienes públicos globales, garantizando su libre acceso. A nivel global, deben compensarse las ‘emisiones netas evitadas’ y establecerse una Corte Internacional de Justicia Ambiental.	Irán ha trazado una senda de transición hacia una robusta economía verde de bajo carbono. Está dispuesto a mitigar sus emisiones de GEI en 4% y a una reducción adicional de 8% sujeta a la terminación de todas las sanciones, la transferencia de tecnología y el desarrollo de capacidades. La reducción de emisiones se situará en una media de 100 Mton anuales entre 2021 y 2030, llegando a 200 Mton de CO ₂ al fin del período.
<i>Rafael Correa Delgado, presidente.</i>	<i>Massoumeh Ebtekar, vicepresidente.</i>
Resultó evidente para todos los observadores la notoria falta de entusiasmo de los líderes de la OPEP con la COP21, su desarrollo y sus conclusiones. Fue igualmente evidente el rol destacado de la delegación saudí, que actuó como líder de los países petroleros participantes, en atenuar los acuerdos en materia de uso y sustitución de combustibles fósiles. Fue muy clara la coincidencia de intereses entre las delegaciones de la OPEP y los personeros de las corporaciones carboníferas y petroleras, muy activos en los pasillos de la COP21.	

Del cúmulo de encuentros bilaterales, quizá el que más atención atrajo fue el de los representantes de “la mayor economía del mundo” y del “mayor emisor de GEI”, roles que ahora parecen intercambiables. En efecto, en cuanto al tamaño de las economías, China resultaría la mayor si el PIB se mide con paridades de poder adquisitivo, y el rol de mayor emisor de GEI correspondería a Estados Unidos, entre las grandes economías, si se adoptan las emisiones per cápita como criterio de comparación. Los papeles se invierten si el producto se calcula con tipos de cambio de mercado y si se compara el total nacional de emisiones. Por ello se dijo que, al encontrarse, Obama y Xi no parecían seguros de qué rol correspondía a cada uno. Xinhua dedicó un amplio despacho al diálogo, en el que destaca tanto dichos de Obama, en el sentido de que el combate del cambio climático es el área por excelencia para la cooperación entrabos, como expresiones de Xi que, por ejemplo, confirman el compromiso chino de financiar los esfuerzos nacionales de diversificación de energía, fuente creciente de ingresos por exportación para su país. En suma, una asociación productiva para ambos. (La otra gran conversación bilateral —la de Putin y Obama— no parece haberse detenido demasiado en temas ambientales.)

Desde los primeros días de la COP21 surgieron los elementos de disenso e incluso de confrontación que marcarían las dos semanas de debates. Quizá uno de ellos asumió particular importancia. Un comentarista se refirió, en vísperas de la Conferencia, al “rechazo de los negociadores a la noción del ‘presupuesto de carbono’ (*carbon budget*)”, por considerarla inmanejable”. Subrayó que hay un amplio rechazo a la idea, adelantada por diversos especialistas, de establecer un ‘presupuesto de carbono’ que marcaría los límites hasta los que puede llegar la quema de combustibles fósiles sin consecuencias ambientales catastróficas.¹²¹ El presupuesto de carbono sería, en principio, un instrumento objetivo para limitar el uso de energía fósil adicional (desde carbón hasta gas natural) en función de su aporte al monto de GEI acumulado en la atmósfera. Determinaría, por tanto, los volúmenes de combustibles fósiles que aún pueden quemarse, sin comprometer irremediabilmente el objetivo de contención del calentamiento global. Un presupuesto de carbono bien aplicado, junto con un precio adecuado del carbono, estimularía el uso de energías que no emiten GEI, en especial las renovables. Del debate sobre el ‘carbon budget’ se desprende la clara conclusión de que los que realmente se oponen son los intereses de la industria de energía convencional y sus corifeos políticos, más que los negociadores de París.

Un segundo, pero mayor elemento de disenso provendría de los montos, términos y condiciones del financiamiento multilateral para la batalla contra el cambio climático. En los primeros días de la COP21 todos se esforzaron por parecer generosos. La bolsa se condicionaría y limitaría más adelante. Este pudo convertirse en uno de los determinantes

121 Justin Gillis, “Paris Climate Talks Avoid Scientists’ Idea of ‘Carbon Budget’”, *The New York Times*, 28 de noviembre de 2015 (http://www.nytimes.com/2015/11/29/science/earth/paris-climate-talks-avoid-scientists-goal-of-carbon-budget.html?_r=0).

del naufragio, como lo advirtió, en los primeros días de diciembre, Narendra Modi, el primer ministro de India.

Al iniciarse la COP21, sin embargo, todo mundo pareció dispuesto a asegurar que esta nave —que contiene a todas las demás y que Francisco denomina ‘nuestra casa común’¹²²— llegaría a buen puerto.

Culminación y esbozo de los resultados

La COP21 culminó el 12 de diciembre con el anuncio de la adopción del ‘Acuerdo de París’. Este instrumento abre una nueva era, que se extenderá por el resto del siglo, en la lucha de largo plazo contra el cambio climático y sus consecuencias.

Atemperado el explicable jolgorio con que se acogió, pronto empezaron a divulgarse evaluaciones objetivas tanto de las exigencias que plantea como de las posibilidades reales de satisfacerlas. Ajustarse al Acuerdo de París, de alcance y complejidad sin precedente, será un desafío mayor para la comunidad internacional y demandará un cumplimiento oportuno, exigible y verificable de compromisos cada vez más estrictos a lo largo, como se dijo, del resto del siglo.

Tras una travesía menos accidentada de la prevista, la COP21 llegó al Acuerdo gracias a la acertada conducción diplomática de sus deliberaciones, orientada siempre a la construcción de consensos, y al apoyo constante y efectivo que brindaron, desde sus capitales, diversos gobernantes entre los que sobresalieron Obama, Xi y Hollande.¹²³

En la euforia inicial, no se subrayó lo suficiente el hecho de que el Acuerdo de París (formalmente denominado ‘Acuerdo de París dentro de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático’), depositado en la sede de la ONU, se firmaría el 22 de abril de 2016 —‘Día de la Madre Tierra’— en una ceremonia ad-hoc en la sede de la ONU. Antes de un año, cada signatario deberá hacer entrega del instrumento de ratificación, aceptación, aprobación o adhesión que le corresponda. Entrará en vigor 30 días después de formalizado por no menos de 55 países (menos de un tercio de los 195 que participaron en la COP21), que en conjunto originen al menos 55% del total de emisiones de GEI. La expectativa es que ambos límites se alcancen en la ceremonia

¹²² Véase, supra, “El Vaticano ante el cambio climático y el consumo de energía” (pp 81-84).

¹²³ Además del de los líderes de Estados Unidos, China y Francia, se asocian al éxito de la COP21 otros dos nombres: el de Laurent Fabius, ministro de Exteriores y jefe de la delegación de Francia, y el de Christiana Figueres, secretaria ejecutiva de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático.

misma, de suerte que la vigencia formal del Acuerdo comience el 23 de mayo de 2016. Incurrir en una demora sería un indicio muy negativo, un muy mal comienzo.

[No un verdadero mal comienzo, pero esta expectativa no se cumplió. De acuerdo con los boletines de prensa de las Naciones Unidas, el 22 de abril de 2016 firmaron el acuerdo de París “más de 170” países—llama la atención que no se haya ofrecido un número preciso. Pero no muchos se apresuraron a también ratificarlo. Sólo 15 lo hicieron y corresponden más bien a los potencialmente más afectados, que a los grandes emisores. Esos 15 Estados parte fueron Barbados, Belice, Fiji, Grenada, Islas Marshall, Maldivas, Mauricio, Nauru, Palau, Palestina, San Kitts y Nevis, Santa Lucía, Samoa, Somalia y Tuvalu —trece insulares. Algunos grandes emisores ofrecieron ratificar este mismo año, según dijo el secretario general de la ONU, quien recordó que si lo hacían Estados Unidos y China se rebasaría el 40% de las emisiones globales.]

Como instrumento sucesor del Protocolo de Kioto, el Acuerdo empezará a aplicarse en 2020. Considerado como parte de la Convención, el Acuerdo no requiere ratificación legislativa en algunos países, entre ellos EUA. Esto es crucial, ante la certeza de que un debate de ratificación en el Congreso no tendría conclusión positiva, ni ahora ni tras la elección, como ocurrió hasta finales de 2015 con la reforma del Convenio del FMI.¹²⁴

Para transitar por los documentos adoptados en París —la decisión de la COP y su anexo, el Acuerdo de París— han solido destacarse cinco componentes básicos:

124 El rechazo del Partido Republicano a las acciones necesarias para combatir el cambio climático quedó de manifiesto de manera flagrante en el debate de los precandidatos a la presidencia realizado el 15 de diciembre de 2015 y difundido por CNN. Salvo por una referencia irónica, en el sentido de que hubiera sido preferible que Obama acudiera a una conferencia contra el terrorismo, más que a la COP21, ninguno de los siete aspirantes mejor posicionados en las encuestas aludió a la Conferencia de París. En el Partido Republicano, el calentamiento global se considera desde una falacia hasta un complot contra la industria de energía de Estados Unidos. Al respecto, un columnista escribió: “El obstáculo de mayor importancia en el mundo [para el Acuerdo de París] es el Partido Republicano de Estados Unidos. No me preocuparían estos trogloditas —una pancarta exhibida en París por un manifestante decía: ‘Los dinosaurios tampoco creían en el cambio climático’— excepto que uno de estos cabeza de chorlito puede ser nuestro próximo presidente y arruinarlo todo,” (Thomas L Friedman, “Paris Climate Accord is a Big, Big Deal”, *The New York Times*, 16 de diciembre de 2015 (<http://www.nytimes.com/2015/12/16/opinion/paris-climate-accord-is-a-big-big-deal.html?action=click&pgtype=Homepage&clickSource=story-heading&module=opinion-c-col-left-region®ion=opinion-c-col-left-region&WT.nav=opinion-c-col-left-region>). El viernes 18 de diciembre, como parte de un amplio acuerdo legislativo en materia presupuestal y cuestiones conexas, se obtuvo, cinco años después de aprobada, la ratificación de la reforma de gobernanza del FMI por parte del Congreso de EUA. Véase, Shawn Donnan, “Jack Lew hails end of US foot-dragging on IMF reform”, *Financial Times*, 20 de diciembre de 2015 (<http://www.ft.com/intl/cms/s/0/a5e88416-a71b-11e5-955c1e1d6de94879.html?ftcamp=crm/email/20151221/nbe/beyondbricksNewYork/product#axzz3uyCwBOTk>).

- a) mitigación: reducción de emisiones suficiente y oportuna para alcanzar, hacia fin de siglo, un alza de la temperatura global media “bien por debajo de 2°C” y esforzarse por limitarla “a 1.5°C”, respecto de niveles preindustriales;
- b) transparencia: información, contabilidad y vigilancia de las acciones nacionales contra el cambio climático;
- c) adaptación: fortalecimiento de las habilidades nacionales para hacer frente a los impactos climáticos;
- d) pérdidas y daños: fortalecer las acciones, incluidas ayuda y asistencia, para que los países superen tales impactos; y,
- e) apoyo: financiero y técnico, para que las naciones desarrollen y fortalezcan su capacidad y resistencia climáticas.

Cinco asuntos en los que se centró la controversia y que desembocaron en entendimientos, a veces confusos y provisionales, que permitieron alcanzar el consenso final. Conviene repasarlos uno a uno:

a) Mitigación: reducción de emisiones para alcanzar el objetivo de contener el calentamiento global

Objetivos de limitación del calentamiento global

En esta materia, el logro esencial del Acuerdo fue ratificar el tope de 2°C de aumento de temperatura global promedio para fin de siglo, con la opción de reducirlo a 1.5°C, a través de esfuerzos adicionales. Los países más vulnerables, sobre todo los insulares, ejercieron presión y recibieron apoyo de buen número de naciones avanzadas y emergentes, que constituyeron una coalición informal a favor del objetivo más ambicioso.

Cabe preguntarse si todos tuvieron conciencia de que hacer realidad esos toques significa no solo colocar al mundo en la senda de la descarbonación, sino hacerlo más pronto y a mayor ritmo de lo que muchos parecen dispuestos a aceptar. En especial los grandes productores y usuarios de combustibles fósiles atacaron la noción de descarbonación en la Conferencia, al grado de lograr excluir tan temida palabra del texto del Acuerdo.

La clave del consenso parece haber sido que al ambicioso objetivo general (2 y 1.5°C) no se añadieran metas instrumentales verificables en el tiempo. En efecto, quizá la transacción más difícil y potencialmente dañina haya

**Texto del Acuerdo
(fragmentos relevantes)**

Art 2

1 El presente Acuerdo [...] tiene por objeto reforzar la respuesta global a la amenaza del cambio climático [...] y para ello:

a) mantener el aumento de la temperatura media mundial muy por debajo de 2°C con respecto a los niveles preindustriales y proseguir los esfuerzos para limitar ese aumento de la temperatura a 1.5°C [...];

b) aumentar la capacidad de adaptación a los efectos adversos del cambio climático y promover la resiliencia al clima y un desarrollo con bajas emisiones de GEI [...];

c) elevar las corrientes

sido convenir sólo en objetivos generales sin señalar metas cuantitativas obligatorias de reducción decenales, o, mejor aún, quinquenales, a partir de 2020.

En lugar de estas metas cuantificables —a las que se aludió, siempre entre corchetes, en diversos borradores— el Acuerdo recoge el compromiso colectivo de las Partes de alcanzar un máximo (*peak*) mundial de emisiones tan pronto como posible; reconoce que los países pobres necesitarán más tiempo para llegar a ese máximo, y señala que se procurará un equilibrio entre las emisiones antropógenas por fuente y la absorción antropógena de GEI en sumideros, en la segunda mitad del siglo.

En otras palabras, parece haber prevalecido el enfoque de China, consistente en asumir el compromiso general de llegar a un máximo de emisiones en una fecha dada, sobre la vía de fijar compromisos específicos de reducción en fechas sucesivas, preferida, aparentemente, en Europa y EUA.

Parece también que aceptar la inclusión de un tope más estricto (1.5°C) fue la moneda de cambio para dejar fuera del acuerdo una vía explícita de descarbonación global.

Los países dependientes de combustibles fósiles, que tuvieron en Arabia Saudita un líder efectivo en las negociaciones, y las corporaciones que los manejan parecen haber obtenido un doble beneficio, al menos en el corto plazo: no hay una fecha fija para el *peak* global de emisiones y éstas podrán continuar en la medida en que las adicionales sean absorbidas en sumideros silvícolas o por avances técnicos que ‘limpien’ el empleo de combustibles fósiles, de suerte que no se eleven las emisiones netas.

Podría haber una diferencia enorme entre un objetivo de largo plazo de cero emisiones y otro de cero emisiones netas. Este segundo permitiría, como se dijo, mantener un cierto volumen de emisiones adicionales si se compensa por aumentos equivalentes en la capacidad de absorción de los sumideros.

financieras a un nivel compatible con una trayectoria que conduzca a un desarrollo resiliente al clima y con bajas emisiones de GEI.

2 El presente Acuerdo se aplicará de modo que refleje la equidad y el principio de las responsabilidades comunes pero diferenciadas y las capacidades respectivas, a la luz de las diferentes circunstancias nacionales.

Art 4

1 Para cumplir el objetivo a largo plazo referente a la temperatura [...] las Partes se proponen lograr que las emisiones mundiales de GEI alcancen su punto máximo lo antes posible, teniendo presente que los países en desarrollo tardarán más en lograrlo, y a partir de ese momento reducir rápidamente las emisiones de GEI, de conformidad con la mejor información científica disponible, para alcanzar un equilibrio entre las emisiones antropógenas por las fuentes y la absorción por los sumideros de GEI en la segunda mitad del siglo [...]

De cualquier modo, como ha hecho notar el Instituto de Investigación de Impactos Climáticos de Postdam, proponerse los límites de 2 y 1.5 grados Celsius significa “llegar a cero emisiones netas en sólo unas décadas”, para lo cual habrá que alcanzar los máximos de emisiones antes de 2030 y suprimir las emisiones netas hacia 2050.¹²⁵

125 “The Paris agreement marks an unprecedented political recognition of the risks of climate change”, *The Economist*, 12 de diciembre de 2015 (www.economist.com/news/international/21683990).

El Global Carbon Project, en los mismos días en que se realizaba la COP21, dio a conocer estimaciones más bien inesperadas. Gracias, sobre todo, al menor ritmo de crecimiento de China, que ha significado un notable descenso del consumo de carbón en los dos últimos años, “cabe esperar que el aumento de las emisiones de dióxido de carbono en el mundo podría [haberse detenido en 2015]. En 2014 aumentaron en sólo 1.5%, muy por debajo del promedio anual de 2.4% de los últimos diez años”. Si esa reducción en el consumo de carbón no se revertiera, lo que constituye un supuesto improbable, las emisiones de China habrían llegado a un *peak*, de algo menos de 10 mil millones de ton de CO₂ equivalente, en 2014. Las de UE, disminuidas también por el estancamiento económico, habrían tocado su máximo desde principios del decenio, lo mismo que las de Estados Unidos, a pesar de la recuperación observada en su economía. Entre los mayores emisores, sólo la India mantiene un muy acelerado ritmo de aumento de sus emisiones de carbono.¹²⁶

Así, en el mediano plazo, el Acuerdo de París marca el principio del fin de la era de la energía fósil, como se ha dicho muchas veces.

Es ésta una noción que parecen haber entendido antes que nadie las corporaciones petroleras cuyas inversiones en nueva capacidad de producción de alto costo—suspendidas de hecho por el colapso de los precios— quizá no se realicen, sino se reorienten en dos sentidos: a) desarrollo de tecnologías de combustión limpia o de captura y secuestro de emisiones, y b) impulso a las energías renovables.

Si el Acuerdo de París hubiese adoptado la descarbonación como objetivo de largo plazo y los presupuestos de carbono como instrumento, habría mucho más que celebrar respecto del futuro.

Una apreciación de los objetivos en materia de mitigación, hasta aquí resumidos, destaca que, a juicio de los dirigentes de algunas de las corporaciones que realizan enormes emisiones de GEI, es improbable que los objetivos incluidos en el Acuerdo “alteren las decisiones económicas a las que se enfrentan”¹²⁷. Se menciona en esta nota al ejecutivo de una empresa carbonífera europea que declaró “Para ser honesto, no estamos muy preocupados. [El Acuerdo] no cambia mucho las cosas”. Por su parte, el director para cambio climático de la consultora PwC, Jonathan Grant, declaró: “Las consecuencias inmediatas para las empresas no han cambiado en el fin de semana [en que se adoptó el Acuerdo]”. Dado que la aplicación del Acuerdo depende de compromisos nacionales voluntarios los ejecutivos consultados consideran en buena medida hipotético que suponga “presiones crecientes sobre las industrias emisoras.”

Esta actitud complaciente, recuerda el analista, contrasta con el sentido de alarma que

126 “Global CO2 emissions are set to stall in 2015”, *The Economist*, 8 de diciembre de 2015 (www.economist.com/node/21679708).

127 Michel Stothard y Kiran Stacey, “COP21: Big polluters see no short-term change”, *Financial Times*, 14 de diciembre de 2015 (app.ft.com/cms/s/441249f2-a19e-11e5-8d70-42b68cfae6e4.html).

antes de la COP21 se advertía en diversos círculos. Rescata tres opiniones: Lord Browne, antiguo ejecutivo jefe de BP, declaró en 2014 que las empresas de energía enfrentaban “un desafío existencial” derivado del cambio climático y de la esperada transición desde los combustibles fósiles; las campañas para detener las inversiones en empresas carboníferas y el retiro de algunos apoyos estatales dieron lugar, por ejemplo, a que la francesa Total acelerara sus inversiones en energías renovables; y, el ministro saudita de Petróleo afirmó, a principios de 2015, que su país contemplaba “retirar el uso de combustibles fósiles en 2050” y convertirse “en una potencia mundial en energía solar y eólica.”¹²⁸

En cambio, se concluye en este análisis, muchos dirigentes de empresas estimaron que el efecto del Acuerdo, más que desestimular los combustibles fósiles, sería “alentar a los inversionistas a apoyar las tecnologías de bajo carbono”. Un funcionario del Bank of America hizo notar que “el mercado global para bienes y servicios bajos en carbono ya alcanza a Dls 5 billones por año y este Acuerdo hará que se dispare el monto de capital en busca de oportunidades de inversión en bajo carbono.”

Instrumentos y resultados esperados

La principal herramienta para las acciones de mitigación son las “contribuciones determinadas a nivel nacional” (CDN) de cada Parte. El punto de partida son las CDN presentadas por la gran mayoría de los participantes en la COP21. Se espera que los países que no han comunicado aún sus CDN lo hagan con suficiente antelación a la realización de la COP22, prevista para el mes de noviembre de 2016.

La resolución advierte que éstas conducirían a un monto de emisiones de 55 gigatoneladas en 2030, muy por encima de las 40 Gton que se requerirían para cumplir el objetivo de 2°C, por lo que se requieren mayores esfuerzos de abatimiento de emisiones. (La AIE, por su parte, ha estimado que el cumplimiento total de las primeras CDN referidas al sector de energía resultaría insuficiente para alcanzar el objetivo de 2°C y, en consecuencia, ha propuesto medidas adicionales que podrían incorporarse a la primera revisión de las mismas.¹²⁹)

En un informe *ad hoc*¹³⁰, se señala que, con la plena

128 *Ibidem*.
129 International Energy Agency, *Energy and Climate Change*, loc cit.

130 Naciones Unidas, Convención Marco sobre el Cambio Climático, Conferencia de las Partes, *Informe de síntesis sobre el efecto agregado de las contribuciones previstas de terminadas a nivel nacional*, Nota de la Secretaría, FCCC/CP/2015/7, 30 de octubre de 2015.

Art 4

2 Cada Parte deberá preparar, comunicar y mantener las sucesivas contribuciones determinadas a nivel nacional que tenga previsto efectuar. Las Partes procurarán adoptar medidas de mitigación internas a fin de alcanzar los objetivos de esas contribuciones.

3 La contribución determinada a nivel nacional sucesiva de cada Parte representará una progresión con respecto a la contribución determinada a nivel nacional que esté vigente para esa Parte y reflejará la mayor ambición posible [...]

9 Cada Parte deberá comunicar una CDN cada cinco años [...]

11 Las Partes podrán ajustar en cualquier momento la CDN que esté vigente con miras a aumentar su nivel de ambición [...]

13 Las Partes deberán rendir cuentas de sus CDN. Al rendir

implementación de las CDN comunicadas hasta el 15Oct15, se tendría (expresado en gigatoneladas de CO₂ equivalente):

- Un agregado total de emisiones mundiales de 55.2 en 2025 y 56.7 en 2030.
- Las emisiones acumulativas después de 2011 llegarían a 541.7 en 2025 y 748.2 en 2030.
- El aumento relativo de las emisiones mundiales (expresado como rango porcentual):
 - o Sobre 1990: a entre 34 y 46 % en 2025 y a entre 37 y 52 % en 2030
 - o Sobre 2000: a entre 29 y 40 % en 2025 y a entre 32 y 45 % en 2030
 - o Sobre 2010: a entre 8 y 18 % en 2025 y a entre 11 y 22 % en 2030
- El ritmo de crecimiento de las emisiones mundiales pasaría de 24% entre 1990 y 2010 a un rango de 11 a 23 por ciento entre 2010 y 2030
- Las emisiones mundiales per capita, que fueron de entre 6.6 y 7.1 ton de CO₂E en 2000, se situarían entre 6.5 y 7.1 por ciento en 2025 y entre 6.4 y 7.2 por ciento en 2030
- En términos porcentuales, las emisiones per capita habrían disminuido:
 - o Sobre 1990, en 8% para 2025 y en 9% para 2030, y
 - o Sobre 2010, en 4% para 2025 y en 5% para 2030.

Uno de los puntos contenciosos de la COP21 fue la amplitud del período de renovación de las CDN de cada parte, habida cuenta que no se admiten revisiones a la baja en el nivel o rango de las contribuciones y que las nuevas deben entrañar una progresión o avance sobre las precedentes.

Finalmente se aceptó un período quinquenal. De esta suerte, las primeras CDN, ahora anunciadas u otras más ambiciosas que las sustituyan y las que por primera vez se den a conocer, se aplicarán en el lapso 2020-2024 y deberán sustituirse por otras, formuladas conforme al principio de progresión, para el segundo período quinquenal, a partir de 2025.

La insistencia en mejorar la calidad, oportunidad y cobertura de las CDN está plenamente justificada, dadas las muy amplias diferencias en la formulación y alcance de las primeras que se entregaron a la Secretaría antes de la COP21.

cuentas de las emisiones y la absorción antropógenas correspondientes a sus CDN, las Partes promoverán la integridad ambiental, la transparencia, la exactitud, la exhaustividad, la compatibilidad y la coherencia y velarán porque se evite el doble cómputo [...]

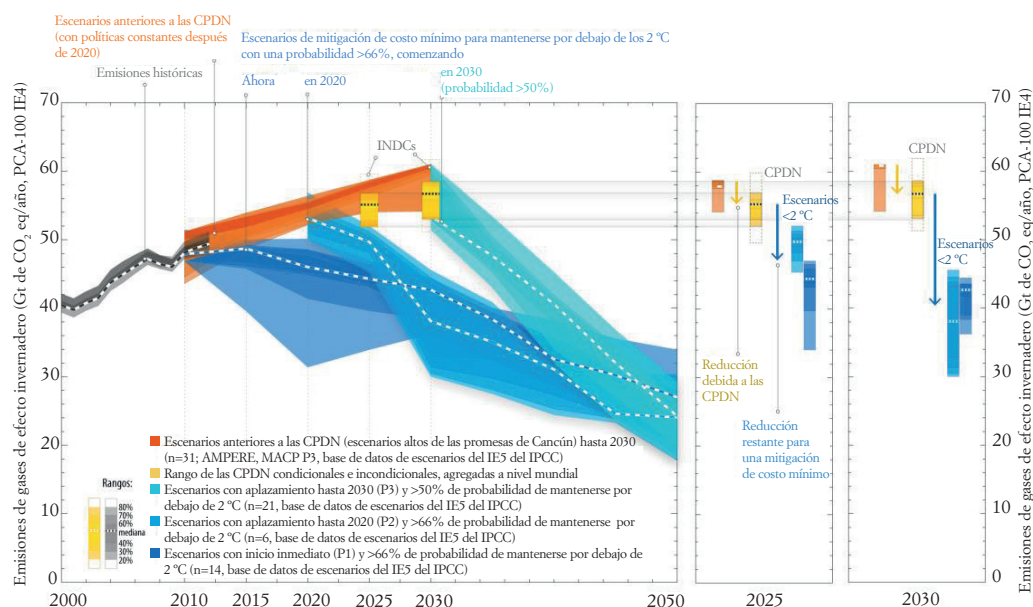
19 Todas las Partes deberán esforzarse por formular y comunicar estrategias de largo plazo para un desarrollo con bajas emisiones de GEI [...] ¹³¹

131 Naciones Unidas, Convención Marco sobre el Cambio Climático, Conferencia de las Partes, Aprobación del Acuerdo de París, Decisión y Anexo, FCCC/CP/2015/L.9/Rev.1, 12 de diciembre de 2015.

Es fundamental contribuir, técnica y financieramente, con los países de menor desarrollo y otros que lo requieran en la preparación de sus CDN. El propio Informe de síntesis de la Secretaría, ya citado, lo advierte al señalar que se presentaron dificultades de comparabilidad entre las distintas CDN recibidas y al detallar las metodologías utilizadas para conseguir resultados agregados como los que arriba se señalan.

Las estrategias de largo plazo, a las que alude el párrafo 19 del Art 4, pueden constituirse en un importante instrumento complementario de las CDN, sobre todo en el decenio próximo cuando ya se encuentre en plena aplicación el Acuerdo de París. Deberán comunicarse a la Secretaría a más tardar en 2020 y cubrir hasta medio siglo.

Comparación de los niveles de las emisiones mundiales resultantes de las contribuciones previstas determinadas a nivel nacional en 2025 y en 2030 con otras trayectorias



FUENTE: Base de datos de escenarios del IES, base de datos de las emisiones históricas del IPCC y cuantificación de las CPDN.

Abreviaturas: IE4= Cuarto Informe de Evaluación del IPCC, IE5= Quinto Informe de Evaluación del IPCC, PCA= potenciales de calentamiento atmosférico, MACP= meta alta a corto plazo, CPNM= contribuciones previstas determinadas a nivel nacional, IPCC= Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Calentamiento Climático.

b) Transparencia: información, contabilidad y vigilancia

Más que en el Acuerdo de París, las recomendaciones a las Partes en materia de transparencia, incluyendo información, contabilidad y vigilancia, se encuentran en la Decisión por la que se aprobó ese Acuerdo. Los elementos que conviene destacar respecto de esta segunda de las cinco cuestiones examinadas en este análisis son los siguientes:

De acuerdo con las orientaciones que determine el Grupo de Trabajo Especial sobre el Acuerdo de París, al elaborar sus CDN y al rendir cuentas sobre las mismas, las Partes deberán:

- contabilizar las emisiones y absorciones antropógenas de conformidad con las metodologías y sistemas de medición comunes evaluados por el Grupo Intergubernamental de Expertos;
- velar por la coherencia metodológica, incluyendo las bases de referencia, entre la comunicación y la aplicación de las CDN;
- procurar incluir todas las categorías de emisiones o absorciones antropógenas en sus CDN y una vez que determinada fuente, sumidero o actividad haya sido contabilizada, continuar incluyéndola; y,
- explicar los motivos por los que se haya excluido alguna categoría de emisiones o absorciones antropógenas.

Estas orientaciones deberán ser tenidas en cuenta por las Partes al elaborar sus segundas y subsecuentes CDN. Las que así lo deseen podrán seguirlas para la elaboración o revisión de sus primeras CDN.

El Grupo de Trabajo Especial formulará orientaciones adicionales sobre la información que habrán de presentar las Partes a fin de promover la calidad, transparencia y comprensión de las CDN.

A mayor abundamiento, el Art 13 del Acuerdo, que es uno de los más extensos y que desde su nivel de detalle refleja la importancia que los países avanzados le atribuyeron a la cuestión, “establece un marco de transparencia reforzado para las medidas y el apoyo” que tiene por fin proclamado “fomentar la confianza mutua y promover la aplicación efectiva” del Acuerdo. El tema se reveló como particularmente controvertido, pues algunos países lo consideraron como francamente intrusivo. Este carácter se rechaza en forma explícita en el texto del artículo.

Se establece (Art 13 párrafo 7) que cada Parte deberá proporcionar periódicamente la siguiente información: a) un informe sobre el inventario nacional de las emisiones

antropógenas por fuente y la absorción antropógena por sumidero de GEI; b) la información necesaria para hacer un seguimiento de los progresos alcanzados en la aplicación y cumplimiento de su CDN; y, c) información relativa a los efectos del cambio climático y a la labor de adaptación, según proceda.

Los países desarrollados y otros que proporcionen asistencia deberán informar “sobre el apoyo en forma de financiación, transferencia de tecnología y fomento de la capacidad prestado a las Partes que son países en desarrollo”. Éstas últimas, a su vez, deberán informar sobre los apoyos de esa naturaleza que hayan requerido y recibido.

c) Adaptación: fortalecimiento de las habilidades nacionales para hacer frente a los impactos climáticos

La adaptación a las consecuencias del cambio climático, muchas de las cuales afectan ya y de manera creciente al planeta, es reconocida como componente esencial, junto con la mitigación, de la respuesta global al calentamiento global. Consiste (Art 7, párrafo 1) “en aumentar la capacidad de adaptación, fortalecer la resiliencia y reducir la vulnerabilidad al cambio climático”, a la luz del objetivo de limitación del aumento medio de la temperatura. Se reconoce asimismo que los mayores esfuerzos relativos en esta materia corresponden a los países más vulnerables, muchos de los cuales son países en desarrollo y pertenecen a los grupos de países insulares pequeños y países menos adelantados. Por tanto, la orientación central de las disposiciones del Acuerdo de París en materia de adaptación se refiere a las acciones de cooperación y asistencia que estos países deben recibir y al reconocimiento y apreciación de sus esfuerzos al respecto. Se convino en que tanto el Comité de Adaptación como el Grupo de Expertos para los Países Menos Adelantados elaborarán modalidades para reconocer los esfuerzos de adaptación de las partes que son países en desarrollo. Las partes, cuando proceda, presentarán y actualizarán en forma periódica “una comunicación sobre la adaptación que podrá incluir sus prioridades, sus necesidades de aplicación y apoyo, sus planes y sus medidas, sin que ello suponga una carga adicional para las Partes que son países en desarrollo (Art 7, párrafo 10).”

De manera complementaria, en la Decisión se establece que, en los próximos dos años, esos órganos elaboren también metodologías y formulen recomendaciones relativas a facilitar la movilización de apoyo para la adaptación de los países en desarrollo y, en especial, el Fondo Verde para el Clima acelere la prestación de apoyo para la formulación de planes nacionales de adaptación y para la ulterior aplicación de políticas, proyectos y programas.

d) Pérdidas y daños: fortalecimiento de acciones, incluso ayuda y asistencia, para superar los impactos del calentamiento global

Sobre pérdidas y daños, la COP21 ratificó y respaldó los compromisos y formas de acción y cooperación establecidas, en 2013, en el llamado Mecanismo Internacional de Varsovia sobre para Pérdidas y Daños, que abordará los asociados con los efectos a largo plazo del cambio climático en países en desarrollo especialmente vulnerables a esos impactos, a través del intercambio de información sobre las prácticas óptimas para hacer frente a pérdidas y daños inducidos por el cambio climático, y fortalecerá las acciones y la ayuda, incluida la movilización de financiamiento. A partir de su reunión de [noviembre] de 2016, el Mecanismo quedará formalmente incorporado al marco institucional del Acuerdo de París.

Se especifica que los ámbitos de acción en este aspecto incluyen: sistemas de alerta temprana; preparación para situaciones de emergencia; fenómenos de evolución lenta; fenómenos que puedan conducir a pérdidas y daños permanentes e irreversibles; evaluación integral de riesgos; servicios de seguro de riesgo y, entre otras soluciones, mancomunación del riesgo climático; pérdidas no económicas; y, resistencia de las comunidades, los medios de vida y los ecosistemas (Art 8, párrafo 4).

La noción más debatida en materia de pérdidas y daños fue la relativa a las responsabilidades, en especial la responsabilidad de los Estados por contribuciones históricas al calentamiento global. Se optó, por insistencia de los países desarrollados, que convirtieron esta cuestión en una de sus ‘líneas rojas’, por incluir el párrafo 52 de la Decisión, que reza “[La Conferencia] conviene en que el artículo 8 del Acuerdo no implica ni da lugar a ninguna forma de responsabilidad jurídica o de indemnización”. Algunos comentaristas subrayaron que sin esta exclusión de responsabilidad, así formulada en términos inequívocos, no se habría configurado el consenso en la COP21.

e) Apoyo: financiero y técnico, para que las naciones desarrollen y fortalezcan su capacidad y resistencia climáticas

El artículo 9 del Acuerdo y los párrafos 53 a 65 de la Decisión, referidos directamente al tema de financiación, recogen una serie de transacciones muy debatidas y de las que también dependió, en muchos momentos, el resultado final de la COP21. Aunque la retórica alrededor de la Conferencia se basó, en buena medida, en la idea de un solo mundo, la tradicional división Norte – Sur reapareció, bajo distinto lenguaje, en el tema

financiero. Se habla, tanto en el Acuerdo como en la Decisión de “Partes que son países desarrollados” (PPDes), de un lado, y, de otro, de “Partes que son países en desarrollo” (PPenD).

El elemento crucial para el consenso fue la disposición de las PPDes a “mantener su actual objetivo cuantificado de movilización [de recursos financieros] hasta 2025”, aunado a la declaración de que la Conferencia de las Partes del Acuerdo de París, antes de 2025, “establecerá un nuevo objetivo colectivo cuantificado que será como mínimo de 100,000 millones de dólares anuales”, expresados ambos en el párrafo 54 de la Decisión.¹³² Se introduce, en este mismo párrafo, un elemento de condicionalidad: el financiamiento se mantendrá “en el contexto de una labor real de adaptación y de transparencia en la aplicación.”

De manera correlativa, en el Art 9 párrafo 1 del Acuerdo se señala que las PPDes “deberán proporcionar recursos financieros a las [PPenD] para prestarles asistencia tanto en la mitigación como en la adaptación” y, en el párrafo 3 se señala que “las [PPDes] deberían seguir encabezando los esfuerzos dirigidos a movilizar financiación para el clima a partir de una gran variedad de fuentes, instrumentos y cauces”. En seguida se recoge la noción de que “esta movilización de financiación para el clima debería representar una progresión respecto a los esfuerzos anteriores”. Otro elemento crucial para el consenso en materia financiera se recoge en el párrafo 4 del Art 9: “En el suministro de un mayor nivel de recursos financieros se debería buscar un equilibrio entre la adaptación y la mitigación.”

Se establece que las PPDes “deberán comunicar bienalmente información indicativa, de carácter cuantitativo y cualitativo [...], con inclusión de los niveles proyectados de recursos financieros públicos que se suministraran a las [PPenD] cuando se conozcan”. Igualmente, se exhorta a otras Partes a proporcionar recursos de manera voluntaria y a comunicar sus intenciones cada dos años.

En lenguaje llano, el Acuerdo de París no incluyó compromisos adicionales de financiación antes de 2025 sino apenas la promesa de que se procurará mantener el nivel (com)prometido desde hace tiempo: Dls 100 mil millones a partir de 2020, para luego conseguir alguna progresión.

¹³² Para no pocos observadores, se trató de una transacción desventajosa para los intereses del combate al cambio climático y, en particular, de los receptores de los recursos de asistencia financiera, los países en desarrollo. Armelle Le Comte, vocero de Oxfam, ha hecho notar que “la opción que se encontraba en el proyecto de Acuerdo hasta el jueves 10 de diciembre preveía que cada cuatro o cinco años, los Estados reformularan sus compromisos financieros hacia los países del Sur a partir de un nivel mínimo de Dls 100 mil millones por año. Esa opción fue sustituida por una formulación vaga, que no ofrece gran cosa.” (Véase, Aranud Gonzague, “COP21: Ou sont les financements pour le Sud?”, *Le Nouvel Observateur*, París, 13 de diciembre de 2015 (<http://tempsreel.nouvelobs.com/planete/cop21/20151213.OBS1270/cop21-ou-sont-les-financements-pour-le-sud.html>)).

Por otra parte, el énfasis en la mayor diversificación de fuentes de financiación para el clima podría suponer menores transferencias públicas provenientes de las PPDes en la medida en que se logre movilizar más recursos privados —de lo cual hay ya algunos ejemplos.

Finalmente, la alusión al equilibrio entre las acciones de adaptación y las de mitigación puede incluir la intención de reforzar la capacidad de adaptación como medio para atenuar el esfuerzo en mitigación. Adviértase que las demandas en términos de políticas y acciones de una y otra son muy diferentes y sus costos e implicaciones económicas y políticas también difieren en forma notable.

Conclusiones preliminares

El análisis precedente ha tenido por objeto subrayar los contenidos del Acuerdo de París, adoptado por consenso en la COP21, en especial los que de manera directa o indirecta inciden en la producción y consumo de combustibles fósiles. Algunas primeras conclusiones podrían enumerarse como sigue:

- El Acuerdo de París, con sus diferentes horizontes temporales (a 2030, 2050 y 2100) puede interpretarse como una hoja de ruta, perfectible y progresiva, hacia la descarbonación de la economía mundial. Al señalar que en la segunda mitad del siglo, habrá de alcanzarse una situación de cero emisiones netas de GEI señala de manera inequívoca hacia la disminución progresiva del consumo de combustibles fósiles.
- La ruta de descarbonación sugerida por el Acuerdo no supone un abandono de la producción y uso de combustibles fósiles —como propusieron algunas organizaciones ambientalistas y hubieran deseado las delegaciones de países particularmente vulnerables— sino, más bien, una senda hacia el logro del objetivo de cero emisiones netas de GEI en la segunda mitad del siglo, compatible con márgenes importantes de empleo continuado de esos combustibles.
- Se ha hecho notar un desequilibrio básico en el enfoque de la COP21, originado en la posición asumida y las presiones ejercidas tanto por los países productores y usuarios importantes de combustibles fósiles y por la industria energética global. “El proceso de las Naciones Unidas sobre el cambio climático se ha enfocado de manera exclusiva en el consumo de combustibles fósiles, ignorando por completo su producción. En París, los delegados se han comprometido solemnemente a reducir la demanda, pero de regreso a casa buscan llevar al

máximo la oferta¹³³”. Lo anterior es cierto—agrega el analista—para el gobierno británico, “que se ha impuesto, en la Ley de Infraestructura 2015, ‘maximizar la recuperación económica’ del petróleo y gas británicos”. Lo es también para muchos otros países, México entre ellos.

- Al hablar de reducir a cero las emisiones netas de GEI en la segunda mitad del siglo se insta una competencia entre emisiones antropógenas derivadas del uso continuado de combustibles fósiles y neutralización de las mismas mediante su absorción en sumideros antropógenos, sobre todo silvícolas, y a través de despojarlas de contenido de carbono mediante técnicas de combustión limpia. En otras palabras, podrán seguirse usando combustibles fósiles en la medida en que las emisiones que produzcan sean absorbidas o neutralizadas.
- En cuanto al destino de las inversiones en carbón e hidrocarburos, cabe esperar que se abatan las destinadas a nueva producción de alto costo y se multipliquen las orientadas a combustión limpia, en especial secuestro y captura de carbono,¹³⁴ y al desarrollo de sumideros de GEI.¹³⁵

La COP21, en suma, ofreció un resultado mucho mejor que el que se temía, pero muy por debajo del que cabía esperar.

133 George Monbiot, “Grand promises of Paris climate deal undermined by squalid retrenchments”, *The Guardian*, Londres, 12 de diciembre de 2015 (www.theguardian.com/environment/georgemonibot/2015/dec/12).

134 Parece detectarse, si se perdona el pun, un enfriamiento global del entusiasmo por invertir en captura y secuestro de carbono (CSC). Greenpeace —la benemérita entidad ambientalista— ha hecho notar que “A pesar de años de grandilocuente respaldo por parte de la Agencia Internacional de Energía, el Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático y algunos de los más destacados líderes políticos, la CSC apenas avanza a paso de caracol.” Dos ejemplos: a finales de 2015 el gobierno británico retiró su patrocinio a un concurso de tecnologías innovadoras de CSC; el estadounidense, por su parte, dejó de financiar FutureGen, proyecto destinado a demostrar la factibilidad de la captura de emisiones de GEI provenientes de carboeléctricas. El dirigente de la Carbon Capture and Storage Association, Kuke Warren, manifestó que sin un componente de CSC se eleva enormemente el costo de combatir el calentamiento global (138%, estimó). Sin embargo —dijo—, las empresas que generan y utilizan energía “no pueden permitirse construir instalaciones de CSC sin ayuda gubernamental”. Mike Scott, “Carbon capture at risk of running out of steam”, *Financial Times*, 17 de enero de 2016 (<http://www.ft.com/intl/cms/s/0/91726a24-a4be-11e5-a91e-162b86790c58.html#axzz3xoYQ7MPe>).

135 Se ha señalado que los grandes inversionistas institucionales—en especial, los fondos soberanos de inversión y los fondos de pensiones—se muestran cada vez más dispuestos a tener en cuenta los objetivos de contención del calentamiento global y cuestiones más amplias relacionadas no sólo con el cambio climático sino también otras cuestiones ambientales, al decidir sus portafolios de inversión, reduciendo o incluso excluyendo las destinadas a actividades que provocan emisiones adicionales importantes de GEI, entre ellas las industrias del carbón y los hidrocarburos. Véase, por ejemplo, John Authers, “Climate talks mark turning point for investors”, *Financial Times*, 16 de diciembre de 2015 (<http://www.ft.com/intl/cms/s/0/7f5cbcc4-a36d-11e5-bc70-7ff6d4fd203a.html#axzz3v9rFNGFM>).

La Breakthrough Energy Coalition (BEC)¹³⁶

Liderada por Bill Gates, de Microsoft, la BEC (Coalición por el salto tecnológico en energía, podría ser una versión castellana) reúne a una treintena de personalidades que, en su mayor parte, combina dos características: ser directores de empresas de alta tecnología y ser megamillonarios.¹³⁷ En París, el mismo día en que los líderes políticos dieron inicio a la COP21, Gates anunció que él y sus amigos complementarían los recursos gubernamentales dedicados a la investigación tecnológica de avanzada en materia de energías limpias y a superar el abismo entre los hallazgos en el laboratorio y las aplicaciones en la práctica. En otras palabras, como señala la nota de Tucker, la BEC “desea invertir en la generación y almacenamiento de energía eléctrica, en fomentar un mejoramiento monumental del actual sistema de eficiencia energética y ‘trabajar para un futuro que produzca casi cero emisiones de carbono y proporcione a todo el mundo energía confiable y asequible’.”

En la página web de la BEC se resume, en estas palabras, el cometido de la Coalición:

“Estamos comprometidos a hacer la parte que nos corresponde y cubrir el capital necesario, reuniéndonos en una nueva coalición. Integramos una red de capital privado comprometida con la creación de una estructura que fomente decisiones informadas que ayuden a acelerar la transición hacia la energía avanzada que demanda el futuro de nuestro planeta. El éxito requiere de una alianza entre una mayor investigación gubernamental, basada en una estructura funcional y transparente que evalúe de manera objetiva los proyectos, e inversionistas privados comprometidos con el apoyo de ideas innovadoras que provengan de los canales de la investigación pública.”

En París, Gates hizo notar que muchas tecnologías vitales, incluyendo internet, han surgido de la investigación financiada por los gobiernos y añadió: “Necesitamos investigación básica, pero tenemos que acoplarla con inversionistas deseosos de acompañar a empresas de energía de avanzada y alto riesgo. Esta fórmula acelerará las innovaciones y el nivel de la investigación, al tiempo de que impulsará también la asunción de riesgos.”¹³⁸

¹³⁶ Información proveniente de www.breakthroughenergycoalition.com

¹³⁷ Entre los nombres más conocidos se encuentran, además de Gates, Mukesh Ambani (Reliance, India), Jeff Bezos (Amazon, EUA), Richard Branson (Virgin, RU), Ray Dalio (Backwater, EUA), Reid Hoffman (Linkedin, EUA), Jack Ma (Alibaba, China), Xavier Niel (Iliad Group, Francia) y Mark Zuckerberg y Priscilla Chan (Facebook, EUA). Aparecen también George Soros, el financiero estadounidense, y Ratan Tata, el industrial del acero de India. (No hay mexicanos en la lista.) Véase, Bill Tucker, “Just in Time for COP21, The Breakthrough Energy Coalition”, *Forbes*, 30 de noviembre de 2015 (<http://www.forbes.com/sites/billtucker/2015/11/30/just-in-time-for-cop21-the-breakthrough-energy-coalition/>).

¹³⁸ Barney Jopson, “COP21 Paris climate talks: billionaires join forces in energy push”, *Financial Times*, 30 de noviembre de 2015 (<http://www.ft.com/intl/cms/s/0/1fcae3aa-96f5-11e5-9228-87e603d47bdc>).

La única referencia a los montos de inversión implicados se encuentra en esta última nota: veinte naciones desarrolladas se proponen duplicar, de Dls 5 a 10 mil millones, sus inversiones en innovación técnica en energía. Se implica que la inversión privada de apoyo, movilizada por la coalición, podría alcanzar un monto semejante.

Además de que se haya hecho coincidir el anuncio de los jefes de empresa o de corporación con las declaraciones de los jefes de Estado o de gobierno, no dejó de advertirse una peculiaridad de la división del trabajo que propone la BEC: continuará correspondiendo a la inversión gubernamental el financiamiento de la fracción más riesgosa del proceso de innovación, la inversión básica, en tanto que la inversión privada se propone llevar adelante los proyectos surgidos de ese canal, para acelerar el momento en que muestren su viabilidad económica y comercial. Investigación básica pública e investigación aplicada para negocios privados.

TERCERA PARTE

GEOPOLÍTICA Y PETRÓLEO

IRÁN: EL RETIRO DE LAS SANCIONES Y SUS PRIMERAS CONSECUENCIAS

Previsión de las consecuencias del retiro de las sanciones

A lo largo de 2015 se desarrolló el accidentado proceso que desembocó, ya en enero del año siguiente, en el retiro de las sanciones internacionales —establecidas por el Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas y, en forma unilateral, por los gobiernos de Estados Unidos y la Unión Europea— en relación con el programa nuclear de la República Islámica de Irán. Las sanciones limitaron en forma severa su acceso al mercado petrolero internacional y su implementación supuso una reducción de la oferta petrolera internacional estimada en alrededor de 1 Mbd. Su retiro abre la posibilidad de aumentos considerables, tanto en un plazo breve como graduales y aún mayores *pari passu* con la recuperación y posible expansión de los volúmenes de la producción petrolera iraní. Se produce en un momento de excedentes de oferta y niveles de precios muy deprimidos. Ambos fenómenos pueden agudizarse. El proceso que condujo al retiro de las sanciones —complejo prolongado y accidentado—constituyó uno de los grandes desarrollos geopolíticos internacionales de 2015 y sus consecuencias se dejarán sentir en el resto del decenio y más allá.

Primera aproximación — desde la primavera

En la primera mitad de marzo de 2015 no parecían muy elevadas las posibilidades de que pudiera concretarse, en un plazo breve y por encima de la fiera oposición del primer ministro israelita y de sus aliados republicanos en el Congreso de EUA, un acuerdo sobre el programa nuclear de Irán suscrito por Teherán y los cinco miembros permanentes

del Consejo de Seguridad más Alemania. Sin embargo, desde la primavera quedó en claro que, en caso de producirse, un acuerdo incluiría el levantamiento de las sanciones impuestas al régimen iraní en relación con su programa nuclear, que, entre otras consecuencias, han decimado sus exportaciones petroleras. Pero aún en el caso de que el esperado acuerdo no se materializara, era claro que resultaba difícil continuar, más o menos indefinidamente, con uno de los aspectos más controvertidos de las sanciones: las limitaciones a las importaciones de crudo procedente de Irán, aceptadas por muy diversos países, que, a su vez, serían sancionados en caso de no hacerlo. Algunos de ellos, tanto por razones políticas como por la necesidad del recurso energético, como China, India y Japón, quizá se inclinaren a, independientemente de lo que ocurriera con otras sanciones, restaurar la normalidad a sus adquisiciones de crudo iraní.

En esta compleja perspectiva, desde el primer trimestre de 2015 empezaron a analizarse las consecuencias sobre el mercado y los precios del petróleo del retorno de la oferta de crudo iraní. Ésta dependen, por una parte, de los elementos cruciales del volumen implicado y de la velocidad con que se produzca dicho regreso, así como las cuestiones conexas de las sanciones financieras y la congelación de activos iraníes en el exterior, y, por otra, de la secuencia que se establezca para el desmantelamiento de un conjunto de sanciones sumamente complicado, que reclamaría, *inter alia*, la aquiescencia del Consejo de Seguridad y la derogación o reforma de una miríada de leyes, decretos, órdenes ejecutivas y resoluciones, de diversos países.¹³⁹ Este proceso podría extenderse por varios años, aunque las sanciones que directamente afectan las ventas iraníes de crudo podrían levantarse con cierta rapidez. Por ejemplo, se ha hecho notar que la congelación de activos financieros, incluyendo alrededor de Dls 100 mil millones de reservas internacionales, las restricciones a las importaciones de petróleo iraní y la reintegración de los bancos iraníes a los circuitos de la banca y las finanzas mundiales, podrían conseguirse en alrededor de un año.¹⁴⁰

A principios de marzo, a través de la agencia de noticias Mehr, el responsable de asuntos internacionales de la Iranian Oil Corporation, Mohsen Ghamsari, aludiendo a un eventual cese de las sanciones, declaró que en tal caso, Irán incrementaría sus exportaciones de hidrocarburos a fin de recuperar su tradicional participación en el mercado. Recordó que el régimen de sanciones establecido por Estados Unidos y la Unión Europea, a partir de 2012, no prohíbe la exportación de petróleo y gas iraníes sino

139 El portal en internet del Departamento estadounidense del Tesoro enlista 26 decisiones ejecutivas relacionadas con sanciones a Irán, que datan de la decisión inicial del presidente Carter de congelar los activos del gobierno iraní en Estados Unidos durante la crisis de los rehenes en la embajada estadounidense en Teherán en 1979. Hay, además, diez leyes en EUA, cuatro resoluciones del Consejo de Seguridad y decenas de disposiciones de la Unión Europea y medidas habilitadoras para la aplicación de las sanciones establecidas por Naciones Unidas. (Citado en Colum Lynch y Jamila Trindle, "Breaking Up Sanctions Is Hard to Do", *Foreign Policy*, 13 de marzo de 2015 (www.foreignpolicy.com).)

140 Colum Lynch y Jamila Trindle, "Breaking Up Sanctions Is Hard to Do", *loc cit.*

que impone sanciones financieras a las empresas y países que los adquieran, transporten y comercialicen. En general, las sanciones han abatido las exportaciones de petróleo de Irán de 2.5 Mbd aproximadamente en la primera mitad de 2012 a alrededor de 1.5 Mbd, que se colocan, con fuertes descuentos, en sólo cinco mercados: Corea, China, India, Japón y Turquía. El funcionario iraní manifestó también que, en su opinión, el mercado permanecerá deprimido, con precios inferiores a 60 Dls/b, por lo menos hasta 2016.¹⁴¹

Las corporaciones petroleras transnacionales habían suspendido sus operaciones en la República Islámica, aunque desde los primeros meses de 2015 hubo contactos exploratorios entre empresas con vistas a un eventual levantamiento de las sanciones. Se informó que “ya se han circulado entre las corporaciones petroleras nuevos proyectos de contrato que se consideran más atractivos para ellas, en previsión del levantamiento de las sanciones, de acuerdo con fuentes oficiales iraníes y diplomáticas occidentales”. Los contratos se refieren, de acuerdo con las fuentes, a la reapertura de campos que estaban en producción y al desarrollo de nuevos yacimientos.¹⁴² Se trataría, indica la nota, de una situación diferente a la que prevalecía antes de las sanciones: el inversionista extranjero participaba sólo en las actividades de exploración y desarrollo, mediante contratos por los que vendía al Estado iraní la producción obtenida, recibiendo una tasa de retorno preestablecida, sin adquirir derechos de propiedad sobre los campos. Tras las sanciones, de acuerdo con la información, en palabras de un funcionario del Ministerio iraní del Petróleo, “los nuevos contratos son más atractivos que los ofrecidos por otros productores de petróleo; reducen los riesgos de inversión y permitirían retener utilidades mayores”. Ofrecen, además, tasas de retorno favorables y opciones de asociación con empresas locales. Los lapsos de contratación se extenderían hasta 25 años.

La nota de Reuters recoge también la reacción extraoficial de algunas corporaciones petroleras que, debido a las sanciones, no confirmaban sostener conversaciones o recibir documentación del gobierno o la empresa petrolera iraníes. Por ejemplo, el funcionario de una corporación petrolera transnacional no identificada señaló que “Irán resulta ahora mucho menos interesante y atractivo para las compañías petroleras occidentales, ya que hay demasiada oferta en el mercado y lo que menos se desea es un rápido aumento de los suministros de Irán”, que añadirían presiones a la baja sobre las cotizaciones. En el mismo sentido, se cita a un antiguo funcionario petrolero iraní, que ahora maneja una empresa de consultoría en Londres, Mehdi Varzi, quien considera que “en la actual situación, incluso si se levantan las sanciones, no me parece que muchas empresas se sientan atraídas a regresar a Irán o a entrar en un mercado profundamente deteriorado.”

141 “Iran would sell more oil if Western sanctions lifted: Mehr Agency”, Agencia Reuters, 6 de marzo de 2015 (www.reuters.com).

142 “Exclusive: Iran sweetens oil contracts to counter sanctions and price plunge”, Agencia Reuters, 3 de febrero de 2015 (www.reuters.com).

En un estudio más amplio¹⁴³, de principios de 2015, se presentaban dos conclusiones interconectadas:

- Si las sanciones se levantasen ahora, Irán necesitaría por lo menos un año para volver a alcanzar los niveles de producción previos. Además, dadas las actuales condiciones del mercado, sería muy escasa la disponibilidad de inversiones internacionales que contribuyesen a restaurar la producción. A los actuales niveles de precios (que en el primer trimestre de 2015 promediaron 55.19 Dls/b para el Brent y 48.68 Dls/b para el WTI), las inversiones empezaron a contraerse en todas partes. Es muy dudosa, por tanto, la declaración del ministro iraní del Petróleo, Bijan Zanganeh, en el sentido de que, al retirarse las sanciones, “Irán duplicaría sus exportaciones en dos meses.”
- Sin embargo, el mero anuncio del fin de las sanciones, aceleraría la actual tendencia decreciente de las cotizaciones del petróleo en los mercados mundiales. El efecto negativo se percibiría aún antes de que mayores suministros de Irán llegasen a los mercados. Si esto ocurre, los precios se deprimirían aún más.

Nueva ojeada a las consecuencias

Tras el acuerdo entre Irán, el P5+1 y la UE, conseguido en Lausana y anunciado el 2 de abril, aunque formalmente se considera —según la frecuentada tradición de detener los relojes cuando está por agotarse el plazo convenido para concluir una negociación diplomática— que se logró el 31 de marzo, aumentaron las probabilidades de un pronto retiro de las diversas sanciones vinculadas al programa nuclear, tanto del Consejo de Seguridad de la ONU como las unilaterales impuestas por Estados Unidos y la Unión Europea, que abatieron los volúmenes de petróleo iraní colocado en los mercados del mundo. Como se sabe, se alcanzó un acuerdo interino, que debe ser complementado por otro más completo en tres meses, antes de finales de junio, que permita finalizar los detalles del Plan Amplio de Acción Conjunta, con el que culminarían las negociaciones.

No se tenía certeza, por tanto, de que fuese factible alcanzar, hacia mediados de año, el acuerdo sobre el PAAC, de cuya conclusión dependía el desmantelamiento de las sanciones impuestas a Irán en relación con su programa nuclear. Militaban en contra diversos factores, entre ellos la inflexible y muy publicitada oposición del gobierno de Israel al acuerdo preliminar de Lausana, y la actuación en tándem de ese gobierno y

¹⁴³ Brenda Schaffer, “A Nuclear Deal with Iran: The Impact on Oil and Natural Gas Trends”, *Policy Watch*, The Washington Institute for Near East Policy, No 2362, 27 de enero de 2015 (www.washingtoninstitute.org).

legisladores estadounidenses conservadores opuestos también y deseosos de imponer sanciones adicionales al gobierno de Irán.

Aún en la hipótesis de que se consiguiera el acuerdo de junio, persistió la incertidumbre sobre elementos cruciales, en especial acerca de las modalidades, la secuencia y los momentos con los que se procedería al retiro de las sanciones. En otras palabras, en la primavera de 2015 se enfrentaba una perspectiva un poco más clara de retiro de las sanciones, al tiempo que prevalecían las dudas respecto de cuándo, con qué gradualidad y cómo se llevaría a la práctica ese desmantelamiento. Esta situación reavivó el debate y la especulación sobre las consecuencias, para la evolución del mercado petrolero mundial, del retorno del petróleo iraní, arriba mencionadas.

Una contribución destacada al debate provino del Departamento de Energía de Estados Unidos. Una sección del informe mensual correspondiente a abril de la U.S. Energy Information Administration (EIA) estuvo dedicada a presentar “un análisis de los posibles efectos sobre el mercado petrolero mundial del levantamiento de las sanciones contra Irán.”¹⁴⁴

Este análisis precisa algunas de las certezas condicionadas y confirma los factores de incertidumbre antes señalados. El acuerdo preliminar prevé que las sanciones estadounidenses y europeas relacionadas con el petróleo serán levantadas cuando el Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA) “verifique que Irán ha adoptado las acciones clave acordadas en materia nuclear”. El levantamiento de las sanciones “alteraría fundamentalmente las previsiones de oferta, demanda y precios del petróleo” preparadas por la EIA (y por cualquier otra entidad o analista, podría agregarse). Por otra parte, “son inciertos la oportunidad y la secuencia con la que las acciones podrían ser levantadas”, así como son también inciertos “el ritmo y volumen de retorno al mercado de petróleo iraní [que depende] de qué tan pronto pueda Irán recuperar el crudo almacenado y reactivar la producción petrolera.”

El impacto más inmediato sobre el volumen de oferta y el nivel de precios provendría del lanzamiento al mercado del crudo almacenado, que se estima en 30 Mb, monto más o menos equivalente a un día de producción de la OPEP, y, quizá, de alguna producción adicional que se obtuviese ya muy avanzado el año, muy difícil de cuantificar. La EIA estima que, en 2015, esta oferta adicional podría deprimir entre Dls 1 y 3 por barril los precios promedio estimados en abril para el año 2015 en su conjunto: Dls 59/b para el Brent y entre 5 y 7 dólares por barril menos (es decir, entre 52 y 54 Dls/b) para el WTI.

Se considera que Irán sería capaz de aumentar su producción en 2016 en 700 mil bd

¹⁴⁴ “Assesing Oil Market Impacts of a Potential Comprehensive Agreement with Iran”, *Short-Term Energy and Summer Fuels Outlook (STEO)*, U. S. Energy Information Administration, abril de 2015, pp 5-6 (www.eia.gov/steo_full.pdf).

en promedio. La mayor parte de este volumen (600,000 bd) provendría de pozos que se cerraron y que volverían a entrar en producción y los restantes 100,000 bd vendrían de nuevos pozos. Habría un cambio dramático en los inventarios previstos para 2016, pues con la reentrada de Irán se pasaría de un crecimiento en los inventarios globales, que actualmente se estima en 100,000 bd, a una expansión del orden de 500,000 bd, “que prácticamente agotaría la capacidad de almacenamiento disponible y ejercería fuerte presión a la baja sobre los precios.”

En este sentido, ya en 2016 y, de formalizarse los acuerdos y procederse a levantar las sanciones, “los precios esperados en el año se reducirían entre Dls 5 y 15 por barril, respecto de la proyección actual” [abril 2015], que apunta a un promedio anual de Dls 75/b en el caso del Brent y, en el caso del WTI, a un nivel entre Dls 5 y 7 por debajo del Brent, es decir entre 68 y 70 Dls/b). Así, a partir de los niveles de precios prevalecientes en la primavera de 2015, se pensaba que la entrada de Irán al mercado, en los supuestos señalados, significaría abatir de Dls 75 a entre Dls 68 y 70 por barril el precio promedio del Brent en 2016 y situar al WTI en rangos de entre Dls 61 y 65 al barril de WTI. Se trata de impactos significativos, pero no catastróficos. La catástrofe vino después.

El acuerdo Irán – P5+1

Como se ha visto, uno de los asuntos recurrentes en los círculos petroleros mundiales en la primera mitad de 2015 fue el análisis del impacto efectivo que tendría sobre los mercados el retiro de las sanciones petroleras a Irán y el consecuente regreso de un volumen importante de suministros, reprimido o retirado por años. Tras el acuerdo entre Irán y el P5+1 en junio de 2015, menudearon los acontecimientos y las reacciones. En general se destacaron las previsiones de aumento inmediato de suministros de crudo y gas, tras el levantamiento de las sanciones. Se agregan los que actualizan y complementan estos aspectos:

El acuerdo y el endoso del Consejo de Seguridad

El avance formal más significativo en lo que, sin duda, será un prolongado proceso de retiro progresivo y condicionado de las sanciones que afectan la comercialización externa del petróleo iraní fue la resolución unánime del Consejo de Seguridad de

Naciones Unidas, adoptada el 20 de julio de 2015,¹⁴⁵ que endosa el acuerdo derivado de las negociaciones entre Irán y el P5+1 y expresado en el Plan de Acción Amplia Conjunta (*Joint Comprehensive Plan of Action – JCPOA*). Se hizo notar que esta es una de las resoluciones más complejas y extensas que haya adoptado el Consejo.¹⁴⁶ Este acuerdo, como declaró el presidente en turno del Consejo de Seguridad, representó un triunfo de la diplomacia y la cooperación, sobre la confrontación y la desconfianza.

En materia de sanciones, se previó que —al recibir un informe de la Agencia Internacional de Energía Atómica (AIEA) en el sentido de que Irán ha cumplido con las acciones previstas en relación a su programa nuclear— el Consejo procederá a dar por terminadas todas las sanciones contenidas en resoluciones adoptadas por el propio Consejo entre 2006 y 2015. Si, una vez retiradas las sanciones, la AIEA informara al Consejo de incumplimientos o violaciones de los acuerdos por parte de Irán, la resolución incluye un mecanismo de reinstalación automática de las sanciones. Por su parte, el JCPOA — que se incorpora como anexo A a la resolución del Consejo — prevé “el levantamiento total de las sanciones del Consejo de Seguridad, así como las sanciones multilaterales y nacionales relacionadas con el programa nuclear de Irán, incluyendo las restricciones de acceso, en las áreas de comercio, tecnología, finanzas y energía”. Recuérdese que, en materia de energía, estas sanciones abarcaron:

- a) la importación y transporte de petróleo, productos petrolíferos, gas y productos petroquímicos de Irán;
- b) las exportaciones a Irán de equipo y tecnología para los sectores del petróleo, el gas y la petroquímica; y,
- c) las inversiones directas en las industrias del petróleo y gas y petroquímica en Irán.

Para proceder de manera ordenada al levantamiento de las sanciones, incluyendo las acciones unilaterales orientadas a desalentar las exportaciones de petróleo iraní, se establecieron dos fechas clave:

- a) el Día de Adopción, noventa días después del endoso del JCPOA por el Consejo de Seguridad: dado que el endoso ocurrió el 20 de julio, el día de adopción será el 18 de octubre de 2015 , y
- b) el Día de Implementación, que será la fecha en que la AIEA comunique el

145 “Security Council, Adopting Resolution 2231 (2015) Endorses Joint Comprehensive Agreement on Iran’s Nuclear Programme”, Press release SC11974, 20 de julio de 2015 (<http://www.un.org/press/en/2015/sc11974.doc.htm>).

146 United Nations Security Council, “Resolution 2231 (2015), Adopted by the Security Council at its 7488th meeting, on 20 July 2015 (<http://www.un.org/en/sc/inc/pages/pdf/pow/RES2231E.pdf>).

cumplimiento por parte de Irán de las acciones convenidas y, en forma simultánea, Estados Unidos, la Unión Europea y el Consejo de Seguridad acuerden que puede procederse al levantamiento de las sanciones.

Se espera que el día de implementación ocurra, de acuerdo a la velocidad de realización de acciones por parte de Irán y de su verificación por la AIEA, que resulte satisfactoria, en algún momento de la primera mitad de 2016.

En cualquier momento de los siguientes ocho años, si la AIEA comunica un acto grave de no cumplimiento por parte de Irán se echará a andar, de manera automática, el mecanismo para el restablecimiento de las sanciones establecidas por Naciones Unidas.

Las expectativas de Irán

En cuanto a las expectativas de retorno de suministros iraníes a los mercados, los cálculos de primavera seguían considerándose válidos ya mediado el año. En julio, el Banco Mundial divulgó un balance que actualiza algunas de las anteriores estimaciones examinando las consecuencias del levantamiento de las sanciones sobre el mercado y los precios del petróleo; sobre los socios comerciales de Irán, y sobre la economía iraní misma.¹⁴⁷ De este documento se desprenden los siguientes señalamientos:

- En aproximadamente ocho a doce meses, de acuerdo a la mayoría de las estimaciones, las exportaciones de petróleo de Irán alcanzarán los niveles pre-sanciones, lanzando al mercado un millón de barriles diarios, lo que provocaría, en ausencia de mayores ventas de otros exportadores de la OPEP o de fuera de ella, una caída adicional de los precios del orden de 14 %, es decir de alrededor de Dls 10 por barril.
- Una pérdida adicional de 10 dólares en el precio del crudo, empeoraría los balances fiscales de los demás países exportadores. Para los del área del norte de África y el Medio Oriente, ese impacto en las finanzas públicas equivaldría a 10 puntos del PIB para Arabia Saudita y a 5 puntos para Libia. Los ingresos por exportación de estos dos países se verían reducidos en Dls 40,000 y 5,000 millones, respectivamente. En cambio, se beneficiarán los países importadores netos de crudo, como los de Europa y Estados Unidos, así como los países con fuertes industrias petroquímicas, como Estados Unidos, Rusia, Israel y algunos países centroeuropeos.

¹⁴⁷ Shanta Devarajan y Lili Mottaghi, “Economic Implications of Lifting Sanctions on Iran”, *Middle East and North Africa Quarterly Economic Brief*, World Bank, Washington, DC, julio de 2015.

- En tanto transcurre el lapso de 8 a 12 meses para que Irán reasuma a plenitud sus exportaciones, un primer impacto se derivará de la venta, casi inmediata tras la terminación de las sanciones, del crudo almacenado, incluyendo el que se mantiene en buque-tanques. El volumen de estos inventarios se estima entre 30 y 40 millones de barriles de crudo y condensados, que permitiría lanzar al mercado unos 400 a 500 mbd durante alrededor de tres meses.
- Se estima que las sanciones redujeron las exportaciones totales de Irán en algo más de Dls 17,000 millones en el lapso 2012-2014, el equivalente a una caída del orden de 13.5%. Habida cuenta de los patrones de intercambio preexistentes, se considera que en el periodo pos-sanciones los mayores incrementos del intercambio comercial se darán con el Reino Unido, China, India, Turquía y Arabia Saudita.¹⁴⁸
- El impulso a la economía de Irán — que ha estado en recesión en los dos últimos años —provenirá, en mayor medida, de las siguientes fuentes:
 - a) el aumento de ingresos por exportación, derivado de la reanudación de las exportaciones de crudo, estimado en alrededor de Dls 15,000 millones;
 - b) la recuperación de activos financieros congelados como resultado de las sanciones, que pueden valuarse en Dls 107,000 millones, una parte de los cuales, quizás unos Dls 29,000 millones podrían movilizarse de inmediato tras la remoción de las sanciones;
 - c) la entrada de inversiones extranjeras directas, en especial en el sector de hidrocarburos, que podría llegar a entre 3 y 3.5 miles de millones de dólares en los primeros dos años.

La reasunción de las exportaciones de gas natural licuado (GNL) de Irán a Europa puede enfrentar obstáculos particulares. A unos días del acuerdo con el P5+1, un viceministro de Petróleo declaró que, sin las sanciones, Europa podría ser un destino preferente para el GNL de Irán, que es el tercer productor mundial de esta variedad de combustible. Los expertos, sin embargo, se mostraron mucho más cautelosos y destacaron los problemas a los que habrá que hacer frente. Entre ellos, el excedente de oferta mundial de GNL, la mayor competencia de otros exportadores, la debilidad de la demanda europea por el producto y, por si lo anterior fuera poco, los problemas de infraestructura en la República Islámica misma. Desde 2015 entrarían al mercado volúmenes importantes, salidos de las nuevas instalaciones de licuefacción en Australia y EUA. La perspectiva de la demanda en Asia es menos brillante que hace algunos años debido, entre otros factores, a un crecimiento económico que se corrige a la baja de

148 El empeoramiento de las tensiones bilaterales entre Arabia Saudita e Irán, hacia finales de 2015 y comienzos de 2016 torna improbable esta previsión.

manera consistente. La competencia con el gas natural transportado por ducto será más fuerte con la entrada al mercado del gas procedente del campo gigante Shah Deniz en Azerbaiján y, a más largo plazo, la conclusión del gasoducto trans-Anatolia que hará llegar a la red europea de gasoductos volúmenes de hasta 16,000 millones de m³ anuales. Éstos se añadirán a la oferta de Rusia, que se estima en 60,000 millones de m³ anuales. En Europa la demanda de gas para generación eléctrica ha empezado a declinar, ante el doble efecto de la desaceleración económica y el impulso a la generación basada en fuentes sin carbono, como las renovables.

Del lado de Irán se requiere, según ese mismo análisis, un esfuerzo de racionalizar su excesivo consumo nacional de gas —alentado por un precio fuertemente subsidiado— y realizar enormes inversiones en infraestructura de transporte de gas, como el sueño de construir gasoductos hacia Europa, cuyos primeros mil km se tenderían sobre territorio iraní. Una perspectiva menos complicada puede ser la exportación a países más próximos. Tal es al caso de Pakistán, Irak y Omán, con los que ya se han firmado cartas de intención e incluso contratos a futuros. La volátil situación política es, sin duda, un obstáculo y las negociaciones de precio —no existiendo precios internacionales de aplicación generalizada para el gas natural o el GNL— pueden ser complicadas y difíciles.¹⁴⁹

En el plano de la política interna de Irán la reacción ante el acuerdo con el P5+1 distó mucho de ser una bienvenida unánime. A una reacción inicial de alivio ante la perspectiva de levantamiento de las sanciones, las que, como acaba de indicarse, dañaron profundamente a la economía y a las condiciones de vida de los iraníes, empezaron a sopesarse los costos y beneficios del entendimiento. La mayor parte de las objeciones que ciertos grupos de opinión vocearon fueron de corte político: sacrificio de soberanía, ante la aceptación de inspecciones intrusivas por parte de la AIEA; pérdida de control sobre los alcances del programa nuclear para aplicaciones civiles —si bien nadie parece ya pensar en que convenga a Irán dotarse de armas nucleares, algunos grupos, herederos proclamados de la revolución fundamentalista iraní tampoco quisieran verla definitivamente clausurada, ante las incertidumbres de largo plazo en el escenario político de la región del medio Oriente y Asia del sur y, desde luego, hasta la cada vez menos aceptable intolerancia y beligerancia del actual gobierno de Israel. El factor económico pesó más en la balanza y puede afirmarse que todas las fuerzas políticas del país, incluidos grupos como la Guardia Revolucionaria, defensora proclamada del Estado islámico, han terminado por aceptarlo, así sea a regañadientes. Parece reconocerse en Irán que una oposición interna militante reforzará los argumentos de los que alegan, sobre todo en EUA, que Irán no dejará pasar oportunidad de violar el acuerdo o de explotar al máximo sus resquicios, si los tiene.

149 Estos párrafos se basan en Moses Rahmana, “Iran faces hurdles in exporting gas to Europe”, *Financial Times*, 11 de agosto de 2015 (www.ft.com).

La reacción política en Estados Unidos

Liderada por el ala derecha de los republicanos, tanto en el Congreso como en la precampaña para decidir por la candidatura presidencial, se ha voceado un rechazo particularmente fuerte que, como hizo notar el presidente Obama, empezó a manifestarse con virulencia antes de que el texto del JCPOA fuera, no se diga estudiado o evaluado, sino incluso leído. El argumento más usado en la precampaña presidencial —en la que los aspirantes se encuentran enredados en una competencia absurda para emitir un pronunciamiento más conservador, intolerante, incluso racista, que el último escuchado— es que, no siendo un gobierno confiable, cualquier acuerdo con las autoridades de Teherán sólo revela ingenuidad, ignorancia o incluso mala fe de los que lo proponen o aceptan. Así, el más importante acuerdo diplomático multilateral en varios decenios es desechado como parte de un juego político electoral cada vez más errado y ofensivo. Muy pocos han usado, como argumento en contra del acuerdo, la idea de que el mismo favorece a los enemigos de EUA, al abrirles opciones económicas antes cerradas por las sanciones. Algunos senadores demócratas han expresado preocupaciones mejor formuladas, como el senador Lindsay Graham. Obama y otros funcionarios han defendido con éxito el acuerdo, en especial los mecanismos que aseguran su cumplimiento por parte del gobierno de Irán. De cualquier modo, la ratificación por parte del Congreso estadounidense no puede, de ninguna manera, darse por descontada.

Flash del 15 de enero de 2016

*El anuncio del final de las sanciones*¹⁵⁰

La fecha cuya llegada algunos, sobre todo en la República Islámica, esperaban con ansia y otros, entre los exportadores de petróleo, veían con enorme inquietud llegó el sábado 15 de enero de 2016: terminaron las sanciones a Irán.

Primero, la Agencia Internacional de Energía Atómica anunció que “Irán ha adoptado todas las acciones previstas [en el acuerdo] para llegar al ‘día de implementación’ del mismo.”

Segundo, minutos después, en forma casi simultánea, el secretario de Estado de EUA, John Kerry, y la directora de Política Exterior de la UE, Federica Mogherini, anunciaron

¹⁵⁰ Con información divulgada el 15 de enero de 2016 por la agencia Reuters, BBC News, *Financial Times* y *Tehran Times*, en sus ediciones electrónicas, y días después por Naciones Unidas (<http://www.un.org/en/sc/>).

que las sanciones relacionadas con el programa nuclear de Irán se daban por terminadas.

Tercero, en Viena, donde se reunió con los ministros del Exterior del grupo P5+1, el ministro del Exterior de Irán, Mohammad Javad Zarif, declaró que desde el sábado 15, día de implementación del acuerdo, quedaban anuladas todas las opresivas sanciones impuestas contra la República Islámica.

El Consejo de Seguridad de la ONU tomó nota el 16 de enero que Irán había adoptado una serie de medidas iniciales relativas a su programa nuclear y previstas en la resolución 2231 (2015). En consecuencia, decidió dar por terminadas las medidas establecidas por anteriores resoluciones sobre la cuestión nuclear de Irán. Ahora, todos los demás Estados deberán observar lo señalado en la misma resolución.

Se estima que las sanciones afectaron los ingresos por exportación de petróleo de Irán en alrededor de Dls 160 mil millones a partir de 2012. Permitieron embargar activos iraníes en el exterior, estimados en más de Dls 100 mil millones, a los que Irán volverá ahora a tener acceso. Se estima que el retorno de Irán colocaría en el mercado 0.5 Mbd de inmediato y, en sólo siete meses, alrededor de 2 Mbd adicionales, para restablecer el nivel de exportación de 3.4 Mbd.

En cuanto se materialice —y aun antes, cuando empiece a darse por descontado, como en alguna medida ya ha ocurrido— este suministro adicional sin duda ejercerá una presión sustancial para la continuada baja de precios. Habrá que esperar algunos meses, sin embargo, para apreciar las consecuencias reales del retiro de las sanciones y el alcance de sus repercusiones sobre el comportamiento del mercado petrolero internacional.

Los inicios de un retorno espectacular a la escena global

A mediados de enero de 2016 se puso fin a los regímenes de sanciones asociadas al programa nuclear de Irán. En las seis u ocho semanas sucesivas, Irán retornó, con presencia incontestable, a los diversos escenarios de la energía, el comercio, la economía, las finanzas y la política internacionales. Sigue una muy resumida reseña del retorno de Irán —la decimoctava economía del mundo en 2015, medida a paridad de poder adquisitivo por el Banco Mundial.

En el frente interno, el levantamiento de las sanciones y los acuerdos a que el gobierno iraní se avino para conseguirlo distaron de ser universalmente bienvenidos, aunque mes y medio después resulta claro que contaron con el aval mayoritario de la opinión política. Entre los opositores, además de los grupos fundamentalistas recalcitrantes, se contaron

algunos segmentos de opinión nacionalista que estimaron muy alto el precio pagado — tanto en relación al programa nuclear como a la apertura del país a inspectores y otros agentes extranjeros— en función de beneficios que, incluso en el mejor de los casos, tomaría tiempo recabar.¹⁵¹ Parece haber prevalecido el beneplácito por el rompimiento del aislamiento y la recuperación del estatus de ‘país normal’.

En materia petrolera, el país trató de iniciar y alcanzar en el término más breve posible su reinserción plena en el mercado petrolero mundial. Las noticias de los primeros embarques de crudo iraní a mercados antes cerrados por las sanciones llamaron la atención y ocuparon espacios de prensa, al menos en la de Irán mismo.¹⁵² Se trataba, en un primer momento, de recuperar exportaciones equivalentes a entre 500 mil y hasta un millón de barriles diarios, en un término de seis a siete meses, hazaña complicada en más de un sentido en un mercado sobreabastecido con fuerte presión a la baja sobre las cotizaciones.

La AIE contabiliza las exportaciones procedentes de “un Irán libre de las sanciones” como uno de los factores que contribuyeron a que en enero la producción de la OPEP aumentara en enero en 280 mbd hasta un total de 32.63 Mbd.¹⁵³

También a mediados de febrero se supo que, consultado por los ministros de Petróleo de Venezuela, Qatar e Irak, el ministro iraní, Bijar Namdar Zanganeh, señaló que “Irán apoya cualquier esfuerzo, incluyendo la cooperación entre miembros y no miembros de la OPEP, que se oriente a estabilizar el mercado y los precios del petróleo”.¹⁵⁴ Se entiende que en la coyuntura de un muy reciente levantamiento de las sanciones y de recuperación de su capacidad efectiva de producción, Irán no congelaría su producción en el nivel alcanzado en enero.

En el frente diplomático, la recuperación de la posición iraní fue sumamente rápida. Desde mediados de enero, junto con el fin de las sanciones, se señalaba; “Irán ya es tratado como un jugador indispensable en varios conflictos del Oriente medio. Tiene un lugar en la mesa del foro diplomático ruso-estadounidense para encontrar una salida a la salvaje guerra civil en Siria. Irán y Estados Unidos colaboran discretamente en Irak en la lucha contra ISIS. El intercambio de prisioneros entre Estados Unidos e Irán [simultáneo al anuncio de término de las sanciones] muestra que Washington y Teherán intentan alcanzar acuerdos basados en sus mutuos intereses, más que en las viscerales

151 Véase, por ejemplo, Joby Warrick, “Sanctions relief could strengthen hand of Iran’s reforms, but perils remain”, *The Washington Post*, 17 de enero de 2016 (www.washingtonpost.com/world/national-security/).

152 Véase, por ejemplo, “Iran to load its second oil cargo by end of Feb”, *Tehran Times*, 18 de febrero de 2016 (http://www.tehrantimes.com/index_View.asp?code=253096).

153 IEA, *Monthly Oil Market Report*, 9 February 2016 (<https://www.iea.org/oilmarketreport/omrpublic/>)

154 “Iran says backs effort to stabilize oil markets”, *Tehran Times*, 18 de febrero de 2016 (http://www.tehrantimes.com/index_View.asp?code=253087).

animosidades del pasado.¹⁵⁵”

Los momentos más memorables de estas primeras semanas de reinserción de Irán en la comunidad internacional fueron las visitas de Estado del presidente Hassan Rouhani a Italia (con breve paso por el Vaticano) y Francia, a finales de enero. Además de su enorme significado político abundaron también en el anuncio de acuerdos económicos y comerciales de la mayor importancia, como el acuerdo para la adquisición de 114 aviones al consorcio europeo Airbus, revelador de la enorme confianza con que Irán vuelve a pisar los primeros tablados de la economía y los negocios internacionales.¹⁵⁶

“El presidente Rouhani y su delegación se proponen inicializar contratos en Italia con valor de alrededor de Dls 17,000 millones —desde oleoductos a ferrocarriles— y en Francia una flotilla de 114 Airbus. Estos acuerdos, con los países europeos más cercanos a Irán antes de que las sanciones destrozaran su economía, son un preludio de lo que va a venir ahora que la mayoría (pero no todas) las sanciones han sido eliminadas”— escribió también David Gardner. Se estima que Irán absorberá inversiones por Dls 150 mil millones anuales en los próximos cinco años. Sus importaciones pueden situarse entre Dls 75 y 115 mil millones de aquí a 2020.

ESTADOS UNIDOS: EL NUEVO EXPORTADOR DE CRUDO

El último trimestre de 2015 trajo consigo una de las mayores mudanzas geopolíticas del mercado petrolero mundial en alrededor de medio siglo: Estados Unidos, por largo tiempo el mayor importador de petróleo, tras un debate de fuerte tono político, inscrito en buena medida en la campaña para las elecciones presidenciales de 2016 y en la controversia política alrededor del levantamiento de las sanciones a Irán, realizó ya a principios del presente año sus primeras exportaciones de petróleo crudo no destinadas a sus vecinos de Norteamérica. La carga simbólica de las operaciones rebasó con mucho su significado económico y comercial. Es poco probable que, sobre todo en la situación deprimida del mercado, las ventas de petróleo estadounidense adquieran importancia real. Son vistas, sin embargo, como la mejor expresión de que gracias a la llamada “*shale revolution*” Estados Unidos ha dejado atrás su prolongada fase de aguda dependencia de los suministros importados, en especial de los procedentes del Oriente Medio.

155 David Gardner, “A future without sanctions heralds a brighter outlook for Iran”, *Financial Times*, 12 de enero de 2016 ([www.ft.com/content...](http://www.ft.com/content/...))

156 Véase “Iran plans to buy 114 Airbus jets on Rouhani’s Europe visit”, *Financial Times*, 24 de enero de 2016 (<http://www.ft.com/content/cdcc295c-c290-11e5-b3b1-7b2481276e45>).

El debate sobre las exportaciones estadounidenses de crudo

Se extendió por largo tiempo el debate en Estados Unidos acerca de si debe levantarse la “prohibición” que, desde los años setenta del siglo pasado “impide” las exportaciones de crudo del país.¹⁵⁷ De entrada, debe aclararse, ante el uso repetido de la expresión “*crude oil export ban*” (prohibición de las exportaciones de crudo), que tal prohibición no existió. Existió un régimen de licencia previa aplicable a la mayor parte de las ventas al exterior de crudo extraído en EUA. Originada en un tiempo en que la seguridad de suministros recibía la más alta prioridad, en el que la dependencia estadounidense respecto del petróleo importado alcanzó sus mayores niveles y en el que la OPEP controlaba una proporción muy alta de la oferta global de crudo de exportación; estando reciente, además, la memoria de embargos temporales de exportaciones dictados por motivaciones políticas, nadie desconoce que las circunstancias que determinaron el establecimiento del régimen han cambiado de forma radical: la oferta internacional de petróleo es abundante, ha aumentado el número de exportadores, y el petróleo ha disminuido en alguna medida su participación en la mezcla energética global. El uso del petróleo como arma política, que tanto se censuró a los países exportadores árabes el siglo pasado, ahora se practica por, entre otros, Estados Unidos y la Unión Europea— como en el caso de las sanciones unilaterales a Irán, examinado en el capítulo precedente de esta misma sección.

Para señalarlo de manera simplificada, en Estados Unidos el debate opone, por una parte, a los círculos de la industria petrolera y del Partido Republicano, que proponen abrir las ventas al exterior de crudo para, según dicen, favorecer el crecimiento de la industria, con, por otra, el gobierno demócrata, los segmentos de opinión ambientalistas y otros partidarios de una transición hacia las energías renovables, que abata la participación del petróleo y otros combustibles fósiles tanto en el país como en el mundo.

Con la entrada en funciones del nuevo Congreso, el debate se trasladó al legislativo y, en particular, a la Cámara de Representantes, con mayoría republicana. En la primera parte de septiembre, representantes republicanos presentaron una iniciativa de ley, identificada como HR702, para eliminar la llamada prohibición de exportaciones de crudo. Inicialmente, el Subcomité de Energía y Electricidad de la Cámara aprobó el proyecto mediante un voto a mano alzada. Enseguida, el 17 de septiembre, el Comité de Energía y Comercio aprobó el proyecto, por 31 votos contra 19, e incorporó una enmienda, propuesta por los demócratas, que faculta al Presidente a detener las exportaciones cuando considere que son contrarias al interés nacional o ponen en riesgo la seguridad nacional o económica del país.

¹⁵⁷ Este apartado se basa en diversas fuentes, entre ellas: Nick Snow, “White House not inclined to end export crude oil ban, official says”, *Oil and Gas Journal*, Houston, 17 de septiembre de 2015 y Barney Jopson, “U.S. lawmakers to vote on oil exports curbs”, *Financial Times*, 15 de septiembre de 2015.

A través de su secretario de Prensa, Josh Earnest, la Casa Blanca manifestó que la Presidencia no apoyaría el proyecto de ley por considerar que la licencia previa para exportar crudo es una cuestión de orden administrativo que corresponde resolver al Departamento de Comercio. Por esta razón, agregó, “no apoyaremos la legislación propuesta por los republicanos”. De inmediato, el líder de la mayoría republicana en la Cámara, Kevin Mc Carthy (R, Cal), expresó: “Si hay un momento adecuado para levantar la prohibición, ese momento es ahora”. Earnest le respondió haciendo notar que lo que podría proponerse al Congreso “es terminar con los subsidios, por miles de millones de dólares, de los que gozan las compañías de petróleo y gas de Estados Unidos, y dedicar esos recursos a asegurar el éxito a largo plazo de la economía y del sector de energía de este país, realizando inversiones importantes en, por ejemplo, energía eólica y energía solar—inversiones que las propias corporaciones petroleras mismas proclaman estar realizando.”

Después, menudearon las reacciones negativas. Por ejemplo, el American Petroleum Institute (API), principal portavoz de la industria, señaló, por voz de su presidente, Jack N Gerard, que “el gobierno enfrenta la oportunidad de demostrar liderazgo, abriendo la puerta a las exportaciones estadounidenses [de petróleo], lo que daría lugar a la creación de nuevos empleos, ayudaría a las familias estadounidenses y fortalecería la posición del país como superpotencia energética”. “Los legisladores tienen razón al preguntarse —agregó— por qué los productores de Estados Unidos no pueden tener el mismo acceso a los mercados globales que la administración Obama va a conceder a Irán”. En efecto, el presidente del Comité de Energía y Comercio, Fred Upton (R, Mass) había declarado: “Me decepciona que la Casa Blanca haya manifestado oposición al levantamiento de la prohibición a [las exportaciones de] petróleo crudo cuando gran número de autorizados estudios han concluido que el precio [interno] de la gasolina en realidad disminuiría con el retiro de la prohibición. Son muchos los que se preguntan por qué a los iraníes se les permite exportar crudo y son sólo los estadounidenses los que lo tienen prohibido”. Es evidente que comparar la regulación de las exportaciones de crudo de EUA, una decisión nacional orientada a garantizar la seguridad de suministros, con las sanciones impuestas unilateralmente a Irán por EUA y la Unión Europea, que afectan a los importadores de crudo iraní, carece por completo de sentido. Es un recurso demagógico, como tantos otros que se escuchan en el actual ambiente político de Estados Unidos.

Los argumentos más socorridos por los proponentes del término del régimen de licencia previa para las exportaciones estadounidenses de crudo son los referidos a su influencia sobre los niveles de precios internos de los petrolíferos, en especial la gasolina, en Estados Unidos —con el argumento de que se daría lugar a una importante reducción de los precios y los consecuentes beneficios a los consumidores y a la industria, por el aumento del consumo que se derivaría de los menores precios— y sobre el diferencial

de las cotizaciones entre el Brent y el WTI en los mercados petroleros internacionales —alegando que reduciría o eliminaría el diferencial que coloca la cotización del Brent alrededor de 6 Dls/b por encima de la del WTI, si bien este diferencial es muy volátil. De hecho, la diferencia promedio en el primer semestre de 2014 fue de 8 Dls/b a favor del Brent y en igual período de 2015 se situó en 6.2 Dls/b. Más recientemente, el diferencial se ha tornado más estrecho y volátil. En septiembre de 2015, con diferenciales de entre 2.30 y 4.47 Dls/b, se registró el hecho insólito de que, en la jornada del 15 de septiembre, el diferencial de 0.34 Dls/b fue a favor del WTI. Hacia finales del año, el diferencial entrabos crudos marcadores volvió a favorecer al estadounidense.

A petición de algunos legisladores, la Administración de Información sobre Energía (EIA) de Estados Unidos dio a conocer, el 1 de septiembre, un amplio y detallado análisis de los posibles efectos de remover las restricciones en vigor a las exportaciones de petróleo crudo de Estados Unidos.¹⁵⁸ Por principio de cuentas, se aclara que no se trata, en realidad de una prohibición, sino de un sistema de licencias: si bien la exportación de petrolíferos (incluyendo consensados procedentes de torres de destilación) es ilimitada, la de crudo requiere de licencia previa. Éstas se conceden de manera automática en los siguientes casos:

- a) exportaciones a Canadá destinadas al consumo en ese país;
- b) exportaciones de la cuenca norte de Alaska (*Alaska North Slope crude* – ANS);
- c) reexportaciones de crudo procedente del exterior, y
- d) algunas exportaciones de crudos de California.

En enero-mayo de 2015, las exportaciones de crudo de EUA promediaron 491 mbd, monto al que hay que añadir 84 mbd de condensados procesados. Adviértase que exportaciones del orden de medio millón de barriles diarios reservan para EUA una posición entre los veinte principales exportadores mundiales.

De acuerdo con el estudio de la EIA, los principales efectos de aligerar o eliminar el régimen de licencias para las exportaciones de crudo de Estados Unidos —que dependen del nivel futuro de producción total, convencional y no convencional, el que, a su vez, depende de la localización y la naturaleza de los recursos, de las tecnologías disponibles y de los niveles de precios prevalecientes— serían las siguientes:

- Si se mantiene la actual política de licencias, la diferencia entre el Brent, considerado como crudo marcador de los aceites ligeros que se exportan por vías marítimas interoceánicas, y el WTI, se incrementaría a favor del primero a

158 U. S. Energy Information Administration, *Effects of removing restrictions on U. S. crude oil exports*, Washington, 1 de septiembre de 2015 (<http://www.eia.gov/analysis/requests/crude-exports/>).

un rango superior a 10 Dls/b si la producción de EUA alcanza o rebasa los 11.7 Mbd hacia 2025 y los precios se mantienen bajos.

- Si hay una marcada recuperación de los precios del petróleo y el gas, esa diferencia se ampliaría hasta los 15 Dls/b.
- Independientemente de que se elimine o mantenga el régimen de licencias, si la producción de EUA se sitúa en promedio en 10.4 Mbd entre 2020 y 2025, la diferencia entre el Brent y el WTI se mantendría en alrededor de 6 Dls/b.
- Si el régimen de licencias se elimina, en una situación en que la diferencia Brent-WTI es del rango 6-8 Dls/b, se elevarían los precios a boca de pozo para los productores de EUA, lo que provocaría un aumento de la producción, del orden 380 mbd (3.2%) en el caso de precios bajos y de 470 mbd (3.5%) con precios elevados. La elevación de la producción resultaría más del aumento de precios que de la eliminación del régimen de licencias.
- Cualquier aumento de la producción de crudo de EUA que no es contrarrestado por menor producción en otras áreas se traduciría en un incremento de la oferta mundial de crudo, que presionaría a la baja los precios del petróleo a escala global.
- Si se elimina el régimen de licencias, los precios de los productos petrolíferos en EUA, incluyendo el precio de la gasolina, permanecerían sin cambio o experimentarían una leve reducción. Esos precios están más relacionados con las cotizaciones del Brent que con las del WTI, de suerte que si los precios del Brent caen más que los del WTI debido a la mayor oferta, no compensada, de crudo de EUA, podría haber un reflejo en precios ligeramente menores para los petrolíferos en EUA.
- En suma, si bien el mantenimiento o la eliminación del régimen de licencias no afectaría los precios internacionales o los reduciría modestamente, otros factores globales, independientes de ese régimen, determinarían en mucho mayor medida el crecimiento de la producción, los volúmenes de exportaciones e importaciones de hidrocarburos y los precios internos e internacionales del crudo y los petrolíferos en EUA.

Es evidente, entonces, que a diferencia del debate simplificado y en cierta medida falaz que se desenvuelve alrededor de la iniciativa republicana de eliminar—en el lenguaje utilizado por el Partido Republicano y los voceros de la industria— la prohibición a las exportaciones de crudo de Estados Unidos, una medida de esta naturaleza tendría consecuencias no desdeñables sobre la industria petrolera estadounidense y sobre el mercado petrolero internacional.

El colapso de los precios internacionales del crudo, que ha colocado contra la pared a los productores estadounidenses de aceite *shale* de alto costo, ha llevado a la industria y a sus aliados en el Partido Republicano a exagerar grandemente las consecuencias positivas que se desprenderían de la eliminación del régimen de licencias de exportación —en niveles de producción, generación de empleos, reducción de precios internos de gasolina y otros derivados— que, como muestra el estudio de la EIA, son en gran medida inexistentes o muy modestas.

En un ambiente de oferta excedente, agregaría un elemento de presión a la baja de las cotizaciones internacionales del petróleo al abrir la opción de exportaciones adicionales de crudos ligeros, no convencionales, provenientes de Estados Unidos, independientemente de que dicha opción pueda, en realidad no ser significativa en términos de volumen y pueda demorar al menos un lustro en materializarse.

Eliminación del régimen de licencia y primeras exportaciones

El Departamento de Comercio, a mediados de diciembre, dio a conocer—con un texto de tersura burocrática—la decisión de liberar a las exportaciones estadounidenses de petróleo del requisito de licencia previa:

“Con vigencia inmediata... [desde] el 18 de diciembre de 2015 deja de requerirse la licencia del Departamento de Comercio para exportar petróleo crudo. La mayor parte de las exportaciones de petróleo crudo se consideran ahora NLR (no requiere licencia). Los exportadores deben tener en cuenta que las exportaciones a países o personas sujetos a embargo o sanciones [Corea del Norte, Cuba, Irán, Siria y Sudán] continúan requiriendo autorización.¹⁵⁹”

Tras la decisión administrativa de suprimir el requisito de licencia, se iniciaron de

159 U.S. Department of Commerce, Bureau of Industry and Security, “Crude oil export licensing policy”, 18 de diciembre de 2015 (<https://bis.doc.gov/index.php/crude-oil-export-licensing-policy>); Debe advertirse que el abandono del régimen de licencias para las exportaciones de crudo fue, quizá, uno de los elementos clave del complejo acuerdo legislativo alcanzado por el Congreso estadounidense en esa fecha que marcó un parteaguas al despejar la perspectiva presupuestal, financiera y gubernativa para el año electoral de 2016. La lideresa demócrata en la Cámara de Representantes, Nancy Pelosi, declaró que la eliminación de las licencias fue la clave que permitió la aprobación del paquete. “[Los republicanos] deseaban tanto agradar al ‘gran petróleo’ que estuvieron dispuestos a sacrificar todo lo demás.” David M Herszhersong, “Congress Passes \$1.8 Trillion Spending Measure”, *The New York Times*, 18 de diciembre de 2016 (http://www.nytimes.com/2015/12/19/us/congress-spending-bill.html?_r=0).

inmediato los embarques. El primero, a bordo del tanquero “Theo T Panamx”, llegó hacia el 20 de enero de 2016 al puerto francés de Fos, cerca de Marsella, procedente de Texas, desde donde había zarpado tres semanas antes. El crudo, manejado por la comercializadora Vitol, se conduciría por ducto a la refinería de Cressier, en Suiza, operada por Varo Energy, una empresa conjunta de Vitol y el grupo Carlyle. “Los volúmenes todavía no son sustanciales, pero se trata apenas del comienzo. Las exportaciones de crudo estadounidenses terminarán por transformar la industria, permitiendo no sólo mayores ventas de *shale* y de otros tipos de aceite, así como de petróleo canadiense. Es una gran oportunidad para los comercializadores, pues Estados Unidos expandirá no solo sus exportaciones sino también sus adquisiciones.”¹⁶⁰

Sin embargo, en el primer mes tras el retiro de las licencias, Clipper Data estima en alrededor de 2.3 millones de barriles el volumen de crudo de EUA embarcado hacia destinos europeos.¹⁶¹

Más allá del júbilo en los círculos de la industria, resulta difícil esperar —sobre todo en la actual coyuntura del mercado— un rápido y significativo crecimiento de las exportaciones de crudo estadounidense.¹⁶² A lo largo de 2016 habrá que observar dos comportamientos simultáneos: la recuperación de las exportaciones de Irán tras el retiro de las sanciones y el crecimiento de las exportaciones de Estados Unidos tras el retiro de las licencias.

CADA QUIEN SU CLUB

El mundo de las instituciones intergubernamentales vinculadas al petróleo se ha mantenido prácticamente sin cambio alguno en más de medio siglo. Dominado por dos

160 Declaración de Olivier Jakob, de la empresa consultora Petromatrix, citada en David Sheppard, “First US tanker arrives in Europe – Landmark moment for industry battling a collapse in prices”, *Financial Times*, 20 de enero de 2016 (https://next.ft.com/content/195ffcea-bf99-11e5-846f-79b0e3d20eaf?ftcamp=engage/email/emailthis_link/ft_articles_share/share_link_article_email/editorial).

161 www.clipperdata.com.

162 Esta fue, en esencia la posición asumida por la AIE calificó los primeros embarques de “en gran medida simbólicos” y previno que “son muy limitadas las perspectivas de grandes embarques trasatlánticos de crudo de Estados Unidos” hasta que el precio en la costa del Golfo de México se sitúe alrededor de 2.60 Dls/b por debajo del Brent. A mediados de enero, el diferencial entrambos era de sólo 0.02 Dls/b, a favor del WTI. Citado en Gregory Mayer y David Sheppard, “Trading houses get creative in exporting US oil”, *Financial Times*, 25 de enero de 2016 (<http://www.ft.com/intl/cms/s/0/c56b2b18-c345-11e5-808f-8231cd71622e.html?ftcamp=crm/email/2016126/nbe/CompaniesBySector/product#axzz3yPA5Ov00>).

entidades: la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), el club de los productores y exportadores con sede en Viena, y la Agencia Internacional de Energía (AIE), el club de los importadores con sede en París. Los enfoques, objetivos específicos y modos de operación han tenido muchas mudanzas y han cambiado también, aunque no con frecuencia, los gobiernos asociados a uno y otro. Ha crecido, sobre todo en los últimos decenios, el número de países importantes para el mundo del petróleo que han preferido no asociarse a ninguno de ellos. En los meses finales de 2015, dos países —Indonesia y México— eligieron su club, una acción no carente de significado geopolítico.

Indonesia, regreso a la OPEP

De acuerdo con la entrevista publicada en el número de octubre de 2015 del *OPEC Bulletin*,¹⁶³ el ministro de Energía y Recursos Minerales de Indonesia, Sudirman Said, considera que tras la decisión de su país que reingresar a la OPEP, de la que se separó en 2009, se encuentra la convicción de que, al hacerlo, “reducirá su dependencia respecto de un pequeño grupo de comercializadores de crudo”, de los que ahora depende para asegurar el suministro externo de petróleo que requiere.

Como se recuerda, Indonesia se unió a la OPEP a principios de los años sesenta, siendo visto para todo propósito práctico como uno de sus miembros fundadores. Sin embargo, ya en el presente siglo, al convertirse en importador neto de petróleo, decidió retirarse de la Organización. Desde la presentación de la solicitud, se dio por hecho que, en su conferencia de diciembre, los ministros de la OPEP examinarían y sin duda aprobarían el reingreso —como en efecto ocurrió.

Al retirarnos de la OPEP, dijo el ministro, “tuvimos que depender en casi cien por ciento de un pequeño grupo [de *traders*] que controlaba los suministros al país... situación que deseábamos romper”. Con el reingreso, el país espera restablecer sus vínculos con los principales productores mundiales de crudo con los que se buscaría establecer acuerdos de suministro a largo plazo, así como inversiones en infraestructura energética. Said indicó que debe advertirse la evolución institucional de la OPEP: “Quizá en el pasado la OPEP sólo representaba los puntos de vista de los exportadores. Ahora, la actitud es más abierta.”

Por su parte, el Dr Subroto —antiguo ministro de Energía de Indonesia y exsecretario general de la OPEP— declaró que, al reunirse a la OPEP, “Indonesia puede jugar un

163 “Indonesia looking forward to being back with OPEC producers”, *OPEC Bulletin*, 10/15, Viena, octubre de 2015, pp 34-35 (www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/ON102015.pdf).

papel conciliador entre las diferentes posiciones de los miembros, dadas las buenas relaciones que mantiene con todos ellos”. Subroto recordó que, formalmente, Indonesia sólo había “suspendido” su membresía, por lo que esperaba no hubiera dificultad para reactivarla.

En el otoño, sin embargo, se mencionó que la decisión de readmitir a Indonesia —o reactivar su membresía, como algunos prefieren expresar— entrañase algunas complicaciones. Como decimotercer miembro, Indonesia aportará entre 800 y 900 mil b/d a la producción total del cartel, con lo cual se ampliará hasta alrededor de 2.5 Mbd el excedente respecto del tope establecido y ratificado a fines de 2014 de 30 millones de barriles. Este hecho puede llevar a algunos de los miembros, insatisfechos con la estrategia saudita, a plantear un recorte en el monto global de oferta e, incluso, a reabrir la cuestión enormemente contenciosa de las cuotas nacionales, que dejaron de definirse —precisamente por la dificultad de conseguir acuerdos al respecto— desde 2012. Otro elemento que ha aparecido en los debates acerca de la readmisión de Indonesia es el significado que tendrá para la OPEP acoger en su seno a un importador neto (actualmente exporta alrededor de 200 e importa 300 mbd), lo que ocurriría por primera ocasión.¹⁶⁴

Como se esperaba, la Conferencia admitió la readmisión de Indonesia como miembro de la Organización.¹⁶⁵

México, toca la puerta de la AIE

El 16 de noviembre de 2015, en París en el curso de una reunión ministerial de la Agencia Internacional de Energía en la que participaba —quizá como observador o invitado— el secretario de Energía formalizó la solicitud del gobierno de México para ser admitido como miembro de la Agencia. Lo hizo —según el boletín alusivo de la SE— flanqueado por los “representantes de los países que acompañan a México en su propuesta (Estados Unidos y Canadá)”, y ante el director de la AIE. El secretario “señaló que la AIE ofrece un espacio para desarrollar respuestas conjuntas y esquemas de cooperación mundial para garantizar la seguridad energética, promover el desarrollo económico y fomentar la sostenibilidad ambiental a nivel global”. Subrayó también que “la AIE se consolida

164 Por ejemplo, Alex Lawler, “Indonesia’s return to OPEC complicates Dec decision on output target”, *Reuter News*, Londres, 11 de octubre de 2015 (<http://www.reuters.com/article/2015/10/11/opec-oil-indonesia-idUSL5N1221K820151011-jwps21pXoKv6ZwzZ.97>) y Made Sentana et al, “OPEC Accepts Indonesia’s Return to Oil Group”, *The Wall Street Journal*, 8 de septiembre de 2015 (<http://www.wsj.com/articles/opec-accepts-indonesias-return-to-oil-group-1441719614>).

165 Véase “OPEC 168th Meeting concludes”, *OPEC Pree Release*, Viena, 4 de diciembre de 2015 (http://www.ope.org/opec_web/en/press_room/3193.htm).

como el foro de política energética más importante a nivel mundial, adaptándose a las nuevas circunstancias del entorno y al sumar la representación de una pluralidad de naciones productoras y consumidoras de petróleo.¹⁶⁶

El proceso de adhesión de México, según el mismo boletín, “incluye una visita inicial de un equipo de la AIE, una revisión de política energética y de compatibilidad con el marco jurídico nacional y un diagnóstico de respuesta ante emergencias.”

Por su parte, el director de la AIE dijo estar complacido de que México, “significativo productor y consumidor de energía”, diera tal paso, pues permitirá fortalecer la cooperación y “abre la puerta para una mayor presencia en América Latina”. Cabe esperar, agregó, que la reforma energética de México siga adelante y se vea reforzada y acelerada por la vinculación más estrecha con la Agencia”. Señaló que se adoptarán las medidas requeridas para que México “reúna las condiciones para ser miembro de la Agencia.”¹⁶⁷

En materia de ingreso de nuevos miembros, la Agencia estatuye que:

“Antes de adquirir la calidad de miembro de la AIE, un candidato debe ser miembro de la OECD y demostrar que dispone:

- como importador petrolero neto, de reservas de petróleo crudo y/o de derivados, equivalentes a 90 días de las importaciones netas promedio del año anterior, a las que el gobierno (incluso no siendo propietario directo de ellas) tiene acceso inmediato en caso de que se activen las Medidas Coordinadas de Respuesta a Emergencias (CREM) —que constituyen un sistema de reacción rápida y flexible ante trastornos reales o inminentes de suministro petrolero;
- un programa de restricción de demanda para reducir el consumo nacional de petróleo hasta en 10 por ciento;
- la legislación y organización para operar el CREM a escala nacional; y,
- legislación y procedimientos en vigor que aseguren que todas las compañías petroleras que operan bajo su jurisdicción entregarán la información que resulte necesaria.

Un procedimiento demostrará si el país miembro potencial puede o no cumplir con estos requerimientos, durante el cual la Secretaría de la AIE asesora al país candidato y

166 Secretaría de Energía, “El gobierno de México presenta solicitud de adhesión a la Agencia Internacional de Energía”, Boletín 113/2015, 16 de noviembre de 2015 (http://sener.gob.mx/portal/Default_blt.aspx?id=3324).

167 International Energy Agency, “Mexico plans to join International Energy Agency”, Press release, París, 16 de noviembre de 2015 (<https://www.iea.org/newsroomandevents/pressreleases/2015/november/mexico-plans-to-join-international-energy-agency.html>).

trabaja con él. La decisión final corresponde a la Junta de Gobierno.¹⁶⁸

Los escuetos e insustanciales boletines de la SENER y de la AIE no mencionan si México hará valer, en su procedimiento de ingreso, su condición de exportador neto de crudo, condición que compartiría con sólo cuatro de los actuales 29 miembros de la Agencia —un club de importadores netos.

AIE / EXPORTADORES E IMPORTADORES NETOS(-) DE HIDROCARBUROS

País	X netas (millones de toneladas de petróleo equivalente)	2013
Canadá	Carbón, turba y petróleo shale	15,249
	Crudo, GNL y líquidos	102,041
	Derivados del petróleo	13,855
	Gas natural	46,546
	Exportación neta total	177,691
Dinamarca	Carbón, turba y petróleo shale	(-) 2,848
	Crudo, GNL y líquidos	1,750
	Derivados del petróleo	(-) 688
	Gas natural	590
	Exportación neta total	(-) 1,196
Estonia	Carbón, turba y petróleo shale	(-) 2
	Crudo, GNL y líquidos	507
	Derivados del petróleo	(-) 1,450
	Gas natural	(-) 555
	Exportación neta total	(-) 1,500
México	Carbón, turba y petróleo shale	(-) 4,109
	Crudo, GNL y líquidos	66,860
	Derivados del petróleo	(-) 21,735
	Gas natural	(-) 21,302
	Exportación neta total	18,714
Noruega	Carbón, turba y petróleo shale	676
	Crudo, GNL y líquidos	57,458
	Derivados del petróleo	9,839
	Gas natural	89,831
	Exportación neta total	157,904

FUENTE: IEA, *Headline Energy Data* (http://www.iea.org/media/statistics/IEA_HeadlineEnergyData_2015.xlsx)

168 “International Energy Agency, “Membership”, <http://www.iea.org/aboutus/faqs/membership/#d.en.20933>

Por el volumen de sus exportaciones netas de crudo, GNL y líquidos, según las cifras anuales más recientes de la propia AIE, sería el segundo, con 66.9 millones de barriles de petróleo equivalente; muy atrás de Canadá, con 102 millones; algo por encima de Noruega, con 57.5 millones y muy arriba de Dinamarca (1.8 millones) y Estonia (0.5 millones). Si se consideran, además, el carbón, la turba y el petróleo *shale*; los petrolíferos y el gas natural, sólo Canadá y Noruega son exportadores netos de hidrocarburos en la AIE. A ellos se sumaría México.

Nadie pareció recordar que Noruega, el único exportador neto significativo en 1974, cuando se estableció la Agencia, no solicitó su adhesión, sino negoció un Acuerdo Especial, cuyos términos siguen amparando su presencia en la AIE, a la que no se unió sino en la que participa.

Quizá el asunto no preocupó a la autoridad mexicana ante la perspectiva, más bien cercana, de que el país pierda su condición de exportador neto, sobre todo si la promesa de producción y exportaciones de crudo crecientes en que se predicó la reforma no se materializa o lo hace en otros tiempos y a otros ritmos.

En todo caso, más de tres meses después de que México y sus padrinos presentaron la solicitud, México todavía no aparece en la lista oficial de miembros de la Agencia.

Aspectos del derrumbe. El mercado petrolero mundial en 2015. Comportamiento – Tópicos – Geopolítica, editado por el Programa Universitario de Estudios del Desarrollo de la UNAM. Diseño de portada y formación a cargo de Nayatzin Garrido y estuvo al cuidado de Margarita Flores.

El Grupo de Energía del Programa Universitario de Estudios del Desarrollo (PUED) estudia las interacciones entre el sector de la energía—en sus vertientes de hidrocarburos, electricidad y fuentes renovables— y su proceso de transición, con los avatares y tendencias del desarrollo de la economía y la sociedad mexicanas. Con la transformación del sector global de la energía, en especial de su segmento de hidrocarburos, y el sesgo exportador de la explotación del petróleo en México, acentuado con la reforma energética, el comportamiento del mercado mundial resulta crucial para las opciones que se presentan a México. El Grupo de Energía dedica atención constante al examen de ese comportamiento.

Aspectos del derrumbe – el mercado petrolero mundial en 2015 tiene su origen en una serie de documentos mensuales que, a lo largo de ese año, siguieron la pista —las diversas pistas— de la accidentada evolución del sector petrolero internacional. Ahora se presenta con un agrupamiento temático que cubre tres áreas principales: Primera, el comportamiento mismo del mercado —examinado a partir de los fundamentales que lo determinan: oferta, demanda y existencias comerciales, y de otros factores, entre ellos la especulación financiera —para explicar el hecho más significativo: la descomunal caída de los precios. Segunda, el examen detallado de algunos de los tópicos que marcaron el año: la llamada ‘estrategia saudita’, examinada en su origen, contenido, alcance y consecuencias; y, la conexión indisoluble con los temas ambientales: el calentamiento global, la COP21 y la transición energética. Tercera, algunas cuestiones sobresalientes de la geopolítica del petróleo en 2015: el debate y desenlace sobre el régimen de sanciones a Irán; el fin de la ‘prohibición’ de las exportaciones de crudo por parte de Estados Unidos, y las decisiones adoptadas por dos actores, Indonesia y México, para afiliarse a alguno de los clubes petroleros multilaterales. Se espera que el texto arroje luz sobre uno de los lapsos más complicados e inciertos por los que ha atravesado el mundo petrolero.

El autor, economista y diplomático mexicano, fue distinguido como embajador eminente en 1988. A partir de 2003, en la UNAM, ha estado adscrito al Centro de Investigaciones Interdisciplinarias en Ciencias y Humanidades y, desde 2014, al PUED.

ISBN: 978-607-02-8048-1



Programa
Universitario
de Estudios
del Desarrollo
UNAM