
III. POLÍTICA ENERGÉTICA

Resultados de la Cuarta Convocatoria de la Ronda Dos (SENER)

El 31 de enero de 2018, la Secretaría de Energía (SENER) comunicó que, en sesión pública transmitida en vivo, se realizó la apertura de propuestas y declaración de licitantes ganadores de los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos, correspondientes a la Cuarta Convocatoria de la Ronda Dos. Las áreas contractuales licitadas se encuentran ubicadas en tres provincias petroleras en aguas profundas del Golfo de México: Cinturón Plegado Perdido, Cordilleras Mexicanas y Cuenca Salina. A continuación se presenta la información.

El 31 de enero de 2018, en sesión pública transmitida en vivo, se realizó la apertura de propuestas y declaración de licitantes ganadores de los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos, correspondientes a la Cuarta Convocatoria de la Ronda Dos. Las áreas contractuales licitadas se encuentran ubicadas en tres provincias petroleras en aguas profundas del Golfo de México: Cinturón Plegado Perdido, Cordilleras Mexicanas y Cuenca Salina.

Gracias a este proceso de licitación, México podrá continuar desarrollando áreas con gran potencial petrolero que no se habían aprovechado anteriormente dadas las condiciones y retos económicos y tecnológicos que implican este tipo de áreas.

En la licitación participaron 18 empresas, agrupadas en 19 licitantes. Como resultado del proceso, se adjudicaron 19 contratos a 11 licitantes. Los resultados confirman el interés que tienen las empresas de gran capacidad y prestigio internacional por invertir en México lo que fortalece y hace más competitivo el sector hidrocarburos de México.

Dado que la modalidad de los contratos licitados es licencia, éstos se adjudicaron con base en la propuesta de regalía adicional, compromisos de inversión adicionales y montos en efectivo realizadas por los participantes.

En promedio, la regalía adicional de las posturas ganadoras fue de 16.1%. Como parte de las propuestas ganadoras, los licitantes se comprometieron a realizar 23 pozos adicionales, y al pago de montos en efectivo por un total de 525 millones de dólares.

Adicionalmente, los contratistas tributarán a través de la cuota contractual para la fase exploratoria; una regalía básica; el impuesto por las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, y el impuesto sobre la renta. Considerando estos elementos, el Estado recibirá en promedio 64.7% del valor de las utilidades de los proyectos.

Los contratos prevén un esquema fiscal progresivo de forma que el Estado percibirá un porcentaje mayor de la utilidad de los proyectos estimada en 67.2% en caso de que se observe un comportamiento favorable del precio de los hidrocarburos, se presenten eficiencias en costos, o que se descubran volúmenes superiores a los previstos.

Se estima que la inversión total a lo largo de la vigencia de estos contratos podría ascender a 92.8 miles de millones de dólares.

La adjudicación de los Contratos y el fallo de la licitación se formalizarán a más tardar el 2 de febrero del presente año, en sesión extraordinaria del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos. Se espera que la suscripción de los contratos se lleve a cabo dentro de los siguientes 90 días naturales siguientes a la publicación del fallo en el Diario Oficial de la Federación.

Con estos resultados se confirma la confianza que existe en México como un destino atractivo para la inversión productiva de largo plazo, más allá del actual entorno por el que atraviesa el mercado internacional de hidrocarburos.

Los resultados del evento, así como el proceso completo de las licitaciones correspondientes a la Ronda Dos, pueden consultarse en la dirección electrónica <http://www.rondasmexico.gob.mx>.

Fuente de información:

<https://www.gob.mx/sener/prensa/resultados-de-la-cuarta-convocatoria-de-la-ronda-dos>

Se adjudican a Pemex cuatro bloques en la Ronda 2.4 de las licitaciones de la CNH (Pemex)

El 31 de enero de 2018, Petróleos Mexicanos (Pemex) informó que como parte de su estrategia para complementar su portafolio exploratorio y cumplir con sus metas de incorporación de reservas en el mediano y largo plazos, Pemex participó exitosamente en la Cuarta Convocatoria de la Ronda 2 de las licitaciones de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Pemex logró la adjudicación de cuatro de los bloques licitados correspondientes a aguas profundas del Golfo de México: dos en asociación y dos de manera individual. El consorcio conformado por Pemex Exploración y Producción (PEP) y la petrolera anglo-holandesa *Shell* logró adjudicarse el bloque 2 del área de Perdido. Asimismo, el consorcio de PEP con la estadounidense *Chevron* y la japonesa *Inpex* ganó el área 22 de la provincia Cuenca Salina. De manera individual, Pemex obtuvo la adjudicación de los bloques 5 de la zona de Perdido, así como el área 18 de la provincia Cordilleras Mexicanas.

Pemex continúa aprovechando los mecanismos que ofrece la Reforma Energética. Con estos resultados avanza en el fortalecimiento de su portafolio para alcanzar las metas de su Plan de Negocios y consolida su posición estratégica en aguas profundas del Golfo de México, complementando capacidades y compartiendo riesgos financieros, tecnológicos y geológicos.

Las menciones de Pemex pueden referirse a Petróleos Mexicanos o a cualquiera de sus Empresas Productivas Subsidiarias.

Fuente de información:

http://www.pemex.com/saladeprensa/boletines_nacionales/Paginas/2018-008-nacional.aspx

Mantener finanzas sanas y disciplina financiera, objetivos de Pemex para 2018 (Pemex)

El 30 de enero de 2018, Petróleos Mexicanos (Pemex) informó que el Director General de Pemex afirmó que los objetivos de la empresa en este año son mantener finanzas sanas, disciplina financiera y cumplir con los niveles de producción establecidos en su Plan de Negocios.

Destacó que lo importante es hacer de Pemex una empresa rentable, más competitiva y que saque más provecho de la Reforma Energética impulsada a lo largo de esta administración.

“Tenemos cubiertas las necesidades financieras de la empresa hasta 2018, es decir, ya no necesitamos ir a endeudarnos para cubrir las necesidades financieras de este año”, dijo el director general de Pemex en el Foro Energy México Oil Gas 2018, donde destacó que en 2017 por primera vez en años esta empresa alcanzó un superávit primario.

Mencionó que la empresa contrató por segundo año consecutivo una cobertura petrolera a 48.5 dólares por barril, lo que garantiza sus ingresos. Por ello, afirmó que Pemex seguirá siendo una empresa propiedad de los mexicanos y la más emblemática del país.

Ante los empresarios del sector energético, Treviño Medina, explicó que la empresa continuará con un intenso programa de asociaciones y alianzas estratégicas a fin de incrementar la producción e impulsar el desarrollo de su potencial petrolero.

En este sentido, anunció que en breve se lanzarán diversos *farmouts* o asociaciones agrupados en diferentes clusters en la porción terrestre de las cuencas del sureste, los cuales incluyen tanto campos en explotación como oportunidades de exploración.

En su intervención, dijo que Pemex está comprometido con la seguridad y el medio ambiente, y destacó que se redujo significativamente el envío de gas a la atmósfera. En 2017, la empresa registró el mejor nivel de seguridad con un índice de 0.34 accidentes por millón de horas-hombre laboradas.

En el Foro *Energy México Oil Gas 2018* participan 85 empresas nacionales y extranjeras del sector energético.

Fuente de información:

http://www.pemex.com/saladeprensa/boletines_nacionales/Paginas/2018-007-nacional.aspx

Petróleo crudo de exportación (Pemex)

El 26 de enero de 2018, Petróleos Mexicanos (Pemex) informó que durante el período enero-diciembre de 2017, el precio promedio de la mezcla de petróleo crudo de exportación fue de 46.73 dólares por barril (d/b), lo que significó un aumento de 31.08%, con relación al mismo lapso de 2016 (35.65 d/b).

Cabe destacar que en diciembre de 2017, el precio promedio de la mezcla de petróleo crudo de exportación fue de 54.14 d/b, cifra 1.77% mayor con respecto al mes inmediato anterior (53.20%), 26.50% mayor con relación a diciembre pasado (42.80 d/b).

Durante 2017, se obtuvieron ingresos por 20 mil 23 millones de dólares por concepto de exportación de petróleo crudo mexicano en sus tres tipos, cantidad que representó un aumento de 28.50% respecto al mismo período de 2016 (15 mil 582 millones de dólares). Del tipo Maya se reportaron ingresos por 18 mil 76 millones de dólares (90.28%), del tipo Olmeca se obtuvieron 358 millones de dólares (1.79%) y del tipo Istmo se percibió un ingreso de un mil 589 millones de dólares (7.94%).

VALOR DE LAS EXPORTACIONES DE PETRÓLEO CRUDO
-Millones de dólares-

	Total	Istmo	Maya ^{a/}	Olmeca	Por región		
					América	Europa	Lejano Oriente ^{b/}
2003	16 676	255	14 113	2 308	14 622	1 495	560
2004	21 258	381	17 689	3 188	19 003	1 886	369
2005	28 329	1 570	22 513	4 246	24 856	2 969	504
2006	34 707	1 428	27 835	5 443	30 959	3 174	574
2007	37 937	1 050	32 419	4 469	33 236	3 858	843
2008	43 342	683	37 946	4 712	38 187	4 319	836
2009	25 605	327	21 833	3 445	22 436	2 400	769
2010	35 985	2 149	27 687	6 149	31 101	3 409	1 476
2011	49 380	3 849	37 398	8 133	41 745	4 888	2 747
2012	46 851	3 904	35 193	7 754	37 051	6 611	3 189
2013	42 712	3 926	34 902	3 884	32 125	6 472	4 114
2014	35 638	4 557	27 967	3 115	26 188	6 555	2 895
2015	18 451	3 489	12 629	2 333	11 599	3 733	3 119
2016	15 582	2 108	11 905	1 569	8 026	3 437	4 119
2017	20 023	1 589	18 076	358	10 921	3 656	5 447
Enero	1 526	134	1 288	105	996	345	185
Febrero	1 525	157	1 342	26	846	214	465
Marzo	1 309	33	1 251	25	725	244	340
Abril	1 327	11	1 262	54	901	212	214
Mayo	1 303	13	1 290	0	900	211	192
Junio	1 433	146	1 287	0	945	205	282
Julio	1 716	125	1 520	71	914	331	471
Agosto	1 583	140	1 365	78	783	306	494
Septiembre	1 679	234	1 445	0	709	338	632
Octubre	℞/2 057	245	℞/1 812	0	908	370	℞/779
Noviembre	℞/2 215	210	℞/2 005	0	1 075	412	℞/728
Diciembre	2 351	141	2 210	0	1 219	467	665

a/ Incluye Crudo Altamira y Talam.

b/ Incluye otras regiones.

℞/ Cifra revisada.

FUENTE: Pemex.

Fuente de información:

http://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Indicadores%20Petroleros/epreciopromedio_esp.pdf

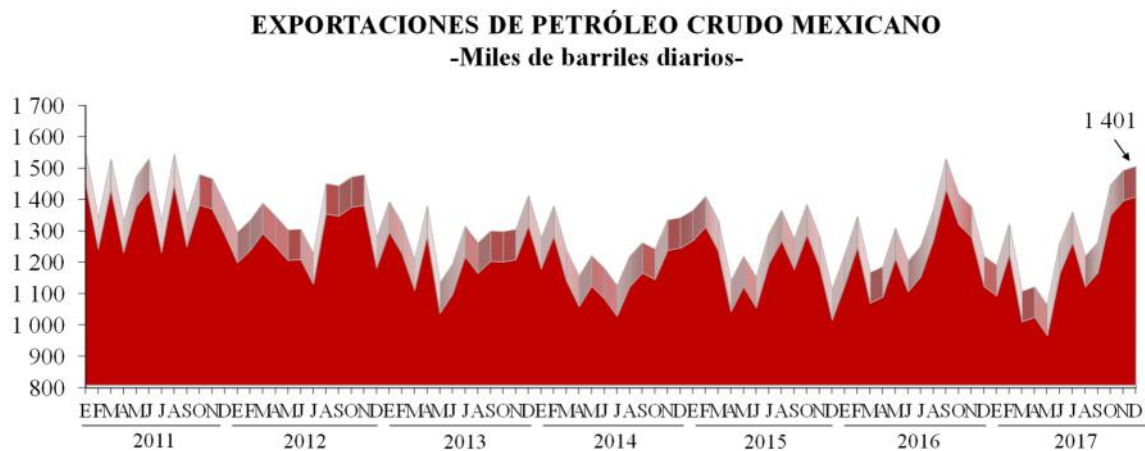
http://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Indicadores%20Petroleros/evalorexporta_esp.pdf

Volumen de exportación de petróleo (Pemex)

De conformidad con información de Pemex, durante el período de enero-diciembre de 2017, se exportaron a los diferentes destinos un volumen promedio de 1.174 millones de barriles diarios (mb/d), cantidad 1.68% menor a la reportada en el mismo lapso de 2016 (1.194 mb/d).

En diciembre de 2017, el volumen promedio de exportación fue de 1.401 mb/d, lo que significó un aumento de 0.94% respecto al mes inmediato anterior (1.388 mb/b), mayor en 25.65% con relación a diciembre de 2016 (1.115 mb/d).

Los destinos de las exportaciones de petróleo crudo mexicano, durante el 2017, fueron los siguientes: al Continente Americano (54.34%), a Europa (18.65%) y al Lejano Oriente (27.00%).



Fuente de información:

http://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Indicadores%20Petroleros/evolexporta_esp.pdf

Pemex es reconocido internacionalmente por su destacada actividad en los mercados financieros (Pemex)

El 26 de enero de 2018, Petróleos Mexicanos (Pemex) informó que Pemex es reconocido por prestigiosas publicaciones internacionales debido a su destacada actividad en los mercados financieros, y producto de la estrategia instrumentada por la empresa para promover la óptima gestión de su estructura de financiamiento, así como la conducción prudente de sus finanzas.

La acreditada publicación especializada en inteligencia de mercados de capital *International Financing Review (IFR)*, otorgó a Pemex el reconocimiento al mejor bono en Latinoamérica por la emisión de 4.25 mil millones de euros, en febrero 2017, al considerar la oportunidad de la emisión y las condiciones obtenidas.

Bonds & Loans confirió a Petróleos Mexicanos la distinción de “La transacción cuasi-soberana de deuda del año” por la operación de 5.5 mil millones de dólares, en diciembre de 2016. Este reconocimiento se dio después de un proceso exhaustivo de selección de casos de estudio y considerando la opinión emitida por diversos especialistas del mercado.

Pemex también fue galardonado con el premio “Emisor Corporativo del año” por la revista *LatinFinance*, fuente especializada en economía y mercados financieros de Latinoamérica y el Caribe.

Esta publicación resaltó que, a pesar de la volatilidad en los mercados financieros observada en 2017, la empresa logró atractivas condiciones de financiamiento en términos de costo y plazo, con la participación de una diversificada base de inversionistas en las tres emisiones realizadas: 5.5 mil millones de dólares en diciembre de 2016; 4.25 mil millones de euros en febrero de 2017, y 450 millones de libras esterlinas en noviembre de 2017, junto con la transacción de manejo de pasivos en julio del año pasado.

Estos tres premios otorgados por *International Finance Review*, *Bonds & Loans* y *LatinFinance*, reflejan el liderazgo y amplia aceptación de Petróleos Mexicanos en los mercados financieros internacionales, así como la confianza de los inversionistas en el rumbo de la empresa.

Fuente de información

http://www.pemex.com/saladeprensa/boletines_nacionales/Paginas/2018-006-nacional.aspx

Pemex coloca 2 bonos con vencimiento en 2028 y 2048 en el mercado de dólares.

El 1° de febrero del 2018, Pemex publicó en *boletines nacionales*, que Petróleos Mexicanos colocara dos bonos con vencimiento a 10 y 30 años respectivamente, por un total de 4 mil millones de dólares divididos de la siguiente manera:

- 2.5 mil millones de dólares con vencimiento en febrero de 2028, con un rendimiento de 5.35%, y
- 1.5 mil millones de dólares con vencimiento en febrero de 2048, con un rendimiento de 6.35 por ciento.

Esta operación permitirá mejorar la eficiencia de la curva de rendimientos, lo que se reflejará en un mejor costo financiero para la empresa.

Con esta transacción que Petróleos Mexicanos realizará será la tercera desde el 2016, con un componente de manejo de pasivos y se enmarca como parte del esfuerzo de la compañía por preservar el buen funcionamiento y descubrimiento de los precios bonos en dólares.

Con los recursos obtenidos en la operación, 2 mil millones de dólares se utilizarán para recomprar bonos con vencimientos durante 2019 y 2020. Asimismo, se está ejecutando una oferta de intercambio de los bonos presentados en la siguiente tabla, con vencimiento en 2044 y 2046 por la nueva referencia a 30 años.

BONO EN DÓLARES DE PEMEX		MONTO EN CIRCULACIÓN
TASA	VENCIMIENTO	
5.50%	junio de 2044	2 658 MDD
5.63%	enero de 2046	3 000 MDD

FUENTE: Pemex.

Los resultados, que se derivan de la recompra y del intercambio, se darán a conocer una vez que se definan las condiciones finales de dichas ofertas y conforme a los requisitos legales correspondientes.

Se contó con la participación de inversionistas de Estados Unidos de Norteamérica, Europa, Medio Oriente, Asia y México, principalmente. La demanda aproximada fue 25 mil millones de dólares, representando una sobre suscripción de 6.5 veces el monto total emitido. Los agentes colocadores fueron BNP Paribas Securities Corp., Citigroup Global Markets Inc., Merrill Lynch, Pierce, Fenner & Smith Incorporated y SMBC Nikko Securities America, Inc.

En un entorno de volatilidad e incertidumbre en los mercados financieros, esta operación refleja la confianza de los inversionistas en la estrategia financiera de la actual administración.

Fuente de información:

http://www.pemex.com/saladeprensa/boletines_nacionales/Paginas/2018-009-nacional.aspx

Actualizan tarifas por el servicio público de distribución de energía eléctrica (CFE)

El 18 de enero de 2018, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) publicó en el Diario Oficial de la Federación la “Actualización de las tarifas que aplicará la Comisión Federal de Electricidad por el servicio público de distribución de energía eléctrica durante el período que comprende del 1° de enero de 2018 al 31 de diciembre de 2018”. A continuación se presenta el contenido.

CFE Distribución empresa productiva subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad.- Dirección General.

Asunto: Actualización de las tarifas que aplicará la Comisión Federal de Electricidad por el servicio público de distribución de energía eléctrica durante el período que comprende del 1 de enero de 2018 al 31 de diciembre de 2018

Hago referencia al Acuerdo A/074/2015 (el Acuerdo) del 31 de diciembre de 2015, mediante el cual la Comisión Reguladora de Energía (la Comisión) expide las tarifas que aplicará la Comisión Federal de Electricidad (CFE) por el servicio público de distribución de energía eléctrica durante el período tarifario inicial que comprende del 1 de enero de 2016 y hasta el 31 de diciembre de 2018, y en el cual se establecen los mecanismos de ajuste de dichas tarifas que deberá realizar la Comisión durante el período tarifario inicial.

Por otra parte, el artículo 36, fracción V, del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía, publicado en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 28 de abril de 2017, señala que corresponderá al Jefe de la Unidad de Electricidad de la Comisión coordinar los procesos de evaluación y determinación inicial de tarifas, precios y contraprestaciones, así como sus revisiones o ajustes periódicos para las Actividades Reguladas en materia económica.

En este sentido, a través del presente se actualizan y ajustan las tarifas por el servicio público de distribución de energía eléctrica, establecido en los Considerandos Trigésimo noveno y Cuadragésimo, en términos de los Anexos B Factor de ajuste por inflación y C Factores de eficiencia en costos de explotación y de economías de escala del Acuerdo, que serán aplicables del 1 de enero de 2018 al 31 de diciembre de 2018, de la siguiente manera:

1. La actualización de las tarifas de distribución debe considerar un factor de ajuste por inflación, uno por eficiencia en costos y uno de economías de escala, de acuerdo con la siguiente fórmula de indexación:

$$T_t^i = T_{t-1}^i \times (1 + \text{Inflación} - \text{FEC} - \text{FEE})$$

Donde:

T_t^i , es la tarifa del usuario de la categoría “i” en el período “t”.

T_{t-1}^i , es la tarifa del usuario de la categoría “i” en el período t-1.

Inflación, es la variación entre el período “t-1” y “t” del Índice Nacional de Precios al Productor indicado en el siguiente punto.

FEC, es el Factor de eficiencia de costos.

FEE, es el Factor de economías de escala.

2. Para el cálculo del ajuste por inflación descrito en el punto anterior, se considera la variación del Índice Nacional de Precios al Productor para México en el mes de octubre con respecto al del mismo mes en el año inmediato anterior, en los términos establecidos en el Anexo B Factor de ajuste por inflación del Acuerdo, con ello se obtiene un ajuste por inflación del 5.47 por ciento.
3. Conforme a lo dispuesto en el Anexo C Factores de eficiencia en costos de explotación y de economías de escala del Acuerdo, están dados en la tabla, siguiente:

DIVISIÓN	Factor de eficiencia en costos -En porcentaje-	Factor de economías de escala -En porcentaje-
Baja California	1.7	1.0
Bajío	0.1	1.0
Centro Occidente	0.0	1.0
Centro Oriente	1.3	1.0
Centro Sur	1.2	1.0

Golfo Centro	0.5	1.0
Golfo Norte	1.0	1.0
Jalisco	0.9	1.0
Noroeste	1.0	1.0
Norte	2.6	1.0
Oriente	1.7	1.0
Peninsular	0.9	1.0
Sureste	3.2	1.0
Valle de México Centro	4.0	1.0
Valle de México Norte	4.9	1.0
Valle de México Sur	4.6	1.0

4. Por lo anterior, las tarifas que se aplicarán por el servicio público de distribución de energía eléctrica durante el período que comprende del 1° de enero de 2018 al 31 de diciembre de 2018, es la siguiente:

DIVISIÓN	Tarifa DB1	Tarifa DB2	Tarifa PDBT	Tarifa GDBT	Tarifa GDMT
	Doméstico Baja Tensión hasta 150 kWh-mes	Doméstico Baja Tensión mayor a 150 kWh-mes	Pequeña Demanda Baja Tensión hasta 25 kW-mes	Gran Demanda Baja Tensión mayor a 25 kW-mes	Gran Demanda en Media Tensión
	\$/kWh-mes	\$/kWh-mes	\$/kWh-mes	\$/kW-mes	\$/kW-mes
Baja California	0.6829	0.7782	0.6250	180.50	83.98
Bajío	1.0535	0.9028	0.8586	340.17	90.16
Centro Occidente	1.4146	1.2122	1.1529	456.78	142.82
Centro Oriente	1.3326	1.1420	1.0861	430.30	139.09
Centro Sur	1.5027	1.2878	1.2247	485.24	205.59
Golfo Centro	1.0281	0.8327	1.0320	347.26	114.82
Golfo Norte	0.7516	0.6087	0.7545	253.86	53.64
Jalisco	1.5209	1.3033	1.2396	491.11	148.50
Noroeste	0.8342	0.6592	0.7181	197.30	84.16
Norte	1.2714	1.1260	1.2020	323.63	68.83
Oriente	1.4607	1.2517	1.1905	471.67	189.25
Peninsular	0.9471	0.7840	0.9108	274.60	84.18
Sureste	1.2935	1.1085	1.0543	417.70	134.22
Valle de México Centro	0.7252	0.6215	0.5910	234.17	58.56
Valle de México Norte	0.9435	0.8085	0.7690	304.66	84.34
Valle de México Sur	0.9067	0.7770	0.7390	292.79	65.67

5. Finalmente, se actualiza el Considerando Quincuagésimo séptimo y el acuerdo Undécimo del Acuerdo, respecto a la publicación, de las tarifas, en el DOF.

Lo anterior, con fundamento en los artículos 2, fracción III, y 43 Ter de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 1, 2, fracción II, 3, 4, 22, fracciones I, III, IV, XXIV y XXVII, 27, 41, fracción III, y 42 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 12, fracciones III, IV, LII y LIII, 137, 138, fracción II, 140, fracciones I y II, de la Ley de la Industria Eléctrica; 1, 13, 16, fracciones VII, IX y X, 35, 38 y 39 de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo; 47 del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica, y 1, 2, 7, fracción X, 28, 29, fracciones III, XIII y XXIII, 36, fracciones V, XX, XXII, XXXVII, del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía, esta Comisión.

Fuente de información:

http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5510836&fecha=18/01/2018

Para tener acceso a información relacionada visite:

http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5507034&fecha=07/12/2017

http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5507469&fecha=12/12/2017

La Comisión Federal de Electricidad coloca Fideicomiso de Inversión en Energía e Infraestructura (BMV)

El 8 de febrero de 2018, la Bolsa Mexicana de Valores (BMV) comunicó que la Comisión Federal de Electricidad (CFE)¹ colocó el primer Fideicomiso de Inversión en Energía e Infraestructura (FIBRA E) enfocada al sector energético.

— La Bolsa Mexicana de Valores refrenda su compromiso en el desarrollo de nuevos productos que aporten al crecimiento de la economía nacional. A continuación se presenta el contenido.

¹ <http://saladeprensa.cfe.gob.mx/boletines/show/8485/>

El 8 febrero de 2018, CFECapital, S. de R.L. de C.V. llevó a cabo su Oferta Pública Primaria Global de Certificados Bursátiles Fiduciarios de Inversión en Energía e Infraestructura (CBFEs), con clave de cotización “FCFE”, a través de CI Banco, S.A., Institución de Banca Múltiple, en su calidad del fiduciario emisor, y cuyo fideicomiso fue constituido principalmente para recibir como aportación de CFE Transmisión, el 100% de los derechos de cobro bajo el Convenio CENACE en el que se establecen los mecanismos de operación técnica y comercial de transmisión de energía eléctrica.

Es importante destacar que ésta es la primera emisión de una FIBRA E orientada al sector energético, que bajo este innovador esquema permite a las compañías públicas y privadas, recibir inversiones y/o monetizar su participación accionaria en proyectos y/o activos de energía e infraestructura.

En México se colocaron 574 millones 705 mil CBFEs por un monto de 10 mil 919 millones de pesos; mientras que en los mercados extranjeros se colocaron 287 millones 795 mil CBFEs al amparo de la Regla 144A y Regulación S, equivalente a 5 mil 468 millones de pesos; en ambos casos considerando las opciones de sobreasignación.

El 66.63% de la Oferta de “FCFE” se colocó en México y el 33.37% restante en los mercados internacionales.

En suma, la Oferta de CFECapital fue por un total de 862 millones 500 mil CBFEs, lo que equivale a 16 mil 388 millones de pesos.

La Oferta de “FCFE” se distribuyó entre aproximadamente mil 500 inversionistas.

Con los recursos de la Oferta, CFECapital, S. de R.L. de C.V. adquirirá el 6.85% de los derechos de cobro establecidos en el Convenio CENACE y que están convenidos con CFE Transmisión. Una vez con los recursos obtenidos por concepto de cesión, CFE Transmisión los destinará principalmente a la modernización y expansión de la red nacional de transmisión.

Los Coordinadores Globales de la Oferta fueron Evercore Casa de Bolsa, S.A. de C.V. y Goldman Sachs & Co. LLC. Mientras que los Intermediarios Colocadores Líderes en México fueron Barclays Capital Casa de Bolsa, S.A. de C.V., Grupo Financiero Barclays México; Casa de Bolsa BBVA Bancomer, S.A. de C.V., Grupo Financiero BBVA Bancomer; Evercore Casa de Bolsa, S.A. de C.V.; Morgan Stanley México, Casa de Bolsa, S.A. de C.V. y Casa de Bolsa Santander, S.A. de C.V., Grupo Financiero Santander México.

La emisión de CFECapital es un claro ejemplo del exitoso resultado de la Reforma Energética, ya que le otorgó a la CFE, la flexibilidad de definir y buscar nuevas estrategias de financiamiento como las que ofrece el Mercado de Valores.

El negocio de transmisión es uno de los activos más estratégicos de México ya que satisface los requerimientos de electricidad del país, con ello la emisión de la primera FIBRA E del sector energético dotará a la CFE una mayor transparencia y supervisión para su gestión operativa y financiera.

Fuente de información:

http://www.bmv.com.mx/docs-pub/SALA_PRENSA/CTEN_BOLE/Bolet%C3%ADn%20de%20Prensa%20FIBRA%20E_FCFE%2008.02.18.pdf

Para tener acceso a información relacionada visite:

<http://saladeprensa.cfe.gob.mx/boletines/show/8485/>

Emiten bono en el mercado Formosa, Taiwán (CFE)

El 11 de febrero de 2018, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) realizó de la segunda emisión de un bono en el mercado Formosa por 727 millones de dólares a un plazo de 30 años. A continuación se presenta la información.

La CFE comunicó haber colocado un nuevo bono amortizable en el mercado Formosa de Taiwán, por 727 millones de dólares a un plazo de 30 años. El bono con vencimiento

en marzo de 2048 otorga al inversionista un rendimiento al vencimiento de 5.00 por ciento.

Con esta transacción, CFE se convierte en emisor mexicano recurrente en el mercado de bonos Formosa, consolidando su presencia en los mercados internacionales de renta fija y ratificando la confianza de los inversionistas al acceder a una tasa menor que la obtenida en su primera emisión.

El mercado de bonos Formosa está orientado a emisores de alta calificación crediticia y exige una calificación de al menos BBB+ en escala internacional. En los últimos años, el mercado Formosa ha crecido de manera importante por su amplia liquidez y ha atraído la participación de emisores internacionales con solidez financiera.

Esta colocación forma parte del programa regular de financiamiento de la CFE para el año 2018, aprobado por el Consejo de Administración de la CFE.

Con los recursos de la colocación del bono se financiarán proyectos de infraestructura eléctrica rentables a un costo competitivo.

El bono cuenta con la calificación internacional BBB+ emitida por las agencias calificadoras Standard & Poor's y Fitch Ratings y Baa1 por parte de Moody's. Los agentes estructuradores fueron Barclays y Morgan Stanley, y el agente colocador fue HSBC.

Con esta colocación, la CFE avanza en su compromiso de seguir fortaleciendo su posición financiera y, así, cumplir con su misión de ofrecer un servicio de mayor calidad, a precios más competitivos y con procesos más amigables con el medio ambiente.

Fuente de información:

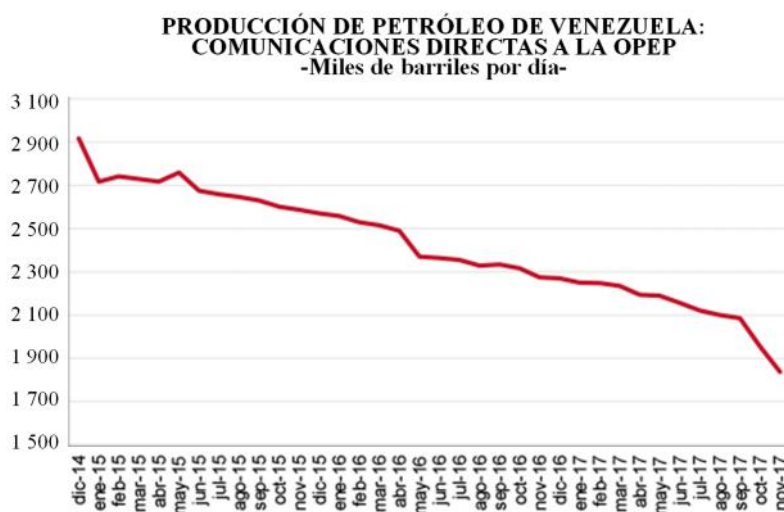
<http://saladeprensa.cfe.gob.mx/boletines/show/8486/>

Venezuela y PDVSA: matando a la gallina de los huevos de oro (RIE)

El 19 de enero de 2018, el Real Instituto Elcano (RIE) publicó el artículo “Venezuela y PDVSA: matando a la gallina de los huevos de oro”, elaborado por Asier Achutegui². A continuación se presenta el contenido.

En un país que depende casi por completo de sus exportaciones de petróleo resulta muy curioso ver que sus gobernantes desprecian a su empresa nacional petrolera. Sin embargo, esto es precisamente lo que ha hecho el gobierno del presidente Nicolás Maduro en Venezuela.

Desde diciembre de 2014 hasta diciembre de 2017, la producción petrolera venezolana ha pasado de 2.9 millones de barriles/día a 1.8 millones según informa el propio gobierno a la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP). Esta reducción supone pérdidas de más de 62 millones de dólares diarios, teniendo en cuenta el promedio del precio de la Canasta en Venezuela de diciembre.



FUENTE: OPEP_MOMR de diciembre 2014 a diciembre 2017.

² Consultor independiente.

Sería de suponer que un país que está atravesando una de las peores crisis económicas y sociales de su historia buscaría maneras de frenar esa disminución para poder tener acceso a las divisas que tanto necesita. Sobre todo, considerando que, según los datos del Banco Central de Venezuela, las exportaciones petroleras representan aproximadamente el 95% del ingreso de divisas del país (datos de 2015, la última vez que se publicaron cifras de la balanza de pagos) y que los ingresos de Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA) representaron aproximadamente el 37% del PIB en 2016 (según estimaciones de PIB de Torino Capital y comparándolo con los resultados publicados en los estados financieros de PDVSA del 2016). Sin embargo, todas las acciones del gobierno parecieran buscar entorpecer aún más la posibilidad de una recuperación

La disminución de la producción de petróleo es un fenómeno natural dado que los yacimientos se agotan. Para contrarrestar esta disminución natural es necesario administrar los yacimientos de manera efectiva e invertir en tecnologías de maximización de recuperación de los recursos. Por otro lado, la empresa debe desarrollar constantemente nuevos yacimientos para asegurar una producción total estable. Este proceso no está funcionando en PDVSA. La empresa no ha logrado contrarrestar la caída de la producción en las regiones productoras tradicionales. Una caída que es normal tomando en cuenta que llevan produciendo más de 100 años.

Para el país que según la Agencia Internacional de Energía tiene las mayores reservas de petróleo del mundo esto no debería presentar una preocupación mayor, dado que esta pérdida de producción se debería poder reemplazar rápidamente desarrollando nuevos yacimientos. Durante los últimos años, la producción de petróleo en Venezuela ha migrado de las áreas tradicionales en el noroeste del país hacia la región del centro-este en donde se encuentra la Faja Petrolífera del Orinoco (Faja), un área de aproximadamente 55 mil 500 km². Mientras en 2007 la producción de la Faja

representaba el 16% de la producción nacional (según el informe de gestión PDVSA 2008), pasó a representar el 50% en 2016 (según el informe de gestión PDVSA 2016).

En su informe estadístico de 2017, BP estima que a finales del 2016 se podían recuperar, con las tecnologías existentes y de manera económicamente viable, 222 mil millones de barriles de esta región (en comparación, las reservas totales de Arabia Saudita se estiman en 266 mil millones de barriles). El crudo presente en esta área, sin embargo, es de tipo extra pesado, con una gravedad API³ menor a los 10 grados, por lo cual su producción y transporte requieren mayor esfuerzo. Para garantizar el flujo de este petróleo hacia los centros de procesamiento se debe mezclar con algún tipo de diluyente. Inicialmente se utilizaba otro crudo venezolano de mayor gravedad (Mesa 30) que provenía de los campos tradicionales en el noroeste del país, pero debido a la caída natural de los yacimientos que producían estos crudos se comenzó a mezclar con productos derivados de la refinación, particularmente con nafta.

Durante los últimos tres años el sistema venezolano de refinación ha pasado por muchas dificultades, resultando en caídas drásticas de rendimiento, relacionadas sobre todo con la falta de inversión y el envejecimiento de la infraestructura. Esto ha obligado a PDVSA a comenzar a importar nafta, y en algunas ocasiones particulares crudos livianos, para poder mantener el flujo de los diluyentes necesarios para transportar el crudo de la Faja. En principio, estos diluyentes se deberían recuperar después de haber tratado el crudo extra-pesado en las plantas de mejoramiento y luego deberían volver a utilizarse y así mantener un flujo constante. Sin embargo, dado que la capacidad de mejoramiento del crudo no ha podido crecer al ritmo del aumento de producción de la Faja, PDVSA se ha visto obligada a exportar gran parte de esa producción sin separarla del diluyente (nafta con crudo extra-pesado).

³ La gravedad API, o grados API, por sus siglas en inglés *American Petroleum Institute*, es una medida de densidad que, en comparación con el agua a temperaturas iguales, precisa que tan pesado o liviano es el petróleo.

Las dificultades de flujo de caja de PDVSA, que tiene gran parte de su producción comprometida para pagar deudas adquiridas, así como la poca disponibilidad de divisas en el país debido al control cambiario extremadamente restrictivo, han complicado la importación de estos diluyentes en las cantidades necesarias para poder seguir incrementando la producción de la Faja en los niveles necesarios que compensen las caídas de las zonas tradicionales.

Por otra parte, la Faja es una región muy inhóspita, alejada de los centros tradicionales petroleros del país, por lo cual no dispone de la infraestructura necesaria para operar los yacimientos de una manera efectiva. Cada nuevo desarrollo debe venir acompañado de cientos de kilómetros de distintas tuberías (agua, diluyentes, crudo y gas) que permitan el flujo entre el yacimiento y las plantas de procesamiento. También es necesario construir carreteras que unan los centros urbanos con los distintos campos. Esto requiere de grandes inversiones, tiempo y planificación.

Pero lo primordial es contar con personal calificado para cada fase del desarrollo. Lamentablemente, las condiciones laborales ofrecidas por PDVSA, en donde un ingeniero percibe un sueldo equivalente a 20 dólares mensuales, así como la crisis social del país, han hecho que gran parte de las personas calificadas emigren. Esto, combinado con un desprecio permanente a las calificaciones técnicas para aventajar cualquier tipo de proselitismo político, explica la desmoralización de la mayoría de los trabajadores. A los pocos días de haber sido nombrado, el nuevo presidente de PDVSA, el general de brigada Manuel Quevedo, incitó públicamente a la persecución y al acoso laboral de los trabajadores que no demuestren su apoyo incondicional al presidente Maduro.

Todos los niveles gerenciales han sido ocupados por personas identificadas con el presidente Maduro sin importar sus calificaciones o experiencia en la industria, incluyendo la Junta Directiva. Nelson Martínez, el último alto ejecutivo con las

calificaciones técnicas necesarias para resolver los graves problemas internos de la empresa, fue destituido en noviembre. Durante toda su corta gestión tuvo que soportar constantes ataques políticos que no le permitían dedicarse a dirigir la empresa. Adicionalmente, le impusieron a una vicepresidenta ejecutiva (militar), unos vicepresidentes y una Junta Directiva sin conocimientos de la industria, que le reportaban directamente al presidente Maduro, desautorizándolo constantemente y anulando cualquiera de sus decisiones.

Dentro de este contexto tan complicado, resulta imposible desarrollar los campos que puedan compensar la caída de producción natural sin apoyo de socios operativos o financieros. Los socios que aún siguen en Venezuela, sin embargo, se han quejado de que no se les permite participar en los procesos de decisión y que las decisiones políticas privan sobre las operacionales. Adicionalmente, es conocido que PDVSA lleva varios años presentando retrasos en los pagos, por lo que muchos han preferido cortar la relación. En cuanto a apoyo financiero, las recientes sanciones impuestas por el gobierno estadounidense, combinado con la falta de pago de los compromisos internacionales por parte de PDVSA, han destrozado la calificación crediticia de la empresa, incrementando el coste de endeudamiento a niveles inviables.

PRINCIPALES RETOS DE PDVSA



FUENTE: Elaborado por Asier Achutegui.

Por todo lo expuesto anteriormente, la caída en la producción total de Venezuela ha sido inevitable. Lamentablemente, no solamente pareciera que esta tendencia no se revertirá en el corto plazo sino que posiblemente la situación empeorará. Hace unas semanas, el presidente Maduro comenzó a atacar fuertemente a la empresa, responsabilizándola de la crisis económica por la que está pasando el país. Para ello está utilizando al fiscal general, designado directamente por él, quien ha emitido acusaciones y ha efectuado detenciones ilegales contra distintos altos ejecutivos técnicos de PDSVA. Las personas encarceladas fueron acusadas por televisión pública, sin derecho a una legítima defensa y sin obtener acceso a los expedientes judiciales que contienen sus acusaciones; además, están aislados totalmente sin poder tener contacto con sus familiares. Los trabajadores están desmoralizados y con miedo a persecuciones políticas, algo que ha sido acentuado por la militarización de la empresa que se ha llenado de uniformados, miembros de la Guardia Nacional, cercanos al nuevo presidente de la empresa.

En este contexto, resulta difícil imaginar que se pueda recuperar la producción, aunque la estabilización de los precios petroleros podría ofrecer nuevas oportunidades a PDVSA. Para ello, sin embargo, es importante que la empresa se concentre en recuperar la moral y la capacidad técnica de sus trabajadores, primer paso imprescindible para resolver todos los otros asuntos.

Fuente de información:

http://www.realinstitutoelcano.org/wps/portal/rielcano_es/contenido?WCM_GLOBAL_CONTEXT=/elcano/elcano_es/programas/energiacambioclimatico/publicaciones/comentario-achutegui-venezuela-pdvsa-matando-gallina-huevos-oro

Rusia apuesta al esquisto para mantener posición como productor No. 1 de crudo (Sentido Común)

El 26 de enero de 2018, la revista electrónica Sentido Común informó que el Campo Petrolero Krasnoleninskoye, Rusia, es un campo petrolífero siberiano occidental se llama “Lenin rojo” en español, pero sus reservas tienen un rasgo distintivamente estadounidense: el esquisto o shale.

El futuro de la industria petrolera rusa podría estar en la gran formación de esquisto Bazhenov, un depósito que es mayor que toda Arabia Saudita y también el más grande del mundo. Rusia se ha convertido en el mayor productor mundial de crudo de petróleo sin tener casi ninguna contribución del esquisto, un recurso a veces técnicamente difícil y costoso de extraer.

Solo los estadounidenses han explotado eficientemente realmente las lutitas hasta el momento, pero el Kremlin está dando los primeros pasos para liberar el potencial de Rusia.

Compañías como *PAO Gazprom Neft* están liderando el esfuerzo de Moscú para replicar el auge del esquisto estadounidense, experimentando con una estrategia de fracturación únicamente rusa, controlada por el estado, que contrasta con la lucha libre que se escenifica entre los productores independientes en Texas y Dakota del Norte.

“Bazhenov es un gran premio”, dijo Alexei Vashkevich, Director de exploración de Gazprom Neft.

El Kremlin está ofreciendo exenciones de impuestos a la producción de lutitas y fomentando la colaboración entre compañías y otros actores como algunos institutos de investigación, con la esperanza de que la fracturación pueda ayudar a evitar el ajuste de cuentas que hasta ahora ha pospuesto en su industria petrolera.

Vashkevich, que trabajó en la formación Bakken Shale de Dakota del Norte para Hess, dijo que la pizarra rusa se desarrollará de una manera fundamentalmente diferente a la de sus contrapartes de Estados Unidos de Norteamérica.

Las gigantes compañías petroleras rusas no son famosas por asumir riesgos, la innovación y la velocidad de producción que es la base del éxito de los productores de esquistos en Estados Unidos de Norteamérica.

“Aquí, 90% son grandes participantes con una cultura de sigilo. Históricamente, somos más lentos”, dijo Vashkevich. Otros desafíos incluyen un sector de servicios subdesarrollado y un clima extremo.

No se espera una producción significativa de esquisto antes de mediados de la década de 2020. Con la compleja y variada geología de Bazhenov y otros riesgos que las empresas enfrentan aquí, los ejecutivos y analistas temen hacer pronósticos de producción.

“No creo que nadie vaya a estar brincando en 2020 y decir que [el esquisto] es el salvador de la industria petrolera rusa”, dijo James Henderson, director del programa de gas natural del Instituto de Estudios de Energía de Oxford, una organización de investigación independiente.

Sin embargo, el tamaño de Bazhenov --que tiene casi la misma cantidad de petróleo que todos los esquistos conocidos de Estados Unidos de Norteamérica, de acuerdo con la Administración de Información Energética (EIA por sus siglas en inglés)-- ofrece una oportunidad para que Rusia mantenga su preciada posición como el principal productor petrolero del mundo en las próximas décadas

El desarrollo de la pizarra es importante en las ambiciones de Vladimir Putin, el Presidente ruso, cuyo gobierno depende del petróleo y el gas para obtener alrededor de

un tercio de los ingresos del presupuesto federal. En los 17 años que tiene Putin como líder de Rusia, el crudo ha impulsado el gasto que le ha permitido apuntalar su popularidad en el país y los esfuerzos por extender su influencia en el extranjero.

Los principales campos de la era soviética de Rusia están decayendo, y el país necesitará nuevas fuentes a mediados de la próxima década si quiere mantener su producción, dijeron ejecutivos petroleros y analistas de la industria.

Las sanciones de Estados Unidos de Norteamérica y Europa por la invasión a Crimea, en Ucrania, han perjudicado la capacidad de las empresas rusas para obtener la tecnología necesaria para recurrir a la fracturación hidráulica y la perforación horizontal, técnicas utilizadas para extraer el petróleo de las formaciones de lutitas.

Pero sin tomar en cuenta estas sanciones, pocos países, además de Estados Unidos de Norteamérica y Canadá, han tenido verdadero éxito con la fracturación, una técnica a menudo de alto costo que recompensa la toma de riesgos empresariales y que se beneficia de un régimen regulador más flexible.

Se han intensificado los esfuerzos en China, Polonia y Rumania, mientras que la fracturación no está permitida en Alemania y Francia por las preocupaciones públicas sobre el impacto de la técnica en el medio ambiente, en particular el agua potable de los depósitos subterráneos.

Fuente de información:

<http://www.sentidocomun.com.mx/articulo.phtml?id=51895>

La Unión Europea invierte 873 millones de euros en infraestructuras energéticas limpias (CE)

El 25 de enero de 2018, la Comisión Europea (CE) informó que los Estados miembros de la Unión Europea (UE) llegaron a un acuerdo sobre la propuesta de la Comisión de invertir 873 millones de euros en proyectos europeos de infraestructuras energéticas esenciales. A continuación se presenta la información.

La transición de Europa hacia una economía moderna y limpia es el objetivo de la Unión de la Energía, una de las prioridades de la Comisión Juncker. Ahora se está convirtiendo en la nueva realidad sobre el terreno y un elemento importante de este proceso es adaptar las infraestructuras europeas a las futuras necesidades energéticas. Una interconexión adecuada de líneas eléctricas y gasoductos constituye la piedra angular de un mercado energético europeo integrado, basado en el principio de solidaridad. Así pues, el apoyo a estos 17 proyectos seleccionados en los sectores del gas y la electricidad hace patente la voluntad de Europa de mejorar y hacer más competitivo el sistema energético europeo, lo cual, en última instancia, permitirá ofrecer energía más barata y segura a todos los consumidores europeos.

Los fondos de la UE destinados a los proyectos elegidos proceden del Mecanismo “Conectar Europa” (MCE), el programa europeo de apoyo a las infraestructuras transeuropeas.

El vicepresidente de la Comisión y responsable de la Unión de la Energía, Maroš Šef ovi , ha declarado lo siguiente: “Estamos demostrando una vez más que la cooperación y la solidaridad son rentables y que la Unión de la Energía se está convirtiendo en una realidad con efectos tangibles sobre el terreno. Se trata de proyectos de gran calado con beneficios transfronterizos importantes y merced a su ejecución consolidamos la resiliencia energética de los Estados miembros de la UE. Se ha

demostrado de nuevo que el Mecanismo “Conectar Europa” aporta un enorme valor agregado a la modernización de la economía europea”.

El comisario de Acción por el Clima y la Energía, Miguel Arias Cañete, ha añadido lo siguiente: “La construcción de la interconexión entre Francia y España por el Golfo de Vizcaya supone un importante paso adelante para acabar con el aislamiento de la península ibérica respecto del resto del mercado europeo de la energía. La plena interconexión del mercado es indispensable para aumentar la seguridad del suministro en Europa, reducir la dependencia de los proveedores únicos y ofrecer a los consumidores más posibilidades de elección. Disponer de infraestructuras energéticas adecuadas para la finalidad que se persigue resulta también esencial para que las fuentes de energía renovables se desarrollen y podamos cumplir el Acuerdo de París sobre el cambio climático”.

De los 17 proyectos seleccionados que recibirán fondos:

- Ocho pertenecen al sector de la electricidad (ayuda de la UE de 680 millones de euros) y nueve, al del gas (ayuda de la UE de 193 millones de euros);
- Cuatro corresponden a obras de construcción (ayuda de la UE de 723 millones de euros) y trece, a estudios (ayuda de la UE de 150 millones de euros).

En el sector de la electricidad resultará decisiva una subvención de 578 millones de euros, la más elevada concedida hasta ahora por el Mecanismo “Conectar Europa”-Energía, para la construcción de la interconexión Francia-España por el Golfo de Vizcaya. La nueva conexión eléctrica permitirá una mayor integración de la península ibérica en el mercado interior de la electricidad. El proyecto, con un tramo submarino de 280 km de longitud, incorpora soluciones tecnológicas innovadoras en relación con la configuración de la ruta a lo largo de la fosa de Capbreton y el tramo terrestre francés, que se encuentra totalmente bajo tierra. Este nuevo enlace prácticamente duplicará la

capacidad de interconexión entre ambos países, que pasará de 2 800 a 5 000 MW y aproximará a España al objetivo de interconexión del 10%, frente al nivel actual del 6%. Este incremento permitirá una mayor incorporación de las energías renovables, contribuyendo así decisivamente a la transición a las energías limpias y a la política de transición energética limpia de la UE.

SuedOstLink, uno de los mayores proyectos alemanes de infraestructuras energéticas, recibirá 70 millones de euros para desarrollar actividades que permitan comenzar las obras de construcción. El proyecto consiste en 580 km de cables de alta tensión totalmente subterráneos. Esta línea eléctrica creará la conexión que urge establecer entre la energía eólica generada en el norte y los centros de consumo del sur de Alemania. De este modo, se garantizará una mayor integración de las energías renovables y se potenciará el intercambio transfronterizo de energía con los Estados miembros de la UE vecinos.

Se asignará también una subvención de 27 millones de euros para respaldar la construcción de una nueva línea eléctrica interior de 400 kV entre Cernavoda y Stalpu (RO), que contribuirá a aumentar la capacidad de interconexión entre Rumania y Bulgaria y a integrar la energía eólica procedente de la costa del mar Negro.

En el sector del gas, el Mecanismo “Conectar Europa” apoyará proyectos de infraestructuras importantes para dos Estados miembros insulares. En primer lugar, la introducción del gas natural en Chipre a través del proyecto CyprusGas2EU (ayuda de la UE de 101 millones de euros) pondrá fin al actual aislamiento energético de Chipre, impulsará la diversificación en una región dominada en gran medida por una sola fuente de suministro y contribuirá a reducir la contaminación y las emisiones atmosféricas al hacer posible la transición desde el fuelóleo pesado a gas para la producción de electricidad. También mejorarán la seguridad energética y la competitividad de los precios. En segundo lugar, se concederá una subvención de 3.7 millones de euros para

la realización de un estudio sobre la construcción de un interconector de gas entre Malta e Italia con el que se pretende acabar con el aislamiento de Malta respecto de la red europea de gas. Este interconector permitirá conectar Malta al mercado italiano, incrementando la seguridad del suministro de gas a la isla de manera similar a lo que se hizo en el sector de la electricidad mediante un cable submarino financiado por un programa anterior de la UE.

También se asignarán fondos a un estudio sobre el procedimiento de concesión de licencias del proyecto STEP (1.7 millones de euros), que tiene por objeto la creación de un nuevo punto de interconexión de gas entre Francia y España para aumentar los flujos bidireccionales entre la península ibérica y Francia y mejorar la interconexión con el mercado interior del gas mediante el desarrollo del eje oriental de gas.

La Comisión también invertirá en estudios para facilitar la sincronización de las redes eléctricas de los Estados bálticos con la red eléctrica europea central. La decisión de hoy es de vital importancia para Estonia, Letonia, Lituania y Polonia, que deberán ponerse de acuerdo sobre la manera de encontrar, como muy tarde para finales de mayo de 2018, una solución sobre el mejor modo de sincronizar las redes eléctricas de los Estados bálticos con la red continental europea, en consonancia con los resultados de la reunión ministerial de diciembre de 2017 (véase STATEMENT/17/5271).

Contexto

En el marco del Mecanismo “Conectar Europa” se ha destinado un total de 5 mil millones de euros a las infraestructuras energéticas transeuropeas para el período 2014-2020. A fin de poder optar a una subvención, las propuestas deben ser “proyectos de interés común”. Una vez concluido, cada proyecto entrañará beneficios significativos para al menos dos Estados miembros, aumentará la seguridad del suministro, contribuirá a la integración del mercado y fomentará la competencia, reduciendo asimismo las emisiones de CO₂. La lista se actualiza cada dos años. La lista más reciente

de PIC fue publicada por la Comisión en noviembre de 2017. El Mecanismo “Conectar Europa”. Energía concedió 647 millones de euros a 34 proyectos en 2014, 366 millones de euros a 35 proyectos en 2015 y 707 millones de euros a 27 proyectos en 2016.

Fuente de información:

http://europa.eu/rapid/press-release_IP-18-383_es.htm

Energía en 2018: aceleración geopolítica, más OPEP+ y Trump año II (RIE)

El 12 de febrero de 2018, el Real Instituto Elcano (RIE) publicó el artículo “Energía en 2018: aceleración geopolítica, más OPEP+ y Trump año II”, elaborado por Gonzalo Escribano⁴. A continuación se presenta el contenido.

Tema

¿Cuáles fueron los principales vectores energéticos de 2017 y qué conjeturas se pueden hacer para 2018?

Resumen

El año 2018 apunta a precios del petróleo por encima de la media de 2017 y a una aceleración geopolítica en Oriente Medio, así como a una rivalidad creciente entre la OPEP+ y los productores no convencionales estadounidenses, ahora respaldados por la

⁴ Dirige el Programa Energía y Cambio Climático del Real Instituto Elcano y es profesor titular de Política Económica en el Departamento de Economía Aplicada de la Universidad Nacional de Educación a Distancia (UNED). Doctor en Ciencias Económicas y Empresariales por la Universidad Complutense de Madrid, ha sido investigador visitante en Florida State University y en la Universidad Autónoma de Madrid, e investigador asociado del Centro Español de Relaciones Internacionales de la Fundación Ortega y Gasset. Imparte habitualmente docencia de posgrado en numerosas universidades españolas y extranjeras sobre geopolítica de la energía y economía política del Norte de África. Ha participado en diversos proyectos de investigación españoles e internacionales, destacando el VII Programa Marco de la UE y varios proyectos euro-mediterráneos FEMISE de la Comisión Europea, y obtenido el premio de investigación del Consejo Económico y Social.

Administración Trump. Más en positivo, la recuperación de precios puede tener efectos estabilizadores en aquellos países productores mejor preparados para ello.

Análisis

El año 2017 ha sido intenso, como ya se preveía en el documento del año pasado. Los precios del petróleo han escalado por encima de las expectativas, se ha producido una aceleración y acumulación geopolítica en Oriente Medio, la OPEP+ se ha consolidado y ha ganado credibilidad, y el presidente Trump ha irrumpido con fuerza también en materia energética. Mientras, el año 2018 apunta a precios del petróleo por encima de la media de 2017, al desarrollo de las rivalidades geopolíticas iniciadas el año pasado y a la emergencia de otras nuevas, como las eventuales sanciones estadounidenses a Irán. Los países consumidores también deberán adaptarse a un entorno de precios más exigente. Al otro lado de la ecuación hay productores sumidos en el caos que tienen poco margen de mejora (Venezuela), mientras que otros parecen mejor preparados para aprovechar la recuperación de los precios (Golfo Pérsico y Argelia). Durante 2018 se seguirá desarrollando el pulso entre los productores no convencionales (*fracking*) estadounidenses y la OPEP+, con una Rusia más asertiva integrada de manera casi plena en el formato ampliado del cártel petrolero. La política energética europea sigue desarrollando el paquete de invierno de 2016.

Precios soportados

En la segunda mitad de 2017, los precios del petróleo subieron por encima de las expectativas, especialmente tras las caídas iniciales que sucedieron a la reunión de la OPEP del pasado 25 de mayo. Como se apunta más adelante, parte de esa dinámica puede atribuirse a un aumento del riesgo geopolítico, pero las perspectivas de oferta y demanda también dibujan un mercado más apretado, quizá en menor medida de lo que reflejan los precios. A principios del año pasado las previsiones estuvieron entre los 53 dólares previstos por la Administración de Información Energética de Estados Unidos

de Norteamérica y los más de 60 dólares de *Merrill Lynch o Bank of America*. En una encuesta realizada por *Reuters* a 28 analistas a principios de diciembre de 2016, las previsiones oscilaron entre los 83 y los 50 dólares, y la media fue de 57. Con los últimos datos, y pese a su rápido ascenso, el precio medio del barril de Brent para el conjunto del 2017 se situó en 54 dólares, por lo que las previsiones centrales han estado bastante ajustadas. La misma encuesta de *Reuters* ofrecía a finales de diciembre de 2017 una previsión media para 2018 de casi 60 dólares, muy por debajo de los 70 alcanzados por el mercado en los primeros días del nuevo año (por primera vez desde 2014).

Aunque muchas previsiones están al alza para los próximos meses, hay cierto consenso en que los precios podrían flexionar a la baja a lo largo del año. El reequilibrio de los fundamentales aumenta la sensibilidad y volatilidad de los precios, pero puede no resultar tan dramático. La Agencia Internacional de la Energía (AIE) cree que en 2018 la producción crecerá por encima de la demanda, sobre todo en la primera mitad del año, para reajustarse en la segunda mitad. Detrás de sus proyecciones está una apuesta por la “moderación” de los productores estadounidenses en busca de mayores rentabilidades y, por tanto, menores incrementos de producción a los posibles⁵. La Administración de Información Energética de Estados Unidos de Norteamérica prevé para el barril de Brent un precio medio en 2018 de 61 dólares, siete más que el alcanzado en 2017, pero proyecta un exceso de oferta en 2018 y 2019 debido al aumento de producción estadounidense, disparada en los últimos meses⁶.

La recuperación de los precios podría mantenerse, con su descenso soportado por factores como las tensiones geopolíticas, un enfoque más estratégico de los productores estadounidenses y/o un comportamiento más dinámico al esperado de la demanda. El reciente aumento de los precios del petróleo erosiona el entorno favorable de que ha disfrutado la economía mundial (y española) durante los últimos años y obliga a aplicar

⁵ IEA (2017), “Oil Market Report”, 14/XII/2017, <https://www.iea.org/oilmarketreport/omrpublic/>.

⁶ US EIA (2018), “Short-Term Energy Outlook”, enero, https://www.eia.gov/outlooks/steo/pdf/steo_full.pdf.

reformas para poder seguir ganando competitividad. Pero también reporta algunos beneficios por el lado de los productores (y, como se verá, muchos de ellos son de gran importancia estratégica): retira presión financiera y permite medidas de ajuste económico más graduales y sostenibles políticamente, aliviando situaciones internas muy complicadas. Sería sensato para los países consumidores contar con un nuevo rango de precios que para el Brent puede situarse en los entornos actuales; y para los productores moderar sus expectativas a las previsiones de una media soportada en el entorno de los 60 dólares.

El riesgo geopolítico cotiza de nuevo

Dentro de la imprevisibilidad intrínseca de los riesgos geopolíticos, todos los indicios apuntan a que en 2018 proseguirá la escalada observada en 2017. Según Ian Bremmer, si hubiese que elegir “un año de los últimos 20 para una gran crisis inesperada –el equivalente geopolítico de la crisis financiera de 2008– sería 2018”⁷. Aunque la sentencia pueda tildarse de exagerada, es cierto que se ha producido una acumulación de tensiones que, en ocasiones, han oscurecido evoluciones positivas en el contexto estratégico de los mercados de gas y petróleo. La derrota del Daesh en Irak y la erradicación de sus focos en Libia han sido buenas noticias, pero fueron rápidamente oscurecidas por el referéndum kurdo de independencia y el enquistamiento en Libia. Sin caer en los excesos, debe reconocerse que estos picos geopolíticos se perciben como un elemento más del retroceso estructural del orden liberal y la adopción de visiones más estratégicas de las relaciones internacionales⁸. Incluso la muy liberal Unión Europea (UE) apuesta ahora por un “pragmatismo con principios” y ha reducido el

⁷ “Eurasia Group’s Top Risks for 2018”, <https://www.eurasiagroup.net/issues/top-risks-2018>.

⁸ Charles Powell (2017): “¿Tiene futuro el orden liberal internacional?”, ARI n° 56/2017, Real Instituto Elcano, http://www.realinstitutoelcano.org/wps/portal/rielcano_es/contenido?WCM_GLOBAL_CONTEXT=/elcano/es/zonas_es/ari56-2017-powell-tiene-futuro-orden-liberal-internacional.

espacio de su política exterior en una vecindad mediterránea ampliada precisamente cuando ésta recupera su peso estratégico y energético⁹.

Con todos los matices, la realidad es que los mercados han sido más proclives a incorporar el geopolítico que a descontarlo. El reequilibrio del mercado del petróleo durante 2017 ha amplificado el impacto de las tensiones geopolíticas en los precios y devuelto a Oriente Medio la atención internacional¹⁰, anticipando las líneas de fuerza que marcarán 2018. Tras la aceleración experimentada durante la segunda mitad del pasado año, 2018 se prevé un año de volatilidad extrema cuyas implicaciones energéticas pueden ser significativas.

En junio surgió la crisis de Qatar, ocasionada por la decisión de Arabia Saudita, Egipto, Bahrein y los Emiratos Árabes Unidos (EAU) de cortar sus relaciones con el país. Según Qatar, piratas informáticos basados en los EAU violaron la *web* de la agencia qatarí de noticias y colgaron comentarios falsos atribuidos al Emir de Qatar sobre Irán y otros asuntos diplomáticos sensibles de la región. La situación escaló diplomáticamente y terminó en un embargo de facto que implica el cierre de dos puertos clave para Qatar en Emiratos –Jebel Ali, del que depende su cadena de suministros comerciales, y Fujairah, el segundo mayor puerto para bunkering del mundo–, con las consiguientes implicaciones logísticas para las exportaciones de petróleo y, en menor medida, gas qatarí.¹¹ Los precios del petróleo subieron durante varios días hasta que la evidencia de que los suministros no se perturbarían significativamente los hizo

⁹ Gonzalo Escribano (2017), “The shrinking Euro-Mediterranean policy space”, ARI n° 69/2017, Real Instituto Elcano.
http://www.realinstitutoelcano.org/wps/portal/rielcano_es/contenido?WCM_GLOBAL_CONTEXT=/elcano/elcano_in/zonas_in/ari69-2017-escribano-shrinking-euro-mediterranean-policy-space.

¹⁰ Gonzalo Escribano (2017), “El riesgo geopolítico cotiza de nuevo”, Comentario Elcano n° 49/2017, Real Instituto Elcano,
http://www.realinstitutoelcano.org/wps/portal/rielcano_es/contenido?WCM_GLOBAL_CONTEXT=/elcano_es/zonas_es/comentario-escribano-riesgo-geopolitico-cotiza-de-nuevo.

¹¹ Gonzalo Escribano (2017), “La geopolítica de la energía vuelve al Golfo, razón Qatar”, Comentario Elcano n° 32/2017, Real Instituto Elcano,
http://www.realinstitutoelcano.org/wps/portal/rielcano_es/contenido?WCM_GLOBAL_CONTEXT=/elcano/es/zonas_es/comentario-escribano-geopolitica-energia-vuelve-golfo-qatar.

retroceder. Aunque no fue el primer episodio de ciber-geopolítica vivido en Oriente Medio, sí que supuso una piedra de toque sobre el papel de las ciber-amenazas en una región tan sensible¹².

A finales de septiembre el referéndum de independencia del Kurdistán iraquí y la toma por los kurdos del campo de petróleo de Kirkuk (el mayor del norte del país) volvió a alterar los mercados. Éstos cotizaron el riesgo de un nuevo conflicto que anulase las mejoras del contexto de la industria tras el retroceso del Daesh y la recuperación del interés inversor por las compañías internacionales. Turquía, preocupada por contener las aspiraciones de su población kurda, anunció el bloqueo de las exportaciones de petróleo del Kurdistán (unos 500 mil barriles diarios). Irán también mostró su oposición paralizando las exportaciones iraníes de productos petrolíferos hacia la región autónoma y las importaciones de crudo desde la misma. Cuando el gobierno central iraquí recuperó el control de Kirkuk se constató que las exportaciones iraquíes y kurdas no se habían visto demasiado afectadas y que a ninguna de las partes le convenía enzarzarse en un nuevo conflicto, con lo que las tensiones de precios se moderaron de nuevo.

El primer fin de semana de noviembre se sucedieron tres acontecimientos que volvieron a tensionar los precios por la potencial desestabilización de Arabia Saudita y el enconamiento de su enfrentamiento con Irán: el arresto por corrupción de varios miembros de la familia real saudí y la remodelación del gobierno; la intercepción de un misil balístico lanzado por los rebeldes hutíes desde Yemen; y la dimisión desde Arabia Saudita del primer ministro libanés Saad Hariri, acusando a Hezbolá e Irán de desestabilizar su país. El golpe de mano del príncipe heredero Mohamed Bin Salman, destinado a asentar su poder, se interpretó como una señal de debilidad que podría

¹² K. Kausch (2017), “Cheap havoc: how cyber-geopolitics will destabilize the Middle East”, German Marshall Fund Policy Brief nº 35, <http://www.gmfus.org/publications/cheap-havoc-how-cyber-geopolitics-will-destabilize-middle-east>.

comprometer las reformas económicas por él impulsadas e, incluso, la estabilidad del reino. En paralelo, la degradación del conflicto de Yemen y el amago de dimisión de Hariri apuntaban a un enconamiento de la rivalidad con Irán. Como resultado, el barril de Brent se disparó por encima de los 62 dólares por el temor a un deterioro acelerado de la estabilidad geopolítica de Oriente Medio.

El final de 2017 confirmó tales expectativas con la eclosión en Irán de las mayores protestas populares desde 2009. El riesgo de desestabilización del país volvió a propulsar los precios del petróleo pese a que no se ha apreciado impacto alguno sobre la cadena de suministros iraníes. De hecho, las instalaciones petroleras (campos y terminales de exportación) están lejos de los núcleos de población y se encuentran bien controladas por los servicios de seguridad del régimen y razonablemente protegidas de sabotajes. Sólo el temor, cada día más reducido, a que una prolongación de las protestas y su extensión a una huelga pudiese afectar al sector energético parece entrañar riesgos de perturbación de la oferta de petróleo iraní. Pero la sensación de que el régimen se ha visto fragilizado arroja nuevas dudas sobre la evolución de su estrategia exterior en 2018. Además de mantener la confrontación con Arabia Saudita e Israel mediante su apoyo a proxies en la región y afrontar las decisiones del presidente Trump sobre nuevas sanciones, ahora debe ocuparse del frente interno y buscar una mejora de la situación económica.

Arabia Saudita también tiene varios frentes abiertos, demasiados según los críticos del príncipe heredero, y alguno literal como el de Yemen. El año 2018 debería ver, además, la aplicación de reformas clave de la estrategia Visión 2030, desde la salida al mercado del 5% de Saudi Aramco a la reducción de subsidios sensibles políticamente (como los energéticos). Aunque las reformas económicas pueden causar malestar, el reino parece estar compensándolas con reformas sociales, tímidas desde la perspectiva occidental pero muy apreciadas por la población. La recuperación de los precios del petróleo, como en los demás mono-productores, permite un mayor gradualismo de las reformas

y medir los tiempos sin renunciar a su narrativa. Lo que es evidente es que Arabia Saudita ha sido capaz de gestionar de manera relativamente eficaz el contra-choque petrolero, y está cada día más lejos de la inestabilidad económica y financiera que pronosticaban algunos analistas cuando los precios del crudo cotizaban en mínimos.

Hoy la mayor fuente de inestabilidad para la región sigue siendo la rivalidad entre Arabia Saudita e Irán, amplificadas por los difíciles equilibrios internos vigentes en los dos países. La probabilidad de accidentes geopolíticos entre ambos seguirá en aumento en los próximos meses, pero no parece que pueda generar problemas en el suministro. Mucho antes de ello saltarían los resortes de cooperación en el seno de la OPEP+, donde la presencia de Rusia ha seguido actuando a modo de seguro geopolítico, tal y como se apuntaba en el documento del año pasado. Lo que sí parece estar claro es que 2018 empieza de manera muy diferente a 2017: ya no estamos en un entorno de precios bajos y exceso de oferta en que las crisis geopolíticas apenas impactan los mercados. En el actual contexto de ajuste de oferta y demanda, la aceleración geopolítica descrita está sumando una prima de riesgo a los mercados, indicando un cambio de expectativas que intensifica su transmisión a precios. Parece razonable anticipar que la prima de riesgo geopolítico en los precios del petróleo ha vuelto para acompañarnos durante 2018.

OPEP+, suma y sigue

El impacto de estas crisis geopolíticas sobre la oferta de petróleo no debe ocultar la tendencia de fondo de unos mercados en reajuste tras la acción concertada de la OPEP, Rusia y otros países (OPEP+) para reducir su producción. La OPEP+ ha acordado mantener los recortes durante todo 2018 en 1.8 millones de barriles diarios (mbd), 1.2 mbd por parte de la OPEP y 0.6 mbd por el resto de firmantes. Aunque los mercados y numerosos analistas pusieron en duda la eficacia del acuerdo alcanzado en noviembre de 2016 y su sostenibilidad a corto plazo (no digamos su extensión y cumplimiento hasta finales de 2018), lo cierto es que la OPEP+ ha mantenido la disciplina y exhibido

una política razonablemente consistente durante todo 2017. En vez del colapso de una OPEP obsoleta e incapaz de influir en los mercados mundiales, el acuerdo ha proyectado una OPEP ampliada y co-liderada por Arabia Saudita y Rusia. Con todos los interrogantes que plantea semejante “alianza improbable”, durante 2018 la nueva OPEP+ podría discurrir por esa senda, alterando de manera sustancial uno de los ejes de la gobernanza energética petrolera global¹³.

Resulta especialmente destacable la resiliencia del acuerdo a las convulsiones geopolíticas descritas en el epígrafe precedente, muchas de las cuales enfrentan (incluso en el teatro de operaciones) a algunos de sus principales actores. Ni el bloqueo de Qatar, ni la intensificación de la rivalidad entre saudíes e iraníes, ni la confrontación de varios países árabes de la OPEP con Rusia en Siria, ni más recientemente las protestas en Irán han debilitado el compromiso de las partes con el acuerdo. Actores cuyo comportamiento político y diplomático se considera irracional y por tanto sin margen para la negociación, adquieren rápidamente la condición de racionales cuando se sientan en las reuniones de la OPEP+. Previsiblemente su encapsulamiento frente a las crisis geopolíticas de 2017 se prolongará durante 2018. En la medida en que los intereses compartidos sigan presentes, parece plausible conjeturar la pervivencia de la OPEP+, al menos a corto plazo. En escenarios favorables, compatibles con estrategias de salida graduales y compensadas, incluso podría darse un cierto grado de institucionalización informal sobre la base del trabajo realizado.

El papel de Rusia será clave. Aunque su compromiso puede matizarse, por primera vez en la historia ha reducido su producción de forma concertada con la OPEP, estableciendo así lo que se ha denominado una alianza “improbable” e “incómoda”

¹³ Gonzalo Escribano (2017), “Contornos de un orden petrolero post-OPEP”, ARI nº 55/2017, Real Instituto Elcano, http://www.realinstitutoelcano.org/wps/portal/rielcano_es/contenido?WCM_GLOBAL_CONTEXT=/elcano/es/programas/energiacambioclimatico/publicaciones/ari55-2017-escribano-contornos-orden-petrolero-post-opep.

entre Arabia Saudita y Rusia¹⁴. Rusia y la OPEP ya habían entablado conversaciones para llevar a cabo acciones coordinadas ante la disminución de precios precedentes, hasta en tres ocasiones: 1997-1998, 2001-2002 y 2008-2009; pero en ninguna de ellas Rusia cumplió con los recortes comprometidos, llegando incluso a aumentar su producción para desesperación de la OPEP. Aunque las preferencias rusas y saudíes pueden estar alineadas en el corto plazo, no lo están con intereses comerciales de las empresas rusas que quieren seguir aumentando su producción, especialmente con la recuperación de los precios: a mayor incremento de éstos, más presión al Kremlin para empezar a vislumbrar estrategias de salida.

En 2018 sabremos si la nueva OPEP+ liderada por Arabia Saudita y Rusia podrá consolidarse como el eje del orden petrolero mundial emergente, materializando la peor pesadilla geopolítica imaginable por Mackinder o Brzezinski: Oriente Medio, Asia Central y Rusia alineados por su política petrolera. Aunque Putin puede rentabilizar esa estrategia, ya se apuntaba el año pasado que ello llevaría a Rusia de miembro del G-8 a participante sui generis del cártel petrolero, plasmando una degradación inusitadamente rápida de su papel en la gobernanza global pero alineada con la realidad económica del país.

Por el contrario, dada la divergencia de preferencias de política exterior entre Rusia y Arabia Saudita, la “alianza improbable” en materia de cooperación petrolera quedará encapsulada de otros ámbitos de actuación más inverosímiles. Mantener la consistencia temporal del acuerdo ya será suficientemente complicado como para esperar desarrollos cooperativos en materia de política exterior. Gestionar el acuerdo y modular eventuales vías de salida en la segunda mitad del año será probablemente la prioridad de la OPEP+. Dada la credibilidad ganada por el razonable historial de cumplimiento de 2017, y pese a las incertidumbres geopolíticas, sus perspectivas parecen favorables. La OPEP+ es

¹⁴ Henderson y B. Fattouh (2016), “Russia and OPEC: uneasy partners”, Oxford Energy Comment, IES, febrero, <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2016/02/Russia-and-OPEC-Uneasy-Partners.pdf>.

una de las irrupciones a destacar del año 2017 y promete ser también protagonista de 2018.

Presidencia Trump, año II

Otra de las irrupciones estelares en la escena energética internacional ha sido la del presidente Trump. Durante su primer año de presidencia fue cumpliendo muchas de las promesas electorales de su *America First Energy Plan*, forzando un giro de 180° en la política energética de la presidencia Obama¹⁵. El núcleo del plan es asegurar la “preponderancia energética americana” (*American energy dominance*), que podría definirse como una especie de supremacismo carbónico¹⁶ aliñado con la revocación de todas las medidas de orientación ambientalista de la Administración precedente. Aunque el empleo de eslóganes es muy habitual en la política energética estadounidense, el dominio energético norteamericano parece consistir en producir más energía a menor costo, para lo cual sería necesario erradicar regulaciones y aprovechar las oportunidades de exportación¹⁷.

Comenzó desbloqueando los oleoductos Keystone XL y Dakota Access Pipeline (DAPL), y a continuación revirtió la prohibición de perforar en el Ártico y el Atlántico, maniobrando durante todo 2017 para permitir la exploración en el *Arctic National Wildlife Refuge* (ANWR). En marzo de 2017, el presidente firmó una orden ejecutiva para que la *Environmental Protection Agency* comenzase a dismantelar el *Clean Power Plan* impulsado por Obama, que exigía a los estados reducir las emisiones de CO2 de

¹⁵ Para un análisis más detallado de la política energética y climática estadounidense durante 2017, véase Gonzalo Escribano (2018), “La política energética de la presidencia Trump, año I”, Comentario Elcano n° 1/2018, Real Instituto Elcano, http://www.realinstitutoelcano.org/wps/portal/rielcano_es/contenido?WCM_GLOBAL_CONTEXT=/elcano/elcano_es/zonas_es/comentario-escribano-politica-energetica-presidencia-trump-ano-1.

¹⁶ Gonzalo Escribano (2017), “Delirios de carbono”, Comentario Elcano n° 28/2017, Real Instituto Elcano, http://www.realinstitutoelcano.org/wps/portal/rielcano_es/contenido?WCM_GLOBAL_CONTEXT=/elcano/elcano_es/zonas_es/comentario-escribano-delirios-de-carbono.

¹⁷ S. Ladislav (2017), “Dissecting the idea of US energy dominance”, fórum, OIES, n° 111, noviembre, <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2018/01/OEF-111.pdf>.

las plantas de gas y carbón un 32% para 2030. Durante 2018, la EPA deberá reemplazar la regulación aprobada por la administración Obama y fijar nuevos estándares de emisión. El 8 de enero de 2018, la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) rechazaba la petición del Departamento de Energía a favor de un modelo de compensación a las plantas nucleares y de carbón por su capacidad de almacenamiento, por entenderlo un subsidio encubierto a ambas tecnologías.

Se ha apuntado que este giro de política energética es más declarativo que real, y que tendrá una incidencia limitada sobre el futuro del sector energético estadounidense. Está por ver qué parte del envite desregulatorio aguantará la revisión judicial y de las agencias independientes (como acaba de pasar con la FERC), pero independientemente de ello la producción de petróleo y gas estadounidense seguirá aumentando impulsada por las mejoras de productividad¹⁸. Los excesos desregulatorios pueden de hecho perjudicar a la industria que quieren proteger al deteriorar la confianza de los ciudadanos en su sector energético¹⁹. Nos encontraríamos pues ante un mal menor: el giro de política energética estadounidense durante 2017 puede ralentizar pero no revertir la descarbonización del sector eléctrico (principal vector de reducción de emisiones de los últimos años), debido en parte a la oposición doméstica a la política energética presidencial y a la renuencia financiera a invertir en la generación de carbón²⁰.

Es cierto que los intereses empresariales y la capacidad regulatoria de los estados, especialmente aquellos donde los votantes apoyan las renovables por consideraciones económicas (por ejemplo, Texas) o preferencias ambientales (por ejemplo, California) suponen contrapesos importantes. Pero resulta evidente que enturbian su desarrollo y

¹⁸ J. Bordoff (2017), “Trump’s energy policy: a sharp shift but markets trump”, fórum, OIES, n° 111, noviembre,

<https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2018/01/OEF-111.pdf>.

¹⁹ S. Gross (2018), “The danger in deregulation”, Brookings, 9/1/2018,

<https://www.brookings.edu/blog/planetpolicy/2018/01/09/the-danger-in-deregulation/>.

²⁰ D. Robinson (2017), “The USA and climate change: the importance of electricity”, fórum, OIES, n° 111, noviembre, <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2018/01/OEF-111.pdf>.

pueden ralentizarlo y encarecerlo. Por ejemplo, Trump ha anunciado que quiere relajar las exigencias de la próxima ronda de estándares de consumo de combustible (*fuel economy standards*) 2022-2025. Ello aumentaría a final de período la demanda de petróleo del país en unos 200 mil barriles diarios, beneficiando a los productores y desincentivando las ganancias de eficiencia y la competencia del vehículo eléctrico (y una eventual pérdida de competitividad frente a los productores chinos).

Desde la perspectiva empresarial la medida más relevante para 2018 llegó a finales de 2017, cuando el Congreso aprobó una reforma fiscal que reduce el tipo del impuesto sobre sociedades del 35 al 21%. Las empresas energéticas se encuentran entre las más beneficiadas, pues la reforma permite la deducción del capital invertido en el año en que se produce la inversión, lo que reducirá la carga fiscal del sector energético, incitará la inversión e impulsará los beneficios empresariales. En 2017, uno de los grandes temores fue la eliminación de los incentivos fiscales a las renovables, que finalmente fueron preservados y han contribuido a moderar las incertidumbres sobre su futuro.

Finalmente, como en otros aspectos, la Administración Trump ha tendido a desvincularse de los mecanismos multilaterales energéticos. Aunque la culminación de su giro unilateralista se produjo con la retirada del Acuerdo de París²¹, también afecta a otras piezas de la gobernanza energética global. Entre sus promesas electorales figuraba vender la mitad de las reservas estratégicas estadounidenses de petróleo de forma unilateral y sin respetar las normas de la Agencia Internacional de la Energía, y volvió a amenazar con hacerlo tras el acuerdo de la OPEP+ para mantener el recorte de la producción. También ha tendido a inhibirse de los compromisos financieros con los Objetivos de Desarrollo Sostenible de Naciones Unidas. Y en su lucha contra la regulación, ha desmantelado la normativa que obligaba a las industrias extractivas

²¹ Sobre la política climática de la presidencia Trump en 2018, véase Lara Lázaro (2018), “Trump y el cambio climático: acciones y reacciones, ¿iguales, opuestas e insuficientes?”, ARI n° 4/2018, Real Instituto Elcano, http://www.realinstitutoelcano.org/wps/portal/rielcano_es/contenido?WCM_GLOBAL_CONTEXT=/elcano/es/zonas_es/ari4-2018-lazaro-trump-cambio-climatico-acciones-reacciones-iguales-opuestas-insuficientes

estadounidenses a declarar sus pagos en el exterior (la sección 1504 de la ley *Dodd-Frank* creada para luchar contra la corrupción en la explotación de los recursos naturales en los países productores).

Las tensiones con el multilateralismo también se apreciarán en 2018 en el plano comercial²². La Casa Blanca ha comenzado el año con un arancel especial a las importaciones de placas y células solares (básicamente de origen chino) del 30% durante el primer año para ir bajando al 25, el 20 y el 15% en cuatro años. También siguen pendientes las promesas de medidas comerciales frente a las importaciones de acero para oleoductos y gasoductos o las implicaciones energético-comerciales de la renegociación del NAFTA. Estados Unidos de Norteamérica ha pasado así de ser la potencia indispensable para la provisión de bienes públicos globales (liderazgo en la lucha contra el cambio climático, el desarrollo sostenible, el buen gobierno de los recursos energéticos y la apertura de los mercados) a convertirse en la potencia prescindible de la gobernanza energética global: ésta sólo parece poder avanzar sin aquélla. En materia de gobernanza energética global, por tanto, 2018 promete prolongar el paréntesis norteamericano del primer año de la presidencia Trump.

Argelia no es Venezuela

Argelia y Venezuela han estado en el foco de los analistas desde el inicio de la caída de precios en 2014. La falta de diversificación económica durante los años de precios altos y la ausencia de reformas ante el contra-choque petrolero de los últimos años los convirtieron en candidatos al colapso económico, primero, y político después. Aunque odiosa como todas, la comparación entre ambos mono-productores es un clásico de la literatura sobre el rentismo petrolero. Sin embargo, a la entrada de 2018 los dos países

²² Federico Steinberg (2018), “Un año de Trump en política comercial”, Comentario Elcano n° 2/2018, Real Instituto Elcano, http://www.realinstitutoelcano.org/wps/portal/rielcano_es/contenido?WCM_GLOBAL_CONTEXT=/elcano/elcano_es/zonas_es/comentario-steinberg-ano-trump-politica-comercial.

presentan perspectivas cada vez más divergentes. No sin dificultades y riesgos latentes, Argelia ha capeado los años de precios más bajos y, contra todo pronóstico, Bouteflika afronta el año con la vista en las presidenciales de 2019²³. En cambio, Maduro ha llevado a Venezuela a una crisis humanitaria (y energética) y ha desmantelado la industria petrolera, por lo que apenas cuenta con margen ni base para aprovechar la recuperación de los precios.

Evidentemente, la situación de Argelia presenta incertidumbres políticas y económicas muy altas. Pero las profecías más catastrofistas sobre la repetición de la guerra civil que siguió al contra-choque petrolero de la segunda mitad de la década de 1980, los posibles escenarios egipcios de golpe de Estado o la difusión de los conflictos de países vecinos no se han materializado. Por el contrario, se ha instalado una especie de continuidad deteriorada por los bajos precios del crudo, algo aliviada últimamente por su recuperación²⁴. Durante los últimos años, los equilibrios macroeconómicos argelinos se han deteriorado significativamente, pero el gobierno ha sido capaz hasta la fecha de evitar una crisis de insolvencia como la de 1986-1988. El costo ha sido agotar su fondo petrolero y buena parte de sus reservas de divisas y limitar el crecimiento económico. Pero como el país contaba con un colchón financiero acumulado durante los años de bonanza, hasta la fecha ha podido evitar un recurso masivo a la deuda externa.

Los presupuestos de 2016 y 2017 se situaron al límite de la ortodoxia y el recurso al proteccionismo contuvo a duras penas el desequilibrio exterior y el drenaje de divisas²⁵. Prepararon así el cambio de ciclo político-fiscal previsto por el presupuesto aprobado

²³ Gonzalo Escribano (2018), "Cambio de ciclo de la política económica en Argelia", Blog Elcano, 17/I/2018, Real Instituto Elcano, <https://blog.realinstitutoelcano.org/cambio-de-ciclo-de-la-politica-economica-en-argelia/>.

²⁴ Gonzalo Escribano (2017), "Algeria: global challenges, regional threats and missed opportunities", en K. Westphal y D.R. Jalilband (eds.), *The Political and Economic Challenges of Energy in the MENA Region*, Routledge, Oxford.

²⁵ Gonzalo Escribano (2015), "Argelia aprueba un presupuesto al límite", ARI n° 72/2015, Real Instituto Elcano, http://www.realinstitutoelcano.org/wps/portal/web/rielcano_es/contenido?WCM_GLOBAL_CONTEXT=/elcano/elcano_es/zonas_es/ari72-2015-escribano-argelia-aprueba-presupuesto-limite.

para 2018, necesariamente expansivo para asegurar un buen resultado en las elecciones presidenciales de 2019 y, en su caso, justificar que Bouteflika opte a un quinto mandato pese a su estado de salud. Este giro de estrategia tiene sus riesgos: la expansión fiscal prevista para 2018 deberá financiarse mediante el recurso a la denominada financiamiento no convencional (en realidad imprimir billetes), lo que incluso bajo la supervisión del banco central y el gobierno probablemente llevará a un aumento de la inflación y el financiamiento de proyectos de baja rentabilidad.

La reversión de algunas de las (tímidas) medidas de austeridad llega en un momento relativamente más favorable a la economía argelina que el de los presupuestos anteriores. El aumento del precio del petróleo beneficia especialmente a Argelia porque, a diferencia del de Venezuela, su petróleo es de alta calidad, dulce y ligero, y en los últimos meses viene beneficiándose de un premium considerable sobre el Brent. No obstante, la falta de inversiones en exploración y producción no permite detener el suave declive de su producción de petróleo ni acelerar la lenta recuperación de la producción de gas, mientras la demanda interna aumenta con fuerza y presiona a las exportaciones. Por ello, junto a la gestión macroeconómica en año preelectoral, las expectativas para 2018 están puestas en la esperada nueva ley de hidrocarburos. Argelia necesita atraer inversiones para desarrollar sus recursos de hidrocarburos, pero la apertura y modernización del sector presenta muchas resistencias. El gobierno argelino podría caer en la ilusión de que la recuperación de precios le exime de las reformas económicas, sobre todo de las energéticas, lo que prolongaría el estado estacionario en que se encuentra el país.

Frente a la continuidad deteriorada argelina, la degradación de la situación política y social en Venezuela y el declive de la producción petrolera del país apenas tiene precedentes²⁶. Tras alcanzar un pico de 3.5 mbd en 1998, un año antes de la llegada de Hugo Chávez al poder, la producción de petróleo de Venezuela se desplomó en noviembre de 2017 a apenas 1.8 mbd, mínimos desconocidos desde 1985 con los que ni siquiera puede ya cumplir su cuota OPEP (1.97 mbd). El colapso de la producción petrolera venezolana se viene acelerando en los últimos meses y está obligando a la compañía nacional PdVSA a importar diluyentes y petróleo ligero tanto para procesar su crudo pesado y poderlo exportar como para refinarlo para consumo doméstico. En respuesta, Maduro nombró al frente del Ministerio del petróleo y PdVSA a un general afín sin experiencia alguna en el sector, y apeló a la asistencia financiera de China y Rusia. China se ha resistido y optado por limitar los daños y reducir su exposición. Por el contrario, en noviembre de 2017 Rusia acordó reestructurar parte de la deuda pero sin incluir los 6 mil millones de dólares que PdVSA debe a Rosneft, que ha optado por hacerse con activos de PdVSA a precio de ganga.

Las previsiones para 2018 plantean pérdidas de producción de entre 100 mil y 300 mil barriles diarios. En escenarios de colapso político y social, podrían retirarse del mercado casi el doble de barriles. Las exportaciones de petróleo a Estados Unidos de Norteamérica están en caída libre tras las sanciones, PdVSA paralizada por la asfixia financiera y el dirigismo del gobierno, mientras que la quiebra técnica del país imposibilita revertir el declive de la producción. Por otro lado, resulta dudoso que Rusia sea una solución duradera al declive petrolero venezolano. Aunque pueda evitar los peores escenarios de desplome de la producción, aumentarla supondría invertir simultáneamente en los costosos recursos de crudo ultra-pesado de la franja del Orinoco y en procesos de recuperación mejorada en los campos convencionales maduros. A los

²⁶ Gonzalo Escribano (2017), “El declive petrolero de Venezuela se acelera”, Comentario Elcano n° 51/2017, Real Instituto Elcano, http://www.realinstitutoelcano.org/wps/portal/riecano_es/contenido?WCM_GLOBAL_CONTEXT=/elcano/elcano_es/zonas_es/comentario-escribano-declive-petrolero-venezuela-se-acelera.

precios actuales del petróleo, con las actuales carencias de gestión y capital humano de PdVSA, y en el contexto de inestabilidad política imperante en Venezuela, ambas operaciones parecen complicadas²⁷.

Conclusiones

En materia de precios, las previsiones para 2017 estuvieron alineadas con unos precios medios de 54 dólares para el barril de Brent (en nuestro documento del año pasado reteníamos como central, entre otras, la previsión de la US EIA de 53 dólares). Como también era de esperar, la prórroga del acuerdo de la OPEP+ facilitó el ascenso en la parte final del año a la parte alta del rango de expectativas de precios, y, como se conjeturó, incitó la respuesta de la producción estadounidense. En lo referido al factor Trump, también resultaba fácil apostar por su papel distorsionador en el campo de la política energética y el giro de 180° respecto a la presidencia Obama. Más en positivo, la recuperación de los precios ha aliviado la situación económica de algunos mono-productores, como Argelia o los países del Golfo Pérsico, y mejorado su situación de cara a las reformas, aunque la frontera entre permitir una mayor gradualidad y la ralentización de éstas puede ser engañosa. En cambio, en Venezuela la industria petrolera está tan desmantelada que ni siquiera puede beneficiarse del aumento de precios. En clave europea, la pesada, pero imparable maquinaria que constituye la política energética comunitaria ha seguido desarrollando el paquete de invierno de finales de 2016 según lo previsto, y no ha sido por ello analizada este año en este documento sino en el dedicado al clima.

²⁷ Asier Achutegui (2018), “Venezuela y PDVSA: matando a la gallina de los huevos de oro”, Comentario Elcano nº 4/2018, Real Instituto Elcano, http://www.realinstitutoelcano.org/wps/portal/riecano_es/contenido?WCM_GLOBAL_CONTEXT=/elcano/elcano_es/programas/energiacambioclimatico/publicaciones/comentario-achutegui-venezuela-pdvsa-matando-gallina-huevos-oro

Hasta aquí, 2017 se movió en el margen de lo previsible a principios del año pasado ²⁸. Todas esas tendencias parecen mantenerse para 2018: entorno más alto de precios que en 2017 (la previsión de la US EIA para el Brent es de 61 dólares por barril); reequilibrio del mercado aunque según la AIE y la US EIA se mantenga un cierto exceso de oferta; aumento no tan “moderado” de la producción estadounidense; nuevos envites de política energética de la Administración Trump, pero tal vez nuevas derrotas regulatorias también; recuperación gradual del espacio de política económica de productores como Arabia Saudita, Argelia o Rusia; pero no en Venezuela, que parece abocada a que la postración de su industria petrolera culmine el colapso del país; y, finalmente, consolidación de la OPEP+ y del protagonismo creciente de Rusia.

En cambio, mientras se presumía una volatilidad geopolítica contenida, la segunda mitad de 2017 ha traído una aceleración imprevista que ha convertido 2018 en un año de grandes incertidumbres acumuladas. La suma del deterioro endógeno de la situación en Oriente Medio a las actuaciones de la Administración Trump en la región (capitalidad de Jerusalén, nuevas sanciones a Irán) y la creciente presencia rusa (en la OPEP+ y en el Mediterráneo oriental) plantean numerosos focos de tensión. La posibilidad de accidentes geopolíticos con impacto energético en la región aumenta, y con ella la prima de riesgo en los precios del petróleo. Conforme los mercados se reajustan y los intereses de los actores se alinean parece alcanzarse un equilibrio, una especie de break-even geopolítico en que el entorno actual de precios resulta aceptable para casi todos, pero que cualquier cambio en la relación de fuerzas en Oriente Medio podría perturbar.

Para 2018, el consenso es que la volatilidad geopolítica se mantendrá en máximos y concentrará buena parte de la atención de los actores energéticos. Parece razonable,

²⁸ Gonzalo Escribano y Lara Lázaro (2017), “Energía y clima en 2017: volatilidad contenida, implementación climática e incertidumbre política”, ARI n° 32/2017, Real Instituto Elcano, http://www.realinstitutoelcano.org/wps/portal/rielcano_es/contenido?WCM_GLOBAL_CONTEXT=/elcano_es/programas/energiacambioclimatico/publicaciones/ari32-2017-escribano-lazaro-energia-clima-2017-volatilidad-contenida-incertidumbre

pero no implica necesariamente que vaya a producirse catástrofe inevitable alguna que no pueda ser absorbida por los mercados en forma, eso sí, de tensiones en los precios.

Fuente de información:

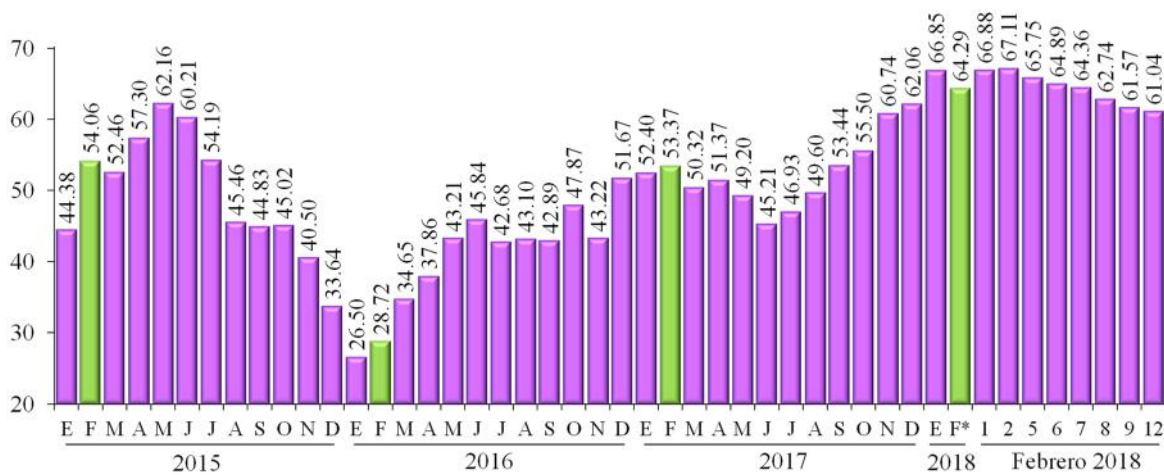
<http://www.realinstitutoelcano.org/wps/wcm/connect/cb3d1b29-e6b0-4347-bc15-3b4e70b142ac/ARI16-2018-Escribano-Energia-2018-aceleracion-geopolitica-OPEP-Trump.pdf?MOD=AJPERES&CACHEID=cb3d1b29-e6b0-4347-bc15-3b4e70b142ac>

Canasta de crudos de la OPEP

La Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), que se integra por los siguientes países: Angola, Arabia Saudita, Argelia, Ecuador, Emiratos Árabes Unidos, Libia, Nigeria, Irán, Iraq, Kuwait, Qatar y Venezuela, han conformado canasta de crudos de referencia de la OPEP, que se integra regularmente por los crudos de exportación de los principales países miembros de la Organización, de acuerdo con su producción y exportación a los principales mercados; y refleja, además, la calidad media de los crudos de exportación del cártel. Así, al 28 de abril de 2016, dio a conocer la nueva canasta de referencia de la OPEP que incluye los siguientes tipos de crudos: Saharan Blend (Argelia), Girassol (Angola), Oriente (Ecuador), Minas (Indonesia), Iran Heavy (República Islámica de Iran), Basra Light (Iraq), Kuwait Export (Kuwait), Es Sider (Libya), Bonny Light (Nigeria), Qatar Marine (Qatar), Arab Light (Saudi Arabia), Murban (Emiratos Árabes Unidos) y Merey (Venezuela).

En este contexto, del 1º al 12 de febrero de 2018, la canasta de crudos de la OPEP registró una cotización promedio de 64.29 dólares por barril (d/b), cifra 3.83% inferior con relación a enero pasado (66.85%), superior en 3.59% respecto a diciembre de 2016 (62.06 d/b) y 20.46% más si se le compara con el promedio de febrero de 2017 (53.37 d/b).

PRECIO DE LA CANASTA DE CRUDOS DE LA OPEP
-Dólares por barril-



* Promedio al día 12 de febrero.

FUENTE: OPEP.

Fuente de información:

http://www.opec.org/opec_web/en/data_graphs/40.htm