
3. POLÍTICA ENERGÉTICA

Petróleo crudo de exportación (Pemex)

El 22 de octubre de 2010, Petróleos Mexicanos (Pemex) informó que durante el período enero-septiembre de 2010, el precio promedio de la mezcla de petróleo crudo de exportación fue de 70.20 dólares por barril (d/b), lo que significó un aumento de 31.72% con relación al mismo período del año anterior (53.30 d/b).

Cabe señalar que en septiembre de 2010, el precio promedio de la mezcla de petróleo crudo de exportación fue de 69.90 d/b lo que significó un incremento de 0.36% con respecto al mes inmediato anterior, un aumento de 0.14% con relación a diciembre pasado y mayor en 7.99% si se le compara con septiembre de 2009.

Durante los primeros nueve meses del año en curso, se obtuvieron ingresos por 25 mil 195 millones de dólares por concepto de exportación de petróleo crudo mexicano en sus tres tipos, monto que representó un aumento de 43.06% con respecto al mismo período del año anterior (17 mil 611 millones de dólares). Del tipo Maya se reportaron ingresos por 19 mil 640 millones de dólares (77.95%), del tipo Olmeca se obtuvieron 4 mil 415 millones de dólares (17.52%) y del tipo Istmo se percibió un ingreso de 1 mil 140 millones de dólares (4.53%).

VALOR DE LAS EXPORTACIONES DE PETRÓLEO CRUDO

-Millones de dólares-

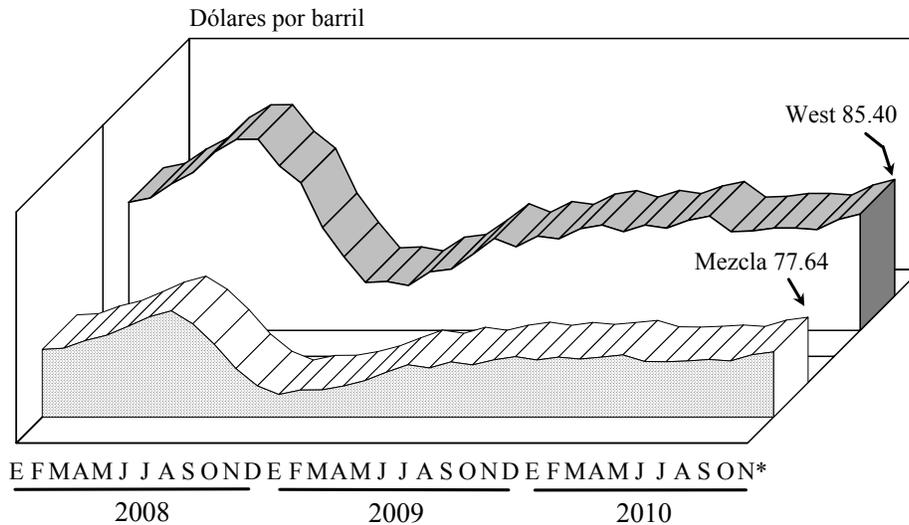
	Total	Istmo	Maya ^{a/}	Olmeca	Por región		
					América	Europa	Lejano Oriente ^{b/}
2003	16 676	255	14 113	2 308	14 622	1 495	560
2004	21 258	381	17 689	3 188	19 003	1 886	369
2005	28 329	1 570	22 513	4 246	24 856	2 969	504
2006	34 707	1 428	27 835	5 443	30 959	3 174	574
2007	37 937	1 050	32 419	4 469	33 236	3 858	843
2008	43 342	683	37 946	4 712	38 187	4 319	836
2009	25 693	327	21 921	3 445	22 518	2 401	775
Enero	1 608	9	1 403	196	1 423	110	75
Febrero	1 346	10	1 219	117	1 224	122	0
Marzo	1 580	6	1 492	81	1 382	114	84
Abril	1 686	7	1 563	116	1 499	187	0
Mayo	2 051	8	1 825	218	1 883	168	0
Junio	2 386	77	2 004	305	2 062	201	123
Julio	2 469	104	1 986	380	2 002	354	113
Agosto	2 294	19	1 913	361	2 146	148	0
Septiembre	2 191	0	1 887	304	1 950	241	0
Octubre	2 644	14	2 184	446	2 298	223	124
Noviembre	2 650	0	2 183	467	2 224	300	127
Diciembre	2 787	73	2 261	452	2 426	232	129
2010	25 195	1 140	19 640	4 415	21 964	2 521	710
Enero	2 633	148	2 048	437	2 288	206	139
Febrero	2 426	73	1 975	378	1 963	330	133
Marzo	2 977	192	2 256	529	2 547	309	120
Abril	2 905	23	2 327	555	2 535	245	125
Mayo	3 345	197	2 664	484	2 900	383	62
Junio	2 245	48	1 757	440	2 110	135	0
Julio	2 944	79	2 363	502	2 694	250	0
Agosto	2 917	59	2 300	557	2 714	203	0
Septiembre	2 804	319	1 951	534	2 213	460	131

^{a/}Incluye crudo Atamira^{b/}Incluye otras regiones

FUENTE: Pemex.

Por otra parte, de acuerdo con cifras preliminares, el precio promedio de la mezcla mexicana de exportación en los primeros 16 días de noviembre de 2010 fue de 77.64 d/b, precio 3.97% superior al reportado en octubre pasado, mayor en 11.23% con respecto a diciembre anterior y 7.18% más si se le compara con el promedio de noviembre de 2009 (72.44 d/b).

PRECIO PROMEDIO MENSUAL DE LA MEZCLA DEL PETRÓLEO MEXICANO DE EXPORTACIÓN Y WEST TEXAS INTERMEDIATE 2008-2010



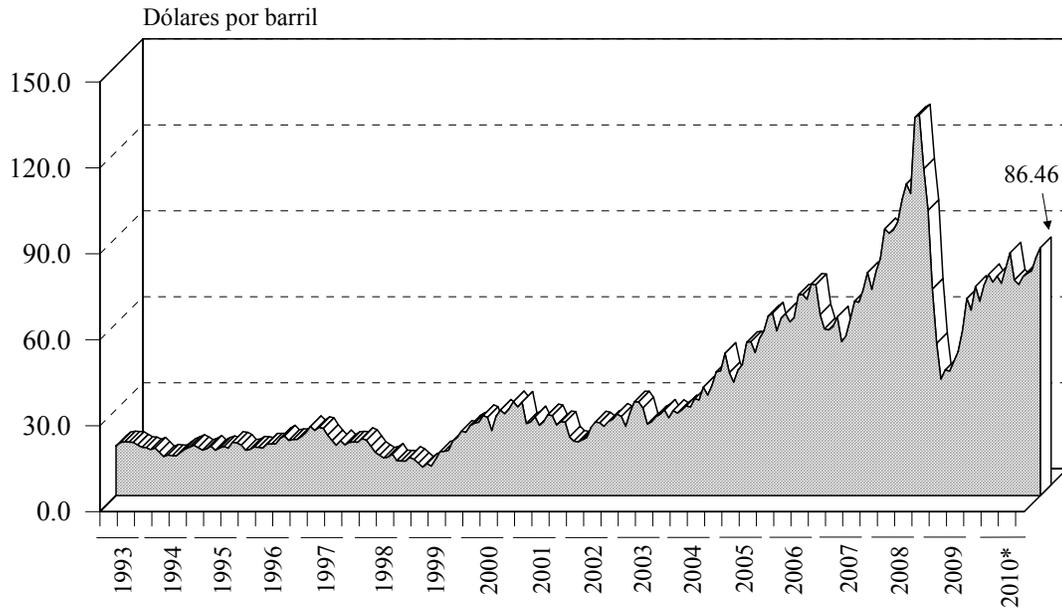
* Promedio al día 16.

FUENTE: Petróleos Mexicanos.

En particular, el crudo West Texas Intermediate (WTI), que es considerado un crudo ligero de alta calidad por su menor contenido de azufre y de otros metales y, por tanto, de menor costo de refinación, registró en los primeros 16 días de noviembre de 2010 una cotización promedio de 85.40 d/b, lo que significó un aumento de 4.31% con relación a octubre pasado, en 15.39% con respecto a diciembre anterior, y mayor en 9.14% si se le compara con el promedio de noviembre de 2009 (78.25 d/b)

Asimismo, durante los primeros 16 días de noviembre de 2010, la cotización promedio del crudo Brent del Mar del Norte fue de 86.46 d/b, precio que representó un incremento de 4.17% con relación al mes inmediato anterior, en 16.12% con respecto a diciembre pasado y mayor en 12.17% al precio promedio de noviembre de 2009 (77.08 d/b).

PRECIO PROMEDIO MENSUAL DEL BRENT 1993-2010



* Promedio al día 16 de noviembre.

FUENTE: Petróleos Mexicanos.

PRECIOS INTERNACIONALES DEL PETRÓLEO

-Dólares por barril-

Fecha	Crudo API Precio promedio spot ^{1/}		Precio promedio de exportación del crudo mexicano ^{2/}	Fecha	Crudo API Precio spot ^{1/}		Precio promedio de exportación del crudo mexicano ^{2/}
	Brent (38)	West Texas Intermediate (44)			Brent (38)	West Texas Intermediate (44)	
Diciembre 2000	26.26	28.46	19.77	Febrero 2009	44.41	39.09	38.24
Diciembre 2001	18.52	19.33	14.29	Marzo 2009	46.88	47.96	42.03
Diciembre 2002	28.28	29.42	24.86	Abril 2009	50.15	49.65	47.77
Diciembre 2003	29.81	32.15	25.29	Mayo 2009	57.61	59.27	56.42
Diciembre 2004	39.53	43.20	28.56	Junio 2009	68.72	69.59	64.36
Diciembre 2005	56.91	59.43	42.71	Julio 2009	64.67	64.16	60.95
Diciembre 2006	62.34	62.03	53.04	Agosto 2009	72.97	71.10	67.21
Diciembre 2007	91.50	91.71	61.64	Septiembre 2009	67.74	69.25	64.73
Enero 2008	92.74	93.02	80.15	Octubre 2009	73.42	75.98	68.87
Febrero 2008	95.49	95.83	81.40	Noviembre 2009	77.08	78.25	72.44
Marzo 2008	103.16	105.12	89.35	Diciembre 2009	74.46	74.01	69.80
Abril 2008	108.67	112.47	94.90	Enero 2010	76.58	78.32	72.22
Mayo 2008	122.75	125.72	104.18	Febrero 2010	74.01	76.18	70.24
Junio 2008	131.97	133.88	114.15	Marzo 2010	79.34	81.24	72.14
Julio 2008	132.84	133.90	120.25	Abril 2010	84.66	84.09	74.39
Agosto 2008	113.99	116.67	106.64	Mayo 2010	75.16	73.00	67.81
Septiembre 2008	99.45	105.65	85.57	Junio 2010	73.60	73.98	67.41
Octubre 2008	71.99	76.62	60.27	Julio 2010	76.42	76.30	68.26
Noviembre 2008	53.04	57.64	42.40	Agosto 2010	77.54	76.33	69.66
Diciembre 2008	40.60	41.04	33.70	Septiembre 2010	78.41	75.32	69.79
Enero 2009	43.78	41.67	37.95	Octubre 2010	86.46	85.40	77.64
1/X/2010	82.78	81.55	78.88	1/XI/2010	84.26	82.92	75.14
4/X/2010	83.51	81.43	75.10	2/XI/2010	85.16	83.89	76.14
5/X/2010	83.44	82.81	75.70	3/XI/2010	85.78	84.43	77.09
6/X/2010	85.50	83.19	76.47	4/XI/2010	87.28	86.47	78.83
7/X/2010	84.16	81.32	75.04	8/XI/2010	87.60	87.05	78.90
8/X/2010	84.37	82.64	75.64	9/XI/2010	88.38	87.02	78.96
11/X/2010	83.57	82.16	75.21	10/XI/2010	88.36	87.75	79.63
12/X/2010	83.48	81.65	74.70	11/XI/2010	88.53	87.75	79.72
13/X/2010	84.50	83.01	75.83	12/XI/2010	85.55	84.88	77.72
14/X/2010	84.04	82.69	75.25	15/XI/2010	85.93	84.86	77.19
15/X/2010	82.43	81.21	74.03	16/XI/2010	84.18	82.34	74.76
18/X/2010	82.69	83.04	75.16				
19/X/2010	81.51	79.55	72.61				
20/X/2010	82.07	81.91	73.98				
21/X/2010	81.62	79.98	72.87				
22/X/2010	81.04	81.12	73.53				
25/X/2010	82.21	81.95	74.48				
26/X/2010	82.82	82.58	74.90				
27/X/2010	81.47	81.88	74.22				
28/X/2010	83.17	82.18	74.69				
29/X/2010	82.66	81.43	74.03				
Promedio de octubre de 2010	83.00	81.87	74.68	Promedio de noviembre de 2010*	86.46	85.40	77.64
Desviación estándar octubre de 2010	1.15	0.95	0.95	Desviación estándar noviembre de 2010*	1.64	1.92	1.74

^{1/} Petróleos Mexicanos, Secretaría de Energía, Banamex y periódico *Reforma*.

^{2/} Precio informativo proporcionado por Petróleos Mexicanos Internacional (PMI) y Secretaría de Energía.

* Cálculos de las cotizaciones promedio del 1 al 16.

Nota: PMI Comercio Internacional, S.A. de C.V. surgió en 1989, producto de la estrategia comercial de Pemex para competir en el mercado internacional de petróleo y productos derivados; con autonomía patrimonial, técnica y administrativa. Es una Entidad constituida bajo el régimen de empresa de participación estatal mayoritaria, de control presupuestario indirecto que opera a través de recursos propios, estableciendo dentro de sus objetivos y metas el asegurar la colocación en el mercado exterior de las exportaciones de petróleo crudo de Pemex, así como proporcionar servicios comerciales y administrativos a empresas del Grupo Pemex que realizan actividades relacionadas con el comercio de hidrocarburos.

FUENTE: Secretaría de Energía con información del PMI Internacional y el indicador New York Mercantile Exchange (Nymex).

Fuente de información:

http://www.ri.pemex.com/files/dcpe/petro/evalorexporta_esp.xls

http://www.ri.pemex.com/files/dcpe/petro/epreciopromedio_esp.xls

Volumen

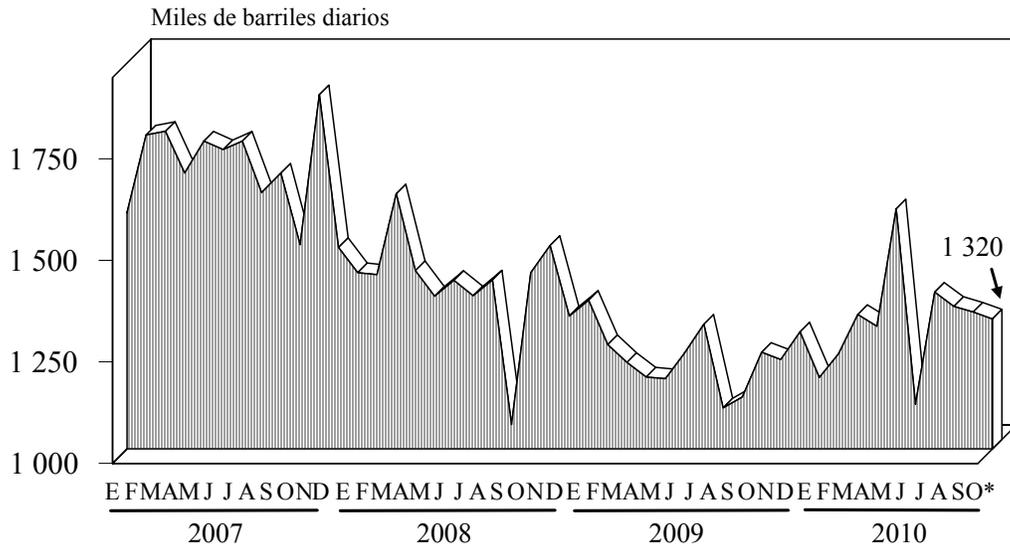
De acuerdo con información de Pemex, durante el período enero-octubre de 2010, se exportaron a los diferentes destinos un volumen promedio de 1.315 millones de barriles diarios (mb/d), cantidad 8.0% mayor a la observada en el mismo lapso del año previo (1.218 mb/d).

Cabe puntualizar que el volumen exportado en octubre pasado fue de 1.337 mb/d, lo que significó una disminución de 1.04% con respecto al mes inmediato anterior, 3.80% más con relación a diciembre pasado y 18.53% mayor al volumen exportado en septiembre de 2009 (1.128 md/d).

Los destinos de las exportaciones de petróleos crudos mexicanos, en el período enero-octubre de 2010, fueron los siguientes: al Continente Americano (87.07%), a Europa (10.04%) y al Lejano Oriente (2.89%).

Por otra parte, de acuerdo con estimaciones de Pemex, el pronóstico del volumen de exportación de petróleo crudo mexicano para octubre de 2010 fue de 1.320 millones de barriles diarios (mb/d).

EXPORTACIONES DE PETRÓLEO CRUDO MEXICANO 2007-2010



* Estimado.

FUENTE: Petróleos Mexicanos.

Fuente de información:

http://www.ri.pemex.com/files/dcpe/petro/evolexporta_esp.xls

Resultados financieros al 3er trimestre de 2010 (Pemex)

El 28 de octubre de 2010, Petróleos Mexicanos (Pemex) informó que los ingresos totales de Pemex en el tercer trimestre del año, incluyendo el Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS) devengado, aumentaron 7.1% con respecto al mismo período de 2009, para ubicarse en 331 mil millones de pesos.

Así se informa en el reporte de resultados de Pemex, organismos subsidiarios y compañías subsidiarias al 30 de septiembre de 2010, entregado a la Bolsa Mexicana de Valores, en el que se indica que la pérdida neta en el trimestre se redujo en 932 millones de pesos en comparación con el tercer trimestre de 2009, al ubicarse en 2 mil 758 millones de pesos.

Asimismo, los recursos generados por la operación, antes de impuestos y derechos pagados durante los primeros nueve meses de 2010, ascendieron a 549 mil millones de pesos. En el mismo período, los ingresos totales, incluyendo el IEPS devengado, aumentaron 25% con respecto al mismo período de 2009, situándose en 996 mil millones de pesos.

Por otro lado, el informe resalta que la producción de crudo en el tercer trimestre se mantuvo constante con respecto al trimestre anterior, en 2 millones 567 mil barriles diarios en promedio, como resultado del incremento en la producción de crudo ligero y superligero que compensaron la disminución de crudo pesado.

Fuente de información:

<http://www.pemex.com/index.cfm?action=news§ionid=8&catid=40&contentid=23253>

Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Ley Federal de Derechos, relativo al Régimen Fiscal de Pemex (SHCP)

El 18 de noviembre de 2010, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) publicó en el *Diario Oficial de la Federación* (DOF), el Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Ley Federal de Derechos, relativo al Régimen Fiscal de Petróleos Mexicanos (Pemex). A continuación se presenta el documento.

Felipe De Jesús Calderón Hinojosa, Presidente de los Estados Unidos Mexicanos, a sus habitantes sabed:

Que el Honorable Congreso de la Unión, se ha servido dirigirme el siguiente

DECRETO

**"EL CONGRESO GENERAL DE LOS ESTADOS UNIDOS MEXICANOS,
D E C R E T A :**

SE REFORMAN Y ADICIONAN DIVERSAS DISPOSICIONES DE LA LEY FEDERAL DE DERECHOS, RELATIVO AL RÉGIMEN FISCAL DE PETRÓLEOS MEXICANOS.

Artículo Único.- Se reforma el primer párrafo del artículo 258 Ter; y se adicionan los artículos 254 Quáter; 257 Bis, con una fracción IV; 258 Bis, con una fracción III; 258 Ter, con las fracciones VI y VII; 258 Quáter, y 258 Quintus, relativos al Capítulo XII Hidrocarburos, de la Ley Federal de Derechos, para quedar como sigue:

Artículo 254 Quáter. Pemex Exploración y Producción estará obligado al pago anual del derecho para regular y supervisar la exploración y explotación de hidrocarburos, aplicando la tasa del 0.03% al valor anual del petróleo crudo y gas natural extraídos en el año. El valor de estos productos se calculará de acuerdo con lo establecido en el artículo 258 de esta Ley.

A cuenta de este derecho se harán pagos mensuales provisionales, dentro de los siete días hábiles después de terminado el mes de calendario correspondiente.

Se deberá presentar una declaración anual por este derecho, a más tardar, el último día hábil del mes de marzo del siguiente año del ejercicio de que se trate, en la que se podrán acreditar los pagos provisionales efectivamente pagados del ejercicio que corresponda.

Los ingresos que se generen por concepto del derecho a que se refiere este artículo se destinarán a cubrir el presupuesto de la Comisión Nacional de Hidrocarburos. Si al finalizar el ejercicio presupuestal, existiera saldo proveniente de dichos ingresos, el Órgano de Gobierno de la Comisión instruirá su transferencia a una reserva especial, la que será destinada a la cobertura de gastos correspondientes a posteriores ejercicios.

Con la aplicación de estos derechos quedarán cubiertos los pagos por los servicios de supervisión y regulación a que se refiere el artículo 15 de la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

El último día hábil del mes marzo de cada año la Comisión Nacional de Hidrocarburos entregará a las Cámaras del Congreso de la Unión un reporte anual del cumplimiento de las actividades y metas programadas.

Artículo 257 Bis.

IV. Los campos marginales a que se refiere el artículo 258 Bis de esta Ley, únicamente respecto de la producción incremental anual que se obtenga una vez alcanzada la producción base anual. A la producción base anual se aplicarán los derechos previstos en los artículos 254 a 257 de esta Ley.

Artículo 258 Bis.

- III. Campos marginales, aquellos campos de extracción de petróleo crudo o gas natural que formen parte del inventario autorizado por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, acorde con lo establecido en el artículo 258 Quáter de esta Ley.

Artículo 258 Ter. Para los efectos de los artículos 257 Bis, 257 Ter, 257 Quáter, 257 Quintus, 257 Séptimus, 257 Octavus y 258 Quáter de esta Ley se considerará:

- VI. Como producción base anual de un campo marginal, la que se obtenga conforme a la siguiente fórmula:

$$\text{si } 0.9 * pce * 10 > \text{reservas } 1P, \quad \begin{cases} \text{cuando } t \leq 10, pba_t = 0.9 * pce \\ \text{cuando } t > 10, pba_t = 0 \end{cases}$$

$$\text{si } 0.9 * pce * 10 < \text{reservas } 1P, \quad pba_t = \text{perfil } 1P_t$$

Donde:

- pba_t : Es la producción base anual del campo marginal.
 pce : Es el volumen de petróleo crudo equivalente extraído durante los 12 meses inmediatos anteriores al mes en que se presente la propuesta de incorporación a que se refiere al artículo 258 Quáter de esta Ley, incluyendo el consumo de dicho producto efectuado por Pemex Exploración y Producción.
 reservas 1P: Es el monto de reservas probadas (1P) que Pemex Exploración y Producción haya registrado en el ejercicio fiscal inmediato anterior a la incorporación del campo al inventario de campos marginales, en su certificación de reservas ante los mercados reconocidos a que se refiere el

- artículo 16-C del Código Fiscal de la Federación, en los que participe.
- Perfil 1P_t: Es el perfil de extracción de petróleo crudo equivalente correspondiente a las reservas probadas (1P) que Pemex Exploración y Producción haya registrado en el ejercicio fiscal inmediato anterior a la incorporación del campo al inventario de campos marginales, en su certificación de reservas ante los mercados reconocidos a que se refiere el artículo 16-C del Código Fiscal de la Federación, en los que participe.
- t: Es el ejercicio fiscal que corresponda de manera que cuando t=1, se refiere al ejercicio fiscal en que se incorpora el campo al inventario de campos marginales.

VII. Como producción incremental anual de un campo marginal, la que se obtenga de la siguiente fórmula:

$$\begin{aligned} \text{si } \text{prod}_t > \text{pba}_t, \text{pia}_t &= \text{prod}_t - \text{pba}_t \\ \text{si } \text{prod}_t < \text{pba}_t, \text{pia}_t &= 0 \end{aligned}$$

Donde:

- pia_t: Es la producción incremental del campo marginal en el período que corresponda.
- pba_t: Es la producción base anual del campo marginal.
- prod_t: Es el volumen efectivamente obtenido de petróleo crudo equivalente del campo marginal, incluyendo el consumo que de este producto efectúe Pemex Exploración y Producción en el ejercicio fiscal que corresponda.
- t: Es el ejercicio fiscal que corresponda, de manera que cuando t=1, se refiere al ejercicio fiscal en que se incorpora al campo al inventario de campos marginales.

Artículo 258 Quáter. La Secretaría de Hacienda y Crédito Público autorizará el inventario de campos marginales.

A más tardar el 31 de agosto de cada año, en su caso, Pemex Exploración y Producción presentará a consideración de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, previa opinión favorable de la Secretaría de Energía, una propuesta de modificación al inventario de campos marginales que aplicará para el siguiente ejercicio fiscal.

Pemex Exploración y Producción, previa opinión favorable de la Secretaría de Energía, deberá anexar a la propuesta a que se refiere el párrafo anterior, un estudio

que contenga para cada campo que proponga incorporar al inventario correspondiente, lo siguiente:

- I. En caso de que el campo no esté activo, una estimación de los costos de exploración, desarrollo y producción, así como de los montos de las reservas probadas (1P) y probadas y probables (2P) de petróleo crudo o gas natural;
- II. En caso de que el campo propuesto esté activo, una relación de los costos de producción y desarrollo, así como de los montos de las reservas probadas (1P) y probadas y probables (2P) de petróleo crudo o gas natural;
- III. Una estimación de la rentabilidad esperada de la explotación del campo, en el que se incluya, al menos, un análisis que demuestre que la explotación del campo de que se trate:
 - a) Sea económicamente rentable, antes de aplicar lo dispuesto en los artículos 254 a 257 de esta Ley;
 - b) No sea rentable para Pemex Exploración y Producción una vez aplicado lo dispuesto en los artículos 254 a 257 de esta Ley, y
 - c) Sea rentable para Pemex Exploración y Producción en caso de que se aplique el régimen previsto en esta Ley para los campos incluidos en el inventario de campos marginales, y
- IV. El perfil de producción de hidrocarburos que corresponda a las reservas probadas (1P), de acuerdo con el proceso de certificación de reservas de Pemex Exploración y Producción ante los mercados reconocidos a que se refiere al artículo 16-C del Código Fiscal de la Federación, en los que participe.

La Secretaría de Hacienda y Crédito Público, habiendo analizado qué campos se deben incluir, mantener o eliminar, a más tardar el 30 de noviembre de cada año autorizará, en su caso, las modificaciones al inventario de campos marginales que aplicará para el siguiente ejercicio fiscal.

Pemex Exploración y Producción deberá notificar a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público el cierre o abandono de un campo incluido en el inventario de campos marginales a más tardar a los 15 días naturales posteriores al cierre o abandono, a efecto de que la citada Secretaría elimine el campo de que se trate del inventario de campos marginales autorizado para el ejercicio en curso.

Para emitir las opiniones a que se refiere este artículo la Secretaría de Energía solicitará la opinión técnica de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

La Secretaría de Hacienda y Crédito Público podrá expedir los criterios generales y lineamientos a los que deberá sujetarse Pemex Exploración y Producción para elaborar los estudios y la propuesta de modificación al inventario de campos marginales a que se refiere este artículo.

Artículo 258 Quintus. Para los efectos de este Capítulo, Pemex Exploración y Producción deberá contar con sistemas de medición de volúmenes extraídos de petróleo crudo y gas natural, instalados en cada pozo, campo y punto de transferencia de custodia. La Secretaría de Energía a través de la Comisión Nacional de Hidrocarburos emitirá los lineamientos para la medición de los citados volúmenes.

Transitorios

Primero. El presente Decreto entrará en vigor a partir del 1 de enero de 2011, salvo la reforma a los artículos 254 Quater y 258 Quintus de la Ley Federal de Derechos que entrarán en vigor el 1 de enero de 2012.

Segundo. Para los efectos del artículo 258 Quater de la Ley Federal de Derechos, el inventario de campos marginales para 2011 se integrará con:

I. Los campos abandonados y en proceso de abandono incluidos en el inventario a que se refiere el artículo séptimo transitorio del Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Ley Federal de Derechos en materia de hidrocarburos y se derogan y reforman diversas disposiciones del Decreto que reforma diversas disposiciones del Título Segundo, Capítulo XII, de la Ley Federal de Derechos, publicado el 21 de diciembre de 2005, dado a conocer en el Diario Oficial de la Federación el 1 de octubre de 2007, y

II. Los siguientes campos:

a) En el área de Magallanes Cinco Presidentes:

1. Blasillo;
2. Cinco Presidentes;
3. La Venta;
4. Magallanes;
5. Ogarrio;
6. Otates;
7. Rodador;
8. San Alfonso, y
9. San Ramón;

b) En el área de Arenque:

1. Arenque;
2. Atún;
3. Bagre;
4. Carpa;

5. Escualo;
6. Isla de Lobos;
7. Jurel;
8. Lobina;
9. Marsopa;
10. Mejillón;
11. Morsa;
12. Náyade, y
13. Tiburón, y

c) En el área de Altamira:

1. Altamira;
2. Barcodón;
3. Cacalilao;
4. Corcovado;
5. Ébano;
6. Limón;
7. Pánuco;
8. Salinas;
9. Tamaulipas Constituciones, y
10. Topila.

A más tardar el 28 de febrero de 2011, Pemex Exploración y Producción, previa opinión de la Secretaría de Energía, deberá entregar a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público la información que delimite la ubicación de los campos a que se refiere este artículo. Para emitir la referida opinión la Secretaría de Energía solicitará la opinión técnica de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Tercero. Para los efectos de lo dispuesto por el artículo 258 Quintus de la Ley Federal de Derechos, la Secretaría de Energía a través de la Comisión Nacional de

Hidrocarburos deberá emitir los lineamientos para la medición de volúmenes extraídos de petróleo crudo y gas natural a más tardar el 30 de junio de 2011.

Cuarto. Se deroga el artículo séptimo transitorio del Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Ley Federal de Derechos, en materia de hidrocarburos y se derogan y reforman diversas disposiciones del Decreto que reforma diversas disposiciones del Título Segundo, Capítulo XII, de la Ley Federal de Derechos, publicado el 21 de diciembre de 2005, dado a conocer en el Diario Oficial de la Federación el 1 de octubre de 2007.

Quinto. El primer reporte anual de la Comisión Nacional de Hidrocarburos para cumplir con lo establecido en el artículo 254 Quater de la Ley Federal de Derechos, se entregará en el mes de marzo de 2012.

México, D. F., a 28 de octubre de 2010.- Sen. Manlio Fabio Beltrones Rivera, Presidente.- Dip. Jorge Carlos Ramírez Marín, Presidente.- Sen. Martha Leticia Sosa Govea, Secretaria.- Dip. María Dolores del Río Sánchez, Secretaria.- Rúbricas."

En cumplimiento de lo dispuesto por la fracción I del Artículo 89 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, y para su debida publicación y observancia, expido el presente Decreto en la Residencia del Poder Ejecutivo Federal, en la Ciudad de México, Distrito Federal, a dieciséis de noviembre de dos mil diez.- Felipe de Jesús Calderón Hinojosa.- Rúbrica.- El Secretario de Gobernación, José Francisco Blake Mora.- Rúbrica.

Fuente de información:

<http://148.244.228.151/dof/2010/11/18/SHCP111812.pdf>

**Disposiciones administrativas de carácter general
en materia de Asignaciones Petroleras (Sener)**

El 2 de noviembre de 2010, la Secretaría de Energía (Sener) publicó en el *Diario Oficial de la Federación* (DOF), las Disposiciones administrativas de carácter general en materia de asignaciones petroleras, las cuales se presentan a continuación.

Eduardo Camero Godínez, Director General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos de la Subsecretaría de Hidrocarburos de la Secretaría de Energía, con fundamento en los artículos 33, fracción XV de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 5, 11 y 15, fracción I de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo; 12 al 18 del Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo; así como 1, 3, fracción III, inciso a), 21, fracciones I y III del Reglamento Interior de la Secretaría de Energía; artículo primero del Acuerdo mediante el cual se delegan en los Directores Generales de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, de Desarrollo Industrial de Hidrocarburos y de Gas L.P., adscritos a la Subsecretaría de Hidrocarburos de la Secretaría de Energía, las facultades a que hacen referencia los artículos 11 y 15 de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo y 6, 21, 23 y 34 de su Reglamento, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 9 de abril de 2010, y

CONSIDERANDO

Que el artículo 33, fracción XV de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, faculta a la Secretaría de Energía para establecer la regulación en materia de asignación de áreas para la exploración y explotación petrolera, así como supervisar su debido cumplimiento;

Que en términos de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, el Ejecutivo Federal por conducto de la Secretaría de Energía, otorgará exclusivamente a Petróleos Mexicanos y a sus Organismos Subsidiarios las asignaciones de áreas para exploración y explotación petroleras;

Que el Ejecutivo Federal, por conducto de la Secretaría de Energía, con la participación que corresponda a la Comisión Nacional de Hidrocarburos, en el ámbito de sus respectivas atribuciones y conforme a la legislación aplicable, emitirá la regulación de la industria petrolera y de las actividades a que se refiere la ley citada en el párrafo anterior;

Que las personas que realicen dichas actividades, deberán cumplir con las disposiciones administrativas y normas de carácter general que expidan en el ámbito de sus competencias, entre otras autoridades, la Secretaría de Energía y la Comisión Nacional de Hidrocarburos y, de manera específica, tratándose de asignaciones petroleras, Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios tendrán la obligación de cumplir con los términos y condiciones establecidos en tales asignaciones, así como abstenerse de ceder, traspasar, enajenar o gravar total o parcialmente, los derechos u obligaciones derivados de ellas;

Que en cualquier tiempo, Petróleos Mexicanos o sus Organismos Subsidiarios podrán solicitar una asignación petrolera o la modificación de una existente;

Que los proyectos de exploración petrolera incluirán los estudios, las obras, las perforaciones exploratorias y demás trabajos necesarios para evaluar los recursos prospectivos e identificar y cuantificar las reservas de hidrocarburos; y que los proyectos de explotación petrolera comprenderán los estudios, las obras, la perforación de pozos de desarrollo, y los trabajos destinados a la extracción de petróleo y gas natural, así como las actividades de proceso, transporte y almacenamiento, anteriores a su enajenación a otro organismo descentralizado o a una

persona moral controlada por Petróleos Mexicanos o por sus Organismos Subsidiarios;

Que el título de asignación petrolera contendrá, entre otros, los elementos siguientes: la identificación del área asignada; los trabajos y la descripción general de los proyectos de exploración y explotación a realizarse; el listado de los trabajos que requieran autorización de la Secretaría, los cuales podrán incluir, entre otros, la perforación de pozos, la construcción e instalación de plataformas, de tanques de almacenamiento y de plantas industriales, así como el tendido de ductos; los términos y condiciones que regirán la actuación del asignatario, así como el plazo de vigencia, y los criterios conforme a los cuales se deberá solicitar una modificación a dicho título cuando existan o se prevean desviaciones significativas relativas a, entre otros, los gastos, inversiones, producción, aprovechamiento de gas, tiempos de ejecución y rentabilidad estimada de los proyectos de exploración y explotación asociados a dicho título, en lo que resulte aplicable, así como que los parámetros para determinar las desviaciones significativas se establecerán en la asignación petrolera;

Que la Secretaría de Energía, en materia de asignaciones petroleras, podrá rehusar su otorgamiento o la modificación de una existente, revocar en caso de incumplimiento de las obligaciones consignadas en las disposiciones jurídicas aplicables o de los términos y condiciones establecidos en la misma y, con base en la información proporcionada por Petróleos Mexicanos o por sus Organismos Subsidiarios, cancelarla cuando hayan concluido los proyectos de exploración y explotación bajo los cuales fue otorgada;

Que, de conformidad con el artículo 21, fracciones I y III, del Reglamento Interior de la Secretaría de Energía, el Director General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos está facultado para aplicar los ordenamientos técnicos que rigen a la industria petrolera en las áreas de exploración y explotación del petróleo y demás

hidrocarburos, así como expedir las disposiciones administrativas de carácter técnico que rijan a la industria petrolera en dichas áreas, y

Que el artículo PRIMERO del Acuerdo mediante el cual se delegan en los Directores Generales de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, de Desarrollo Industrial de Hidrocarburos y de Gas L.P., adscritos a la Subsecretaría de Hidrocarburos de la Secretaría de Energía, las facultades a que hacen referencia los artículos 11 y 15 de la Ley Reglamentaria del artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo y 6, 21, 23 y 34 de su Reglamento, establece que se delegan en el Director General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, las atribuciones previstas en los artículos 11 y 15 de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, en las áreas de exploración y explotación del petróleo y demás hidrocarburos, para que emitan los acuerdos que se requieran, así como los mecanismos y criterios señalados en dichos artículos, en el ámbito de su competencia.

Que en virtud de lo expuesto y fundado, he tenido a bien expedir las siguientes:

DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARACTER GENERAL EN MATERIA DE ASIGNACIONES PETROLERAS

Capítulo I

Disposiciones Generales

Artículo 1. Las presentes disposiciones son de observancia obligatoria para Petróleos Mexicanos (Pemex) y establecen la regulación relativa al otorgamiento, modificación, rehusamiento, revocación y cancelación de Asignaciones Petroleras para realizar actividades de exploración y explotación petrolera.

Artículo 2. Para efectos de las presentes disposiciones, los términos que a continuación se indican tendrán el significado establecido en este artículo, sin perjuicio de su utilización en singular o plural:

- I. Área:** Superficie que se localiza dentro de la jurisdicción de los Estados Unidos Mexicanos, que es apta para realizar en ella actividades de exploración y explotación petrolera mediante una Asignación Petrolera;
- II. Asignación Petrolera:** Es el acto jurídico administrativo mediante el cual el Ejecutivo Federal, por conducto de la Secretaría, otorga exclusivamente a Petróleos Mexicanos o a sus Organismos Subsidiarios, el derecho para realizar actividades de exploración y explotación petrolera en un área determinada por una duración específica;
- III. Comisión:** La Comisión Nacional de Hidrocarburos;
- IV. Dictamen:** La resolución técnica que emite la Comisión, de manera previa al otorgamiento de una Asignación Petrolera o modificación sustantiva, en materia de proyectos de exploración y explotación, a que se refiere el artículo 4o., fracción VI de la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos;
- V. Ley Reglamentaria:** La Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo;
- VI. Opinión:** El resultado del análisis que realiza la Comisión a que se refieren los artículos 4, fracción XV de la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos y 14 del Reglamento;
- VII. Pemex:** Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios;

- VIII. Proyecto:** Conjunto de actividades de campo y gabinete a realizarse en una asignación de exploración o en una de explotación;
- IX. Proyecto Principal:** Aquel que cumpla con los criterios de determinación establecidos en el artículo 3 del Acuerdo por el que se dan a Conocer los Criterios por los que se Determinarán los Principales Proyectos de Exploración y Explotación de Hidrocarburos que elabore Petróleos Mexicanos, publicado en el Diario Oficial de la Federación el día 12 de enero de 2010;
- X. Reglamento:** El Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo;
- XI. Secretaría:** La Secretaría de Energía, y
- XII. Términos y Condiciones:** Son aquellas disposiciones establecidas en el título de Asignación Petrolera que regirán y serán obligatorias para Pemex en un Área.

Artículo 3. Según el objeto de los trabajos a realizar, las Asignaciones Petroleras podrán ser:

- I.** Asignación Petrolera de exploración. Es aquella que se otorga para realizar estudios, obras, perforaciones de pozos exploratorios y demás trabajos necesarios para evaluar los recursos prospectivos e identificar y cuantificar las reservas de hidrocarburos, contenidos en un Proyecto de exploración, conforme a lo establecido en el primer párrafo del artículo 13 del Reglamento, y

- II.** Asignación Petrolera de exploración y explotación. Es aquella que se otorga para realizar estudios, obras, perforaciones de pozos exploratorios o desarrollo y demás trabajos necesarios para la exploración y explotación, incluyendo actividades de proceso, transporte y almacenamiento, anteriores a su enajenación a otro organismo descentralizado o a personas morales controladas por Pemex, que integra un Proyecto de explotación, de los referidos en el artículo 13 del Reglamento.

Artículo 4.- Para efectos del otorgamiento de Asignaciones Petroleras, se tomará como base el mapa para el otorgamiento de Áreas de Asignaciones Petroleras, el cual estará a disposición de Pemex en la Secretaría.

Las Asignaciones Petroleras deberán referirse a un Área de 20 minutos de longitud y 15 minutos de latitud. Las coordenadas extremas se refieren a los puntos localizados en 122 grados 20 minutos de longitud oeste, 32 grados 45 minutos de latitud norte, y 84 grados 00 minutos de longitud oeste, 11 grados 45 minutos de latitud norte.

Lo anterior, salvo que parte de la superficie del Área se encuentre fuera de la jurisdicción de los Estados Unidos Mexicanos, en cuyo caso la Asignación Petrolera se ajustará a los límites de dicha jurisdicción.

Artículo 5.- El título de Asignación Petrolera deberá contener, entre otros, los siguientes elementos:

- I.** La identificación del Área asignada;
- II.** Los trabajos y la descripción general de los Proyectos de exploración y explotación a realizarse;

- III. El listado de los trabajos, a que se refiere el inciso anterior, que requieran autorización de la Secretaría, los cuales podrán incluir, entre otros, la perforación de pozos, la construcción e instalación de plataformas, de tanques de almacenamiento y de plantas industriales, así como el tendido de ductos;
- IV. Los Términos y Condiciones que regirán la actuación del asignatario, mismos que preverán el plazo de vigencia;
- V. Los criterios conforme a los cuales se deberá solicitar una modificación a dicho título cuando existan o se prevean desviaciones significativas relativas a, entre otros, los gastos, inversiones, producción, aprovechamiento de gas, tiempos de ejecución y rentabilidad estimada de los Proyectos de exploración y explotación asociados a dicho título, en lo que resulte aplicable. Los parámetros para determinar las desviaciones significativas se establecerán en la Asignación Petrolera;
- VI. La mención del Proyecto o los Proyectos que cubran total o parcialmente el Área, y
- VII. Los elementos que deberán contener los reportes anuales relacionados con el desarrollo de los trabajos objeto de la Asignación Petrolera.

Artículo 6. Los títulos de Asignación Petrolera deberán ser emitidos en original por triplicado. La Secretaría entregará un original a Pemex y uno más a la Comisión para efectos de su inscripción en el registro petrolero, de conformidad con la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos y resguardará el otro ejemplar.

Artículo 7. La publicación del extracto del título de Asignación Petrolera a que se refiere el último párrafo del artículo 15 del Reglamento deberá contener los siguientes elementos:

- I. Número de identificación del Área que abarca;
- II. Nombre del Proyecto o Proyectos que se desarrollarán en el Área;
- III. El objeto de la Asignación Petrolera, y
- IV. Vigencia.

Capítulo II

Solicitud de una Asignación Petrolera

Artículo 8. La solicitud de otorgamiento de una Asignación Petrolera de exploración deberá presentarse a la Secretaría en original y en forma electrónica y contendrá, al menos, los siguientes elementos:

- I. Datos generales de la Asignación Petrolera solicitada, los cuales comprenderán:
 - a. Objetivo;
 - b. Ubicación;
 - c. Área solicitada;
 - d. Trabajos petroleros de exploración a realizar, y
 - e. Matriz de Proyectos por Área.
- II. Para cada Proyecto que cubra total o parcialmente el Área solicitada, se deberá incluir:

- a.** La descripción e información técnica de los siguientes aspectos:
 - i.** El Proyecto que se desarrollará en el Área, y
 - ii.** Riesgo geológico, recursos prospectivos a evaluar y reservas de hidrocarburos a incorporar;
- b.** Plan de Ejecución, incluyendo:
 - i.** Actividad física;
 - ii.** Descripción de la tecnología a utilizar;
 - iii.** Requerimientos de bienes y servicios, y
 - iv.** Diagrama de Gantt;
- c.** Información económico-financiera del Proyecto, en la que se desarrollará:
 - i.** Estimación de inversiones y costos operativos;
 - ii.** Evaluación económica, y
 - iii.** Costo estimado de descubrimiento.

Artículo 9. La solicitud de otorgamiento de una Asignación Petrolera de exploración y explotación deberá presentarse a la Secretaría en original y en forma electrónica y contendrá, al menos, los siguientes elementos:

- I.** Datos generales de la Asignación Petrolera solicitada:
 - a.** Objetivo;

- b.** Ubicación;
 - c.** Área solicitada;
 - d.** Trabajos petroleros de explotación a realizar;
 - e.** Trabajos petroleros de exploración a realizar, y
 - f.** Matriz de Proyectos por Área.
- II.** Para cada Proyecto que cubra total o parcialmente el Área solicitada, se deberá incluir:
- a.** La descripción e información técnica de los siguientes aspectos:
 - i.** El Proyecto que se desarrollará en el Área;
 - ii.** Los yacimientos;
 - iii.** La reserva de hidrocarburos remanente;
 - iv.** Los perfiles de producción, y
 - v.** Riesgo geológico, recursos prospectivos a evaluar y reservas de hidrocarburos a incorporar;
 - b.** Plan de ejecución, incluyendo:
 - i.** Actividad física;
 - ii.** Descripción de la tecnología a utilizar;

Artículo 11. La Secretaría, dentro de los dos días hábiles siguientes a la recepción de una solicitud, la enviará, de forma electrónica, a la Comisión para que ésta emita su opinión.

La Secretaría, dentro de los cinco días hábiles siguientes a la presentación de una solicitud, podrá prevenir a Pemex para que entregue la información y documentación que, en su caso, hubiere omitido.

Pemex deberá presentar los elementos de la solicitud o la documentación que hubiere omitido, mediante escrito que se entregará, en original y en forma electrónica, dentro del plazo que la Secretaría señale para este efecto en el mismo requerimiento, el cual no podrá ser menor a cinco días hábiles, contados a partir de la notificación de la prevención.

En el supuesto de que Pemex no dé cumplimiento a la prevención dentro del plazo señalado por la Secretaría en términos de este artículo, la solicitud se tendrá por no presentada.

Artículo 12. Si la Comisión determina que hubo omisiones en la solicitud o en su documentación anexa, prevendrá a Pemex para que entregue la información o documentación faltante, en los mismos términos del artículo anterior, dentro del plazo que la Comisión señale para este efecto en el requerimiento, el cual no podrá ser menor a cinco días hábiles, contados a partir de la notificación de la prevención.

En el supuesto de que Pemex no dé cumplimiento a la prevención dentro del plazo señalado por la Comisión en términos de este artículo, la solicitud se tendrá por no presentada.

La Comisión deberá hacer del conocimiento de la Secretaría cualquier prevención hecha conforme a este artículo, así como su cumplimiento.

Artículo 13. En el caso de que Pemex cumplimente una prevención en los términos del artículo 11 anterior, la Secretaría enviará la información o documentación correspondiente a la Comisión de forma electrónica, en un plazo que no excederá de cinco días hábiles, a partir de la recepción de la información o los documentos omitidos.

De igual manera, en el caso de que Pemex cumplimente una prevención en los términos del artículo 12 anterior, la Comisión enviará la información o documentación correspondiente a la Secretaría de forma electrónica, en un plazo que no excederá de cinco días hábiles, a partir de la recepción de la información o los documentos omitidos.

Artículo 14. La Comisión emitirá su Opinión con respecto al otorgamiento de una Asignación dentro de los plazos que señale la normativa que emita para estos efectos.

En el caso de que transcurra el plazo señalado en el párrafo anterior sin que la Comisión emita su Opinión, ésta se entenderá por formulada en sentido afirmativo y la Secretaría procederá en los términos del artículo 15 de estas disposiciones.

Artículo 15. La Secretaría, una vez realizado el análisis de la solicitud de una Asignación Petrolera y de los documentos anexos, contará con un plazo de veinte días hábiles, contados a partir de la recepción de la Opinión emitida por la Comisión o, ante la falta de ésta, a partir de la fecha de vencimiento del plazo a que se refiere el artículo 14 de estas disposiciones, para resolver sobre su otorgamiento o rehusamiento.

Capítulo III

Solicitud de Modificación de una Asignación Petrolera

Artículo 16. Pemex deberá solicitar la modificación de una Asignación Petrolera existente, presentando a la Secretaría, en original y en forma electrónica, la solicitud correspondiente, acompañada de los elementos señalados en los artículos 8 o 9 de las presentes disposiciones, según corresponda, en lo que resulte aplicable.

Artículo 17. Cuando existan o se prevean desviaciones significativas conforme a los criterios contenidos en el título de Asignación Petrolera, Pemex, dentro de un plazo de cuarenta días hábiles contados a partir de que existan o se prevean dichas desviaciones, deberá solicitar a la Secretaría la modificación respectiva, presentándole su solicitud acompañada de los elementos señalados en los artículos 8 o 9 de las presentes disposiciones, según corresponda, en lo que resulte aplicable.

Artículo 18. Para la recepción y análisis de la solicitud de modificación de Asignación Petrolera y de su documentación anexa, se seguirán las mismas reglas y plazos contenidos en los artículos 11 a 15 de las presentes disposiciones.

Capítulo IV

Otorgamiento o Modificación de Asignaciones Petroleras sin que medie solicitud de Pemex

Artículo 19. La Secretaría, en cumplimiento de la política energética del país y escuchando las opiniones de la Comisión y de Pemex, podrá otorgar o modificar una Asignación Petrolera en los términos de lo señalado en el artículo 14 del Reglamento.

La emisión de la opinión de la Comisión se apegará a lo dispuesto en el artículo 14 de estas disposiciones, mientras que la de Pemex deberá ser presentada a más tardar en treinta días hábiles a partir de que le sea requerida por la Secretaría.

En el caso de que transcurra el plazo señalado en el párrafo anterior sin que Pemex emita su Opinión, ésta se entenderá por otorgada en sentido favorable.

El título de Asignación Petrolera contendrá los elementos señalados en los artículos 15 del Reglamento y 5 de estas disposiciones, en lo que sea aplicable, y otorgará a Pemex el derecho para realizar los trabajos necesarios para la integración de la propuesta de Proyecto, a que se refiere el artículo 20 de estas disposiciones.

Artículo 20. Pemex deberá presentar para aprobación de la Secretaría, la propuesta del Proyecto a realizar en el Área asignada, en el plazo que se señale en el título de Asignación Petrolera.

Para efectos de su dictaminación y aprobación, dicho Proyecto se considerará un Proyecto Principal y deberá seguir el procedimiento establecido en el “Acuerdo por el que se dan a conocer los criterios por los que se determinarán los principales proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos que elabore Petróleos Mexicanos”, expedido por la Secretaría y publicado en Diario Oficial de la Federación, el 12 de enero de 2010.

Artículo 21. Una vez aprobado el Proyecto, la Secretaría modificará los Términos y Condiciones de la Asignación Petrolera.

Capítulo V

Administración de la Asignación Petrolera

Artículo 22. Pemex, en los plazos señalados en el título de Asignación Petrolera, deberá entregar a la Secretaría reportes anuales, conforme a los formatos autorizados por la propia Secretaría.

Artículo 23. En los casos en que la Secretaría deba autorizar los trabajos señalados en el título de Asignación Petrolera, en términos de los artículos 15, fracción III, del Reglamento y 5, fracción III de las presentes disposiciones, Pemex, previamente al inicio de los mismos, deberá presentar la solicitud respectiva donde los describa y justifique.

Artículo 24. Si la solicitud presentada en los términos del artículo anterior no describe o justifica adecuadamente los trabajos a realizarse, la Secretaría prevendrá a Pemex para que incluya la información o justificación faltante a más tardar en un plazo de cinco días hábiles, contados a partir del día siguiente a la recepción de la solicitud señalada en el artículo anterior.

Pemex deberá cumplimentar la prevención señalada en este artículo mediante escrito que entregue, en original y en forma electrónica, dentro del plazo que la Secretaría señale para este efecto en la misma, el cual no podrá ser menor a cinco días hábiles, contados a partir de la notificación.

En el supuesto de que Pemex no dé cumplimiento a la prevención dentro del plazo señalado por la Secretaría, en términos de este artículo, la solicitud de autorización se tendrá por no presentada.

Artículo 25. La Secretaría emitirá el documento que niegue o autorice la ejecución de los trabajos a que se refiere el artículo 23 de estas disposiciones en un plazo que no excederá de treinta días hábiles, contados a partir del día siguiente en que se reciba la solicitud o se cumplimente la prevención que, en su caso, se hubiere formulado.

Capítulo VI

Cancelación

Artículo 26. La Secretaría cancelará el título de Asignación Petrolera, de conformidad con el artículo 18 del Reglamento, cuando hayan concluido los Proyectos que se desarrollan en el Área. Para estos efectos, el título de Asignación Petrolera deberá contemplar expresamente la obligación de Pemex de presentar a la Secretaría los datos técnicos y económicos que sustenten el final de los Proyectos dentro de los diez días hábiles siguientes a que se materialice esta finalización.

Artículo 27. Para el procedimiento de recepción y análisis de la información relativa a la cancelación de un título de Asignación Petrolera, se considerarán los términos señalados en los artículos 11 al 15 de estas disposiciones, en lo que resulten aplicables.

En el caso de que la conclusión del Proyecto se haga del conocimiento de la Secretaría por medio de los reportes anuales a que se refiere la fracción VII del artículo 5 de estas disposiciones, esta dependencia podrá cancelar la Asignación Petrolera, tomando en consideración la información de dicho reporte, en caso de que contenga todos los elementos necesarios para determinar la finalización.

Artículo 28. En los casos en los que se prevea que el Proyecto asociado a una Asignación Petrolera no finalizará con anterioridad al límite de vigencia de ésta, Pemex deberá hacer la correspondiente solicitud de modificación de vigencia del título de Asignación Petrolera, a más tardar, noventa días hábiles anteriores a la fecha de su terminación, considerando lo dispuesto en el artículo 16 de estas disposiciones. La omisión de Pemex de presentar la correspondiente solicitud dará lugar a la revocación de la Asignación Petrolera.

Capítulo VII

Supervisión

Artículo 29. Para supervisar el cumplimiento de los Términos y Condiciones del título de Asignación Petrolera y de estas disposiciones, la Secretaría llevará a cabo las actividades previstas en el artículo 34 del Reglamento.

Asimismo, la Secretaría podrá solicitar a la Comisión que proporcione apoyo técnico para llevar a cabo la supervisión del cumplimiento de los Términos y Condiciones del título de Asignación Petrolera y de estas disposiciones, de conformidad con el artículo 4o., fracción IV, de la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos. Lo anterior, sin perjuicio de las facultades de supervisión que correspondan directamente a la Comisión.

Artículo 30. En caso de que, a partir de los elementos recabados en sus actividades de supervisión, la Secretaría determine que existen incumplimientos a los Términos y Condiciones del título de Asignación Petrolera o de estas disposiciones, las hará del conocimiento de Pemex y de su correspondiente órgano interno de control.

Capítulo VIII

Incumplimientos y Revocación

Artículo 31. El incumplimiento por parte de Pemex a los Términos y Condiciones estipulados en el título de Asignación Petrolera, a las presentes disposiciones y a otras disposiciones jurídicas aplicables, constituirá infracción que dará lugar a la revocación de la Asignación Petrolera en términos de la Ley Reglamentaria y de su Reglamento.

Artículo 32. En caso de actualizarse el supuesto del artículo anterior, la Secretaría revocará el Título de Asignación, en los términos del artículo 17 del Reglamento, sin perjuicio de la imposición de cualquier medida de seguridad o sanción que fueren procedentes, previa sustanciación del procedimiento administrativo que corresponda en los términos de las disposiciones aplicables.

Para efectos de lo anterior, previamente a la revocación, la Secretaría hará del conocimiento de Pemex los incumplimientos detectados, para que manifiesten lo que a su derecho convenga y aporten las pruebas que estimen convenientes, dentro de un plazo no superior de diez días a partir de dicha notificación.

Asimismo, para los efectos de que la Secretaría resuelva sobre la revocación del Título de Asignación, esta dependencia proporcionará a la Comisión la información que motive la revocación, así como las manifestaciones que Pemex haya formulado y las pruebas aportadas y le solicitará la Opinión correspondiente, misma que será emitida en los términos del artículo 14 de estas disposiciones.

La Secretaría contará con un plazo de veinte días hábiles, contados a partir de la recepción de la Opinión emitida por la Comisión o, ante la falta de ésta, a partir de la fecha de vencimiento del plazo a que se refiere el artículo 14 de estas disposiciones, para resolver sobre la revocación de la Asignación.

Artículos Transitorios

PRIMERO.- Las presentes disposiciones administrativas entrarán en vigor al día hábil siguiente de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

SEGUNDO.- La Secretaría modificará una Asignación Petrolera, de conformidad con la fracción II del artículo quinto transitorio del Reglamento, una vez que Pemex presente, en los términos del presente artículo, la información técnica y económica de

los Proyectos en fase de ejecución en los cuales se encuentre realizando obras y trabajos dentro del Área correspondiente.

Pemex deberá presentar, para cada una de las Asignaciones Petroleras referidas, la información prevista en el artículo 8, fracción I, o en el artículo 9, fracción I, de estas disposiciones, según sea el caso.

Los Proyectos en fase de ejecución y la presentación de la información a que se refiere el párrafo anterior, deberán identificarse claramente en el calendario de revisión expedido por la Secretaría y la Comisión, de conformidad con el artículo quinto transitorio del Reglamento, deberán presentarse en original y en forma electrónica y cumplir con lo siguiente:

- I.** Para Proyectos de exploración, los informes deberán incluir, al menos, los siguientes apartados:
 - 1.** La descripción e información técnica de los siguientes aspectos:
 - a.** Aquéllos Proyectos que se desarrollan en el Área y su delimitación geográfica, y
 - b.** Riesgo geológico, recursos prospectivos a evaluar y reservas de hidrocarburos a incorporar.
 - 2.** Plan de Ejecución, incluyendo:
 - a.** Actividad física;
 - b.** Descripción de la tecnología a utilizar;
 - c.** Requerimientos de bienes y servicios, y

d. Diagrama de Gantt.

3. Información económica-financiera del Proyecto, en la que se desarrollará:

a. La estimación de inversiones y costos operativos, y

b. La evaluación económica.

4. Costo estimado de descubrimiento.

II. Para los Proyectos de exploración y explotación, los informes deberán incluir, al menos, lo siguiente:

1. La descripción e información técnica de los siguientes aspectos:

a. Aquellos Proyectos que se desarrollan en el Área y su delimitación geográfica;

b. Riesgo geológico, recursos prospectivos a evaluar y reservas de hidrocarburos a incorporar;

c. Los yacimientos;

d. La reserva de hidrocarburos remanente, y

e. Los perfiles de producción.

2. Plan de Ejecución, incluyendo:

a. Actividad física;

b. Descripción de la tecnología a utilizar;

- c. Requerimiento de bienes y servicios, y
 - d. Diagrama de Gantt.
3. Información económica-financiera del Proyecto, en la que se desarrollará:
- a. La estimación de inversiones y costos operativos;
 - b. La evaluación económica;
 - c. Costo estimado de desarrollo y producción, y
 - d. Costo estimado de descubrimiento de la exploración complementaria.

La Secretaría enviará en forma electrónica los informes de los Proyectos en fase de ejecución a la Comisión para los efectos conducentes, así como la información correspondiente a las Asignaciones Petroleras a las cuales están asociadas esos Proyectos, a más tardar a los cinco días hábiles siguientes a su presentación. La Comisión emitirá su Opinión respectiva en los términos del artículo 14 de estas disposiciones.

La Secretaría realizará el análisis de la información presentada por Pemex y tendrá un plazo de veinte días hábiles, contados a partir del día siguiente de la recepción de la Opinión de la Comisión, o, ante la falta de ésta, a partir de la fecha de vencimiento del plazo a que se refiere el artículo 14 de estas disposiciones, para emitir el título de Asignación Petrolera mediante el cual se modifique la Asignación Petrolera vigente, o bien, para rehusarla.

Fuente de información

<http://148.244.228.151/dof/2010/11/02/SE110211.pdf>

Canasta de crudos de la OPEP

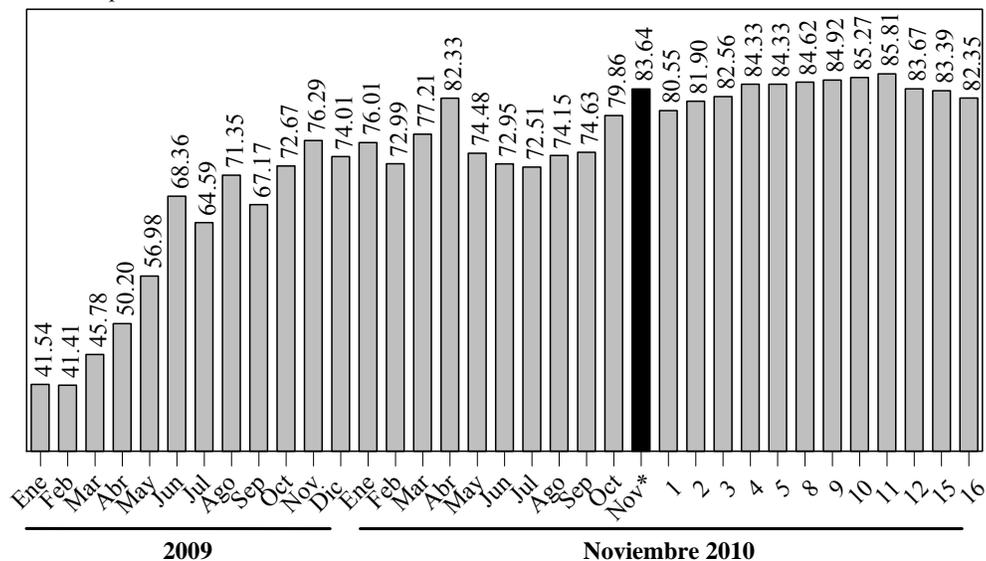
La canasta de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), introducida el 16 de junio de 2005, se integra regularmente por los crudos de exportación de los principales países miembros de la Organización, de acuerdo con su producción y exportación a los principales mercados; y refleja, además, la calidad media de los crudos de exportación del cártel. Así, en términos generales, suele incluir los siguientes tipos de crudos: Saharan Blend (Argelia), Girassol (Angola), Oriente (Ecuador), Iran Heavy (República Islámica de Irán), Basra Light (Iraq), Kuwait Export (Kuwait), Es Sider (Libia), Bonny Light (Nigeria), Qatar Marine (Qatar), Arab Light (Arabia Saudita), Murban (Emiratos Arabes Unidos) y Merey (Venezuela).

Cabe señalar que el Girasol (Angola) y el Oriente (Ecuador) se incluyen en la canasta a partir de enero y de octubre de 2007, respectivamente. Además, en enero de 2009, se excluyó del precio de la canasta el crudo Minas (Indonesia); en tanto que el venezolano BCF-17 fue sustituido por el Merey.

Al 16 de noviembre de 2010, la canasta de crudos de la OPEP registró una cotización promedio en el mes de 83.64 dólares por barril (d/b), cifra 4.73% mayor con relación a octubre pasado, superior en 13.01% con relación a diciembre anterior (74.01 d/b), y 9.63% más si se le compara con el promedio de noviembre de 2009 (76.29 d/b).

PRECIO DE LA CANASTA DE CRUDOS DE LA OPEP 2009-2010

Dólares por barril



* Promedio al día 16 de noviembre.

FUENTE: OPEP.

Fuente de información:

http://www.opec.org/opec_web/en/data_graphs/40.htm?selectedTab=daily

Arabia Saudita afirma tener reservas de crudo para los próximos 80 años (WSJ)

El 1° de noviembre de 2010, el periódico *The Wall Street Journal* (WSJ) y el *Dow Jones*, dieron a conocer en Singapur, que el primer exportador mundial de crudo, Arabia Saudita, tiene 264 millones de barriles en reservas probadas, y podría continuar abasteciendo a los mercados mundiales durante otros 80 años, según el ministro de Petróleo del país.

“En los actuales niveles de producción, el Reino podría seguir suministrando petróleo crudo por otros 80 años, incluso si no encontráramos más yacimientos”, señaló Ali Al-Naimi en un discurso en Singapur.

“Hemos incorporado tanto petróleo (en reservas) como el que produjimos en los últimos 20 años”, y la actual capacidad de producción se sitúa en 12 millones de barriles diarios. “El combustible fósil tocará techo, pero la pregunta es ¿cuándo?”.

Ali Al-Naimi también señaló que el precio del crudo ha encontrado una zona confortable en los 70-90 dólares estadounidenses por barril, que gusta tanto a consumidores como a productores.

Así que el precio del crudo se mantendrá en esa zona “muy confortable” durante “más tiempo del que la gente cree”, señaló Al-Naimi, sin dar más detalles.

Los combustibles fósiles seguirán dominando el mercado energético mundial al menos hasta 2050, dado que las tecnologías renovables no son todavía económicamente viables, según Al-Naimi. “Los combustibles fósiles representarán el 85% del uso de la energía para 2050, frente al nivel actual del 98 por ciento.

Además añadió que el actual mercado del petróleo sufre “una ligera sobreoferta, pero no hasta el punto de poner presión sobre el precio”.

“Para las naciones consumidoras, si el crudo cae significativamente por debajo de los 70 dólares estadounidenses por barril”, pondrá en peligro la competitividad de las energías renovables, señaló Al-Naimi.

Las energías renovables son importantes en la lucha contra el calentamiento global, y Arabia Saudí pretende “convertirse en el puente” entre el presente y el día en que las nuevas energías sean sostenibles económicamente por sí solas.

Fuente de información:

http://online.wsj.com/article/SB128862902470152701.html?mod=WSJS_mercados_MiddleTop

Panorama Energético Mundial 2010 (AIE)

El 9 de noviembre de 2010, la Agencia Internacional de Energía (AIE) publicó la edición 2010 del *Panorama Energético Mundial 2010 (World Energy Outlook 2010)*. Dicha publicación ofrece al lector proyecciones de la demanda de energía, producción, comercio e inversión, por tipo de combustible y por región hasta 2035. Incluye por primera vez, un nuevo escenario que anticipa futuras acciones por los gobiernos a fin de encarar los compromisos pactados para enfrentar el cambio climático y la creciente inseguridad energética. A continuación se presenta el resumen ejecutivo del documento.

Panorama energético mundial 2010

Resumen ejecutivo

El mundo de la energía se enfrenta a una incertidumbre sin precedente. La crisis económica global de 2008-2009 desestabilizó los mercados energéticos de todo el mundo, siendo el ritmo al que se recupere la economía global el factor clave que marcará la evolución del sector de la energía en los próximos años. No obstante, serán los gobiernos y la forma en que reaccionen a los desafíos del cambio climático y la seguridad energética los que definirán el futuro de la energía en el largo plazo. La situación económica ha mejorado considerablemente en los pasados 12 meses; más de lo que muchos habrían esperado. Con todo, la perspectiva económica para los próximos años sigue siendo muy incierta, existiendo ciertos temores sobre una recesión de doble fondo en un entorno de crecientes déficit públicos, lo cual hace que las expectativas energéticas a medio plazo sean especialmente difíciles de predecir con cierto nivel de confianza. El año pasado se observaron avances notables en el diseño de políticas, con la negociación de importantes acuerdos internacionales sobre el cambio climático y sobre la reforma de los subsidios ineficientes a los combustibles fósiles. Además, el desarrollo y la implementación de tecnologías de bajas emisiones

de carbono tuvieron un impulso significativo gracias a los fuertes financiamientos e incentivos que los gobiernos de todo el mundo introdujeron como parte de sus paquetes de estímulos fiscales. Juntas, estas acciones parecen avanzar en la urgente necesidad de transformar el sistema energético a nivel global. A pesar de ello, persisten dudas sobre la implementación de las políticas necesarias para cumplir con los compromisos recientemente alcanzados. Aun cuando éstas se pongan en marcha, se necesita hacer mucho más para garantizar que dicha transformación ocurra con suficiente rapidez.

El resultado de la ansiada conferencia de las Naciones Unidas sobre cambio climático, celebrada en diciembre de 2009 en Copenhague, constituyó un paso al frente, si bien quedó muy lejos de satisfacer los requisitos necesarios para ponerse en la senda de un sistema energético sostenible. El Acuerdo de Copenhague –al cual se adhirieron todos los principales países emisores, así como muchos otros– establece un objetivo no vinculante de limitar el aumento de la temperatura global a dos grados Celsius sobre los niveles preindustriales. También establece una meta para que los países industrializados proporcionen financiamiento, para la mitigación del cambio climático y la adaptación en los países en desarrollo, de 100 mil millones de dólares estadounidenses por año hasta 2020, y exige a los países industrializados fijar objetivos de emisiones para ese mismo año. Esto sucedió tras la llamada de los líderes del G8 en su cumbre de julio de 2009 para compartir con todos los países la meta de reducir las emisiones globales en al menos el 50% hasta el año 2050. Sin embargo, los compromisos que se anunciaron posteriormente, incluso si se cumplieran en su integridad, constituirían sólo una parte del recorte de emisiones necesario para lograr el objetivo de los 2°C. Ello no significa que la meta sea completamente inalcanzable, pero sí que se requerirán esfuerzos mucho mayores y costosos después de 2020. Desde luego, la velocidad de la transformación energética que se necesitará después de 2020 será tal que plantea serias dudas sobre la viabilidad de disminuir las emisiones suficientemente para cumplir con la meta de los 2°C.

El compromiso asumido en la reunión de los líderes del G-20 en la ciudad estadounidense de Pittsburg en septiembre de 2009 de “racionalizar y eliminar paulatinamente a medio plazo los subsidios ineficientes a los combustibles fósiles que fomentan su consumo innecesario” tiene el potencial de por lo menos compensar en parte la desilusión de Copenhague. Este compromiso se debió al reconocimiento de que los subsidios distorsionan los mercados, pueden obstaculizar la inversión en fuentes limpias de energía y por tanto pueden minar los esfuerzos para hacer frente al cambio climático. El análisis que hemos realizado junto con otras organizaciones internacionales a petición de los líderes del G-20, y que se plasma en este World Energy Outlook (WEO, “Perspectivas de la energía en el mundo”), revela que retirar los subsidios al consumo de combustibles fósiles, que sumaron 312 mil millones de dólares en 2009, podría representar una enorme contribución al logro de las metas ambientales y de seguridad energética, incluida la mitigación de emisiones de dióxido de carbono (CO₂) y otras.

Las políticas anunciadas recientemente, si se implementan, significarán un gran cambio

Las perspectivas de la energía en el mundo hasta el año 2035 dependen decisivamente de cuál sea la actuación de los gobiernos, y de cómo las políticas que se implanten puedan afectar a la tecnología, el precio de los servicios energéticos y la conducta del usuario final. Como reconocimiento de los importantes avances en la implantación de políticas que se han dado recientemente, el escenario central en el Outlook de este año –el Escenario de Nuevas políticas– tiene en cuenta los extensos compromisos y planes respecto a políticas energéticas anunciados por los países en todo el mundo, incluidas las promesas de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y los proyectos para retirar los subsidios a la energía fósil, aun cuando las medidas para llevar a cabo estos compromisos estén pendientes de identificarse o anunciarse. Se asume que estos compromisos se lleven a cabo con relativa cautela, reflejando su carácter no vinculante y, en muchos casos, con cierta incertidumbre sobre la forma

efectiva de puesta en marcha. Este escenario nos permite cuantificar el impacto potencial sobre los mercados energéticos derivado de la implementación de tales políticas, al compararlo con un Escenario de Políticas Actuales (antes llamado Escenario de Referencia), en el cual no se considera ningún cambio de políticas respecto a las existentes a mediados de 2010, es decir, un escenario en el que los compromisos recientes no se ponen en marcha. Asimismo, presentamos los resultados del Escenario 450, que se presentó por primera vez con detalle en el WEO 2008, el cual establece el rumbo en cuestiones de energía congruente con la meta de los 1°C a través de la limitación de la concentración de gases de efecto invernadero en la atmósfera a cerca de 450 partes por millón de CO₂ equivalente (ppm CO₂-eq).

Los compromisos y planes que los gobiernos han anunciado recientemente, si se implementan, tendrán un impacto real en la demanda de energía y las consiguientes emisiones de CO₂. En el Escenario de Nuevas Políticas, la demanda mundial de energía primaria aumenta 36% entre 2008 y 2035, de cerca de 12 300 millones de toneladas equivalentes de petróleo (Mtep) a más de 16 700 Mtep, es decir, un 1.2% anual en promedio. Tal cifra es comparable al 2% anual durante el período de 27 años previo. La tasa proyectada de crecimiento de la demanda es menor que en el Escenario de Políticas Actuales, en el que la demanda crece un 1.4% anual entre 2008 y 2035. En el Escenario 450, la demanda también aumenta entre 2008 y 2035, pero sólo a razón del 0.7% anual. Los precios de la energía señalan que la oferta y la demanda proyectadas se hallan en equilibrio a lo largo del período del Outlook para cada escenario, con un crecimiento más rápido en el Escenario de Políticas Actuales y más lento en el Escenario 450. Los combustibles fósiles –petróleo, carbón y gas natural– siguen siendo las fuentes predominantes de energía en 2035 en los escenarios, si bien su contribución en términos de energía primaria varía notablemente. Las proporciones más altas de energías renovables y de energía nuclear se dan en el Escenario 450 y las más bajas en el escenario de Políticas Actuales. La mayor dispersión de resultados –y por tanto las mayores incertidumbres con respecto

a su futuro uso— se dan para el caso del carbón, la energía nuclear y las fuentes renovables excluida la hidráulica.

Las economías emergentes, lideradas por China e India, incrementarán la demanda global

En el escenario de Nuevas Políticas, aumenta la demanda global de todas las fuentes energéticas, con los combustibles fósiles ocupando más de la mitad del incremento en la demanda total de energía primaria. La alza de precios de los combustibles fósiles para los usuarios finales resultante de las presiones al alza en los mercados internacionales y de las crecientes penalizaciones a las emisiones de carbono, junto con las políticas de fomento de ahorro energético y cambio a fuentes de energía con bajas emisiones de carbono, contribuye a restringir el crecimiento de la demanda de los tres combustibles fósiles. El petróleo se mantiene como el combustible dominante en el “mix” de energía primaria durante el período del Outlook, aunque su participación que fue de 33% en 2008, cae a 28% a medida que los altos precios y las medidas gubernamentales para promover la eficiencia de combustibles propician el abandono del petróleo en los sectores industrial y de generación de electricidad. Además, están surgiendo oportunidades para reemplazar los derivados del petróleo por otros combustibles en el transporte. La demanda de carbón crece hasta cerca del año 2005 y luego decrece lentamente hacia el fin del período del Outlook. El aumento en la demanda de gas natural excede por mucho la de los otros combustibles fósiles debido a sus ventajas prácticas y medioambientales, y las limitaciones existentes sobre la rapidez con que se pueden desplegar las tecnologías de bajas emisiones de carbono. La proporción de energía nuclear se incrementa del 6% en 2008 al 8% en 2035. El uso de energía renovable moderna —incluidas hidráulica eólica, solar, geotérmica, biomasa moderna y energía marina— se triplica a lo largo del período del Outlook, y su proporción en la demanda total de energía primaria aumenta de 7 a 14%. El consumo de biomasa tradicional se eleva ligeramente para 2020 y luego

retrocede apenas por debajo de los niveles actuales hacia 2035, ante el incremento en el uso de combustibles modernos en los hogares del mundo en desarrollo.

Los países no miembros de la OCDE representan el 93% del aumento proyectado en la demanda mundial de energía primaria en el Escenario de Nuevas Políticas, lo cual refleja mayores tasas de crecimiento de actividad económica, producción industrial, población y urbanización, China, donde la demanda se ha disparado en la última década, contribuye con un 36% del crecimiento proyectado en el uso global de energía; su demanda aumenta un 75% entre 2008 y 2035. En 2035, China representa el 22% de la demanda mundial, a diferencia del 17% de hoy. India es el segundo mayor responsable del incremento en la demanda global hasta 2035, ya que representa el 18% del aumento total y su consumo de energía se eleva más del doble en el período del Outlook. Fuera de Asia, Oriente medio tiene la mayor tasa de incremento: el 2% anual. La demanda agregada de energía en los países de la OCDE aumenta muy lentamente durante el período del Outlook. Con todo, en 2035, Estados Unidos de Norteamérica permanece como el segundo mayor consumidor de energía después de China y muy por encima de India (que está en una lejana tercera posición).

Es difícil exagerar la creciente importancia de China en los mercados energéticos globales. Nuestros datos preliminares indican que en 2009 China superó a Estados Unidos como el mayor consumidor de energía del mundo. Lo sorprendente es que, en el año 2000, el consumo de energía de China fue sólo la mitad del de Estados Unidos de Norteamérica. El aumento del consumo de energía de China entre 2000 y 2008 fue más de cuatro veces mayor que en la década previa. Las perspectivas de crecimiento adicional siguen siendo sólidas, dado que el nivel de consumo per cápita de China es bajo, apenas un tercio de la media de la OCDE, y que es el país más poblado del planeta, con más de 1 300 millones de habitantes. Por tanto, las proyecciones globales de energía en este Outlook siguen siendo altamente sensibles a los supuestos subyacentes para las variables clave que determinan la demanda de energía en China,

incluidas para las proyecciones de crecimiento económico, los cambios en la estructura económica, los desarrollos en políticas ambientales y energéticas, y la tasa de urbanización. La necesidad del país de importar combustibles fósiles para satisfacer su creciente demanda interna impactará cada vez más a los mercados internacionales. Dado el gran tamaño del mercado interno de China, su empuje para elevar la contribución de nuevas tecnologías energéticas de bajas emisiones de carbono podría jugar un importante papel para reducir sus costos mediante tasas más rápidas de aprendizaje tecnológico y economías de escala.

¿Será el pico del petróleo un invitado o un fantasma indeseado en el banquete?

El precio del petróleo que se requiere para equilibrar los mercados de crudo ha de aumentar, reflejando la creciente inestabilidad de la oferta y la demanda al precio. La concentración cada vez mayor de uso de petróleo en el transporte y un cambio de la demanda hacia mercados subsidiados están limitando las posibilidades de precios más altos para estrangular la demanda mediante el cambio a combustibles alternativos. Y las restricciones en el lado de la inversión hacen que precios más elevados deriven únicamente en incrementos moderados en la producción. En el Escenario de Nuevas Políticas, el precio medio de crudo de la Agencia Internacional de Energía alcanza \$113 por barril (en dólares del año 2009) en 2035 –por encima de los poco más de \$60 en 2009. En la práctica, es probable que la volatilidad del precio a corto plazo continúe alta. La demanda de petróleo (excluidos los biocombustibles) sigue creciendo sostenidamente y alcanzará cerca de los 99 millones de barriles diarios (mb/d) en 2035 –15 mb/d más que en 2009. Todo el crecimiento neto proviene de los países no miembros de la OCDE, casi la mitad tan sólo de China, y será determinado principalmente por el uso cada vez mayor de los combustibles para el transporte; la demanda en la OCDE disminuye en poco más de 6 mb/d. la producción global de petróleo alcanza los 96 mb/d, y los restantes 3 mb/d provienen de ganancias en el procesamiento. La producción de crudo convencional alcanza un nivel casi estable de

68-69 mb/d hacia 2020. Pero sin llegar a su pico histórico de 70 mb/d alcanzado en 2006, mientras que la producción de condensados y petróleo no convencional crece sólidamente.

La producción total de la OPEP aumenta continuamente hasta 2035 en el Escenario de Nuevas Políticas, incrementando su participación en la producción global a más de la mitad. Gran parte de este incremento viene propiciado por Irak, quien, en razón de sus grandes reservas, igualará en producción de crudo a Irán hacia 2015, alcanzando su producción total de 7 mb/d en 2035. Arabia Saudita desbancará a Rusia como el mayor productor de petróleo del mundo, con una producción que se elevará de 9.6 mb/d en 2009 a 14.6 mb/d en 2035. La creciente participación de la OPEP contribuye a una mayor preponderancia de compañías petroleras estatales: agrupadas estas compañías concentran todo el aumento en la producción global entre 2009 y 2035. La producción total de petróleo de países no miembros de la OPEP es notablemente constante hasta cerca de 2025, a medida que la mayor producción de condensados y petróleo no convencional compense la caída en la de crudo convencional; después, su producción comienza a descender. La cantidad de recursos recuperables de petróleo tanto convencional como no convencional es una fuente de incertidumbre para las perspectivas de la producción mundial de petróleo a largo plazo.

Es claro que la producción global de petróleo llegará a su pico algún día, pero ese pico lo determinarán factores que afectan tanto la oferta como a la demanda. En el Escenario de Nuevas Políticas, el total de la producción no alcanza su pico antes de 2035, pese a estar cerca de ello. Por contraste, la producción sí llega a su pico, de 86 mb/d, justo antes de 2020 en el Escenario 450, a consecuencia de una menor demanda, y a partir de ahí desciende rápidamente. Por tanto, los precios del petróleo son mucho más bajos. El mensaje es claro: si los gobiernos actúan más decididamente que hoy para impulsar un uso más eficaz del petróleo y el desarrollo de alternativas, entonces la demanda de petróleo podría comenzar a ceder pronto y, como resultado,

veríamos que se alcanzaría un pico anticipado en la producción de petróleo. Ese pico no se derivaría de limitaciones de recursos de hidrocarburos. Sin embargo, si los gobiernos no actúan o solamente introducen políticas ligeramente diferentes a las de hoy, la demanda seguirá aumentando, los costos de producción se elevarán, la carga económica del uso de petróleo crecerá, la vulnerabilidad a las alteraciones del suministro se agudizará y el ambiente global sufrirá daños de consideración.

El petróleo no convencional es abundante pero más costoso

El petróleo no convencional jugará un papel cada vez más importante en el suministro mundial de petróleo hacia 2035, pese a los esfuerzos de los gobiernos por restringir la demanda. En el Escenario de Nuevas Políticas, la producción aumenta de 2.3 mb/d en 2009 a 9.5 mb/d en 2035. Las arenas petrolíferas canadienses y el crudo extrapesado venezolano proveerán los mayores volúmenes, aunque los líquidos derivados del carbón y del gas natural y, en menor medida, las pizarras bituminosas también tienen una mayor participación hacia la segunda mitad del período del Outlook. Se cree que las reservas de petróleo no convencional son enormes, varias veces mayores que las de petróleo convencional. El ritmo al que serán explotadas estará determinado por consideraciones económicas y ambientales, incluidos los costos de mitigar su impacto ambiental. Las fuentes no convencionales de petróleo están entre las más caras disponibles: requieren una gran inversión de capital inicial, que suele recuperarse solamente en largos períodos de tiempo. Por consecuencia, juegan un papel clave para la determinación de los precios futuros del petróleo.

La producción de petróleo no convencional por lo general emite más gases de efecto invernadero por barril que la de la mayoría de tipos de petróleo convencional; sin embargo, comparando emisiones totales, la diferencia es mucho menor, ya que la mayoría de las emisiones ocurren en el momento de su uso. En el caso de las arenas petrolíferas canadienses, las emisiones de CO₂ a lo largo de toda la cadena desde la

producción hasta el consumo final se hallan típicamente entre 5% y 15% más altas que las correspondientes a crudos convencionales. Se requerirán medidas de mitigación para reducir las emisiones de la producción de petróleo no convencional, tales como tecnologías de extracción más eficaces, captura y almacenamiento de carbono y, la adición de biomasa al carbón en las plantas de líquidos derivados del carbón. Una mejor gestión del agua, así como del suelo y subsuelo, aunque no aplica exclusivamente a las fuentes no convencionales, también será necesaria a fin de volver más aceptable el desarrollo de estos recursos.

China podría llevarnos a una edad dorada de gas

El gas natural tendrá un papel central para cubrir las necesidades energéticas mundiales en las próximas décadas. La demanda global de gas natural, que cayó en 2009 debido a la situación económica, retomará su trayectoria ascendente a partir de 2010. Es el único combustible fósil cuya demanda será mayor en 2035 que en 2008 en todos los escenarios, si bien crece a tasas notablemente distintas. En el Escenario de Nuevas Políticas, la demanda alcanza los 4 mil 500 millones de metros cúbicos (mmmc) en 2035: un incremento de 1 400 mmmc, o un 44% sobre 2008 y una tasa media de aumento del 1.4% anual. La demanda de China es la de más rápido crecimiento, a una tasa media de casi 6% anual, y la mayor en términos de volumen, representando más de una quinta parte del incremento en la demanda global hasta 2035. Existe el potencial para que la demanda de gas de China aumente aún más rápido, sobre todo si el uso de carbón se restringe por razones ambientales. La demanda en Medio Oriente se incrementa casi tanto como la proyectada para China. El Medio Oriente, que cuenta con reservas de relativo bajo costo, encabeza la expansión de la producción de gas durante el período del Outlook, ya que dicha producción se duplica a 800 mmmc en 2035. Alrededor de 35% del incremento global en la producción de gas en el Escenario de Nuevas Políticas proviene de fuentes no convencionales –gas de lutita, metano de capas de carbón y gas compacto (de

reservorios con poca permeabilidad) –en Estados Unidos de Norteamérica y, cada vez más, otras regiones, sobre todo Asia-Pacífico.

El exceso de capacidad global de suministro de gas que se derivó de la crisis económica (la cual redujo su demanda), el auge de la producción estadounidense de gas no convencional y un aumento en la capacidad de gas natural licuado (GNL) podrían perdurar más de lo que muchos piensan. Con base en la demanda proyectada en el Escenario de Nuevas Políticas, calculamos que el exceso, medido como la diferencia entre los volúmenes que actualmente se exportan y la capacidad total de gasoductos interregionales y plantas de exportación de GNL, sumó cerca de 130 mmmc en 2009; se prevé que pasará de los 200 mmmc en 2011, para luego iniciar un declive gradual. Este exceso mantendrá la presión sobre los exportadores de gas para alejarse de la indexación con los precios del petróleo, principalmente en Europa, lo cual podría conducir a precios más bajos y mayor demanda de gas de lo proyectado, sobre todo en el sector eléctrico. En el largo plazo, la creciente necesidad de importaciones –particularmente en China–muy probablemente impulsará la utilización de esa capacidad. En el Escenario de Nuevas Políticas, el comercio de gas entre todas las regiones del WEO se expande en cerca de 80%, de 670 mmmc en 2008 a 1 190 mmmc en 2035. Más de la mitad del incremento en el comercio de gas es de GNL.

Está a mano un cambio profundo en la forma en que generamos electricidad

Se espera que la demanda mundial de electricidad siga incrementándose más fuertemente que cualquier otra energía de uso final. En el escenario de Nuevas Políticas, se proyecta que tenga un incremento del 2.2% anual entre 2008 y 2035, el 80% del cual dará en países no miembros de la OCDE. En China, la demanda de electricidad se triplica entre 2008 y 2035. En los próximos 15 años se proyecta que China sume capacidad de generación equivalente a la capacidad actual total instalada

en los Estados Unidos de Nortamérica. Globalmente, las adiciones de capacidad, para sustituir la capacidad obsoleta y satisfacer el aumento de la demanda, ascienden a cerca de 5 900 gigavatios (GW) en el período 2009-2035 –25% más que la capacidad actual instalada; más del 40% de este incremento se realiza antes de 2020.

La generación de electricidad está entrando en un período de transformación a medida que la inversión se destina hacia tecnologías con bajas emisiones de carbono, como resultado de precios más elevados de combustibles fósiles y políticas gubernamentales para aumentar la seguridad energética y limitar las emisiones de CO₂. En el Escenario de Nuevas Políticas, los combustibles fósiles –sobre todo el carbón y el gas natural– siguen predominando, pero su participación en la generación total cae del 68% en 2008 a un 55% en 2035, conforme se expanden las fuentes nucleares y renovables. El cambio a tecnologías de bajas emisiones de carbono es particularmente notable en la OCDE. De manera global, el carbón sigue encabezando las fuentes de generación de electricidad, aunque su participación baja del 41% hoy en día al 32% en 2035. Un gran incremento en la generación a base de combustión de carbón en los países no miembros de la OCDE se compensa parcialmente con una disminución en los países de la OCDE. La generación a base de combustión de gas aumenta en términos absolutos, principalmente en los países no miembros de la OCDE, pero conserva una participación estable en la generación mundial de electricidad de cerca del 21% en el período del Outlook. La participación de la energía nuclear en la generación se incrementa sólo marginalmente, con más de 360 GW de nuevas ediciones en el período y una vida útil más larga para varias plantas. Globalmente, se proyecta que la cantidad de CO₂ emitida por unidad de electricidad generada se reduzca en un tercio entre 2008 y 2035, debido al cambio a la energía nuclear, el uso de energías renovables y otras tecnologías de bajas emisiones.

El futuro de las energías renovables depende crucialmente del fuerte apoyo gubernamental

Las fuentes de energía renovables deberán desempeñar un rol central para conducir al mundo hacia un entorno energético más seguro, confiable y sostenible. El potencial es incuestionablemente amplio, pero la rapidez con que aumente su contribución para satisfacer las necesidades mundiales de energía depende sin duda de la solidez del apoyo gubernamental para hacer que las energías renovables sean competitivas en costos frente a otras fuentes de energía, y para impulsar los avances tecnológicos. La necesidad de apoyo gubernamental aumentaría si los precios del gas fueran menores a los asumidos en nuestro análisis.

Las mayores posibilidades para aumentar el uso de energías renovables en términos absolutos están en el sector de la electricidad. En el escenario de Nuevas Políticas, la generación basada en energías renovables se triplica entre 2008 y 2035, y la participación de éstos en la generación global de electricidad se incrementa del 19% en 2008 a casi un tercio (igualando al carbón). El incremento se debe en principio a las fuentes eólicas e hidráulica, aunque esta última domina en el período del Outlook. La cantidad de electricidad producida mediante celdas solares fotovoltaicas aumenta muy rápidamente, si bien su participación en la generación global alcanza apenas un 2% en 2035. La participación de energías renovables modernas en la producción de calor en la industria y los edificios se incrementa del 10 al 16%. El uso de biocombustibles aumenta más de cuatro veces entre 2008 y 2035, cubriendo el 8% de la demanda de combustible para transporte de carretera al final del período del Outlook (en comparación con su 3% de hoy). Por lo general, las energías renovables son más intensivas en capital que los combustibles fósiles, de modo que la inversión requerida para proveer la capacidad extra de renovables es muy grande: la inversión acumulada en energías renovables para producir electricidad se calcula en 5.7 billones de dólares (del año 2009) en el período 2010-2035. Las necesidades de inversión son mayores en China, que encabeza la producción eólica y fotovoltaica y es uno de los

principales abastecedores de equipo. El Oriente Medio y Norte de África tienen un enorme potencial para el desarrollo a gran escala de la energía solar; no obstante, deben superar muchos desafíos de mercado, técnicos y políticos.

A pesar de que se prevé que las energías renovables se vuelvan cada vez más competitivas conforme los precios de los combustibles fósiles aumenten y las tecnologías de renovables se desarrollen, el apoyo gubernamental debe ampliarse a medida que se eleve la contribución de aquéllas a la mezcla de energía global. Calculamos que el apoyo de los gobiernos a la electricidad proveniente de energías renovables y a los biocombustibles totalizó 57 mil millones de dólares en 2009, de los cuales 37 mil millones fueron para la primera. En el Escenario de Nuevas Políticas, el apoyo total se eleva a 205 mil millones de dólares (del año 2009), o un 1.7% del PIB global, en 2035. Entre 2010 y 2035, el 63% del apoyo se destina a la electricidad basada en renovables. El apoyo medio por una unidad de generación cae con el tiempo, de \$55 por megavatio-hora (MWh) en 2009 a \$23/MWh en 2035, a medida que los precios al por mayor de electricidad aumentan y sus costos de producción se reducen debido al aprendizaje tecnológico. Esto no considera los costos adicionales de integrarlos a la red, lo cual puede ser significativo dada la variabilidad de algunas clases de energías renovables, como la eólica y la solar. El apoyo gubernamental a las energías renovables puede, en principio, justificarse por los beneficios económicos, ambientales y de seguridad energética a largo plazo que conllevan, si bien hay que prestar atención a la relación coste-eficacia de los mecanismos de apoyo.

Se espera que el uso de biocombustibles –combustibles para el transporte derivados de biomasa– siga incrementándose rápidamente durante el período proyectado debido al aumento en los precios del petróleo y al apoyo gubernamental. En el Escenario de Nuevas Políticas, el uso global de biocombustibles se eleva de 1 mb/d hoy en día a 4.4 mb/d en 2035. Se prevé que Estados Unidos de Norteamérica, Brasil y la Unión

Europea sigan siendo los mayores productores y consumidores mundiales de biocombustibles.

Se supone que los biocombustibles avanzados, incluidos los de materia lignocelulósica, entrarán al mercado hacia 2020, principalmente en los países de la OCDE. En la actualidad, los costos de producción de biocombustibles suelen ser más elevados que el costo del petróleo importado, por lo que se necesitan fuertes incentivos gubernamentales para hacerlos competitivos frente a los combustibles derivados del petróleo. En 2009, el apoyo global gubernamental fue de 20 mil millones de dólares, la mayor parte de los cuales provino de Estados Unidos de Nortamérica y la Unión Europea. Se proyecta que el apoyo se amplíe a cerca de 45 mil millones de dólares por año entre 2010 y 2020, y a unos 65 mil millones de dólares por año entre 2021 y 2035. Es típico que el apoyo gubernamental eleve los costos a la economía en su conjunto. Sin embargo, también pueden ser significativos los beneficios, como la reducción de importaciones de petróleo y de emisiones de CO₂ –si se emplea biomasa sostenible y no resulta excesiva la energía fósil usada en el procesamiento de dicha biomasa.

Liberar las riquezas energéticas del Caspio aumentaría la seguridad energética del mundo

La región del Caspio tiene el potencial para contribuir decisivamente a la seguridad energética en el resto del mundo al incrementar la diversidad de suministro de petróleo y gas. La región del Caspio alberga reservas sustanciales de petróleo y gas natural, las cuales podrían sostener un incremento considerable en la producción y las exportaciones en las siguientes dos décadas. No obstante, se espera que los obstáculos potenciales al desarrollo de tales recursos, principalmente las complejidades de financiar y construir infraestructura de transporte que atraviese varios países, el clima para la inversión y la incertidumbre sobre la demanda de exportación limiten en cierta medida esta expansión. En el escenario de Nuevas Políticas, la producción de petróleo

del Caspio crece firmemente, particularmente en los primeros 15 años del período proyectado; va de 2.9 mb/d en 2009 a un pico de cerca de 5.4 mb/d entre 2025 y 2030, para luego retroceder a 5.2 mb/d hacia 2035. Kazajstán aporta todo este incremento, de modo que ocupa el cuarto puesto mundial en crecimiento de volumen de producción hasta 2035 por debajo de Arabia Saudita, Irak y Brasil. La mayor parte de la producción incremental de petróleo se destina a la exportación, que se duplica hasta alcanzar un pico de 4.6 mb/d poco después de 2025. También se proyecta que la producción de gas del caspio se eleve notablemente de un estimado de 159 mmmc en 2009 a casi 260 mmmc en 2020, y a más de 310 mmmc en 2035. Turkmenistán y, en menor grado, Azerbaiyán y Kazajstán lideran esta expansión. Como sucede con el petróleo, se proyecta que las exportaciones de gas crezcan rápidamente y alcancen casi los 100 mmmc en 2020 y 130 mmmc en 2035, a diferencia de los menos de 30 mmmc de 2009. El Caspio tiene potencial para cubrir una proporción significativa de las necesidades de gas de Europa y China –que surge como un nuevo gran consumidor– mejorando su diversidad y seguridad energética.

Las políticas locales de energía y las tendencias del mercado, además de ser decisivas para el desarrollo social y económico del Caspio, influyen en las perspectivas mundialistas al determinar los volúmenes de hidrocarburos disponibles para la exportación. Pese a las mejoras de los últimos años, la región sigue siendo altamente intensiva en uso de energía y refleja continuas y serias ineficiencias en la forma en que emplea la energía (legado de la era soviética), así como factores económicos climáticos y estructurales. Si la región usara la energía tan eficazmente como los países de la OCDE, el consumo de la energía primaria en el Caspio se reduciría a la mitad, la rapidez con que se explote este potencial de uso eficaz de la energía depende en gran medida de las políticas gubernamentales, particularmente en relación con los precios de la energía (todos los principales países de la región del Caspio subsidian por lo menos una forma de energía fósil), la reforma del mercado y el financiamiento. En el escenario de Nuevas Políticas, la demanda total de energía primaria en el Caspio

se expende progresivamente durante el período del Outlook, a una tasa media del 1.4% anual, siendo el gas el combustible predominante. Kazajstán y Turkmenistán tienen las tasas más rápidas de crecimiento en el uso de energía, reflejando su mayor crecimiento económico.

Las promesas de Copenhague son, en conjunto, mucho menos ambiciosas que la meta global

Los compromisos que los países anunciaron bajo el Acuerdo de Copenhague para reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero se quedan cortos, en conjunto, respecto a lo que se requiere para encaminar al mundo hacia la meta del Acuerdo de limitar el aumento de la temperatura global a 2°C. Si los países llevan a cabo estos compromisos con cautela, tal como asumimos en el Escenario de Nuevas Políticas, el aumento de la demanda de combustibles fósiles seguirá incrementando las emisiones de CO₂ relacionadas con la energía durante el período proyectado. Esta tendencia haría casi imposible lograr la meta del 2°C, ya que las reducciones necesarias de emisiones después de 2020 serían demasiado elevadas. En ese escenario, las emisiones globales continúan aumentando durante el período proyectado, si bien la tasa de crecimiento disminuye progresivamente. Las emisiones alcanzan casi 34 gigatoneladas (Gt) en 2020 y más de 35 Gt en 2035 –un incremento del 21% sobre el nivel de 2008 de 29 Gt. Los países no miembros de la OCDE concentran todo el aumento proyectado de las emisiones mundiales; emisiones de los países de la OCDE llegan a un máximo antes de 2015 y luego comienzan a disminuir. Tales tendencias resultan en una concentración de gases de efecto invernadero por encima de 650 ppm CO₂-eq, implicando un aumento de temperatura probable de más de 3.5°C a largo plazo.

La meta de 2°C sólo se puede lograr con una implementación vigorosa de los compromisos en el período hasta 2020 y a partir de entonces con esfuerzos mucho mayores. De acuerdo con expertos en clima, para tener oportunidades viables de

lograr la meta se necesita estabilizar la concentración de gases de efecto invernadero en un nivel no mayor de 450 ppm CO₂-eq. El escenario 450 describe de qué manera podría evolucionar el sector de la energía de cumplirse este objetivo. Supone la implementación de medidas para tener los límites más ambiciosos que los rangos anunciados bajo el Acuerdo de Copenhague y una implementación más rápida de lo asumido en el Escenario de Nuevas Políticas del retiro de subsidios a los combustibles fósiles acordado por el G-20. Estas acciones disminuyen de forma significativamente más rápida las emisiones de CO₂ relacionadas con la energía. En el Escenario 450, las emisiones alcanzan un pico de 32 Gt justo antes de 2020 y luego descienden a 22 Gt hacia 2035. Tan sólo diez medidas para reducir las emisiones en cinco regiones –Estados Unidos de Norteamérica, la Unión Europea, Japón, China e India– resultan en casi la mitad de las reducciones de emisiones durante el período del Outlook que se requieren en este escenario en comparación con el Escenario de Políticas Actuales. Mientras que asignar un costo al carbono en los sectores eléctrico e industrial es esencial para las reducciones de emisiones en los países de la OCDE y, a largo plazo, otras grandes economías (los precios de CO₂ alcanzan de 90 a 120 dólares por tonelada en 2035), la eliminación de los subsidios a los combustibles fósiles es fundamental para mitigarlas en el Medio Oriente, Rusia y parte de Asia. La participación del sector de generación de electricidad en las emisiones globales cae del 41% hoy en día al 24% en 2035, encabezando así la descarbonización de la economía global. Por contraste, la participación del sector del transporte se eleva del 23 al 32%, ya que es más costoso reducir sus emisiones rápidamente que en la mayoría de otros sectores.

Reducir las emisiones lo suficiente para lograr la meta de 2°C requerirá una transformación de largo alcance del sistema global de energía. En el Escenario 450, la demanda de petróleo llega a su pico justo antes de 2020 con 88 mb/d, sólo 4 mb/d por arriba de los niveles actuales, y disminuye a 81 mb/d en 2035. Aún así, hay necesidad de construir una nueva capacidad de 50 mb/d para compensar la caída en la

producción de los campos existentes, pero el volumen de petróleo que debe descubrirse y desarrollarse a partir de nuevas fuentes hasta 2035 es de sólo dos tercios de lo planteado en el Escenario de Nuevas Políticas, lo cual permite a la industria petrolera evitar el desarrollo de algunos de los futuros proyectos más costosos y sensibles para el ambiente. La demanda de carbón llega a su pico antes de 2020 y hacia 2035 vuelve a los niveles de 2003. Entre los combustibles fósiles, la demanda de gas natural es la que menos se ve afectada, aun cuando también llega a su pico antes de que finalice la década de 2020. Las energías renovables y la nuclear constituyen una porción significativa en la mezcla, pues duplican su participación actual al 38% en 2035. La proporción de energía nuclear en la generación total se incrementa en cerca del 50% sobre los niveles actuales. La generación basada en renovables es la que más aumenta, ya que alcanza más del 45% de la generación global –dos veces y media más que hoy. La energía eólica avanza a casi 13% mientras que la participación combinada de energía solar fotovoltaica y energía solar por concentración supera el 6%. La captura y el almacenamiento de carbono (CAC) juegan un importante papel en la reducción de emisiones en el sector eléctrico: En 2035, la generación procedente de plantas que usan carbón y cuentan con CAC supera a la de plantas de carbón que carecen de dicha tecnología; unas tres cuartas partes de la generación con CAC es en plantas que queman carbón. Los biocombustibles y los vehículos avanzados también desempeñan un rol mucho mayor que en el Escenario de Nuevas Políticas. En 2035, un 70% de las ventas globales de autos para pasajeros son de vehículos avanzados (híbridos, híbridos de conexión y autos eléctricos). La segunda energética global se ve fortalecida ante la mayor diversidad de la mezcla de energías.

El fracaso de Copenhague nos ha costado al menos un billón de dólares...

Aun si los compromisos del Acuerdo de Copenhague se implementaran por completo, las reducciones de emisiones que se necesitarían después de 2020 costarían más que si

se hubieran propuesto objetivos más ambiciosos y más adelantados en el tiempo. Las reducciones de emisiones que esos compromisos deberían arrojar hacia 2020 son tales que a partir de entonces se necesitarían reducciones mucho mayores a fin de encaminarse al logro de la meta de 2°C. En el Escenario 450 del Outlook de este año, el gasto adicional en tecnologías de energía de bajas emisiones de carbono (inversión empresarial y gasto de los consumidores) asciende a 18 billones de dólares (del año 2009) más que en el Escenario de Políticas Actuales en el período 2010-2035, y cerca de 13.5 billones más que en el Escenario de Nuevas Políticas. El gasto adicional comparado con el Escenario de Políticas Actuales para 2030 es de 11.6 billones de dólares, casi 1 billón de dólares más de lo que calculamos el año pasado. Además, el PIB global se reduciría un 1.9% en 2030 en comparación con el estimado del año pasado de 0.9%. Estas diferencias se explican por las reducciones más grandes y rápidas de las emisiones que se requieren después de 2020, causadas por la más lenta transformación del suministro y uso de la energía en el período previo.

...si bien alcanzar la meta de Copenhague es todavía (casi) posible

Sin duda, la naturaleza moderada de las promesas para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero bajo el Acuerdo de Copenhague ha hecho menos probable el logro de la meta de 2°C. Alcanzar esta meta requeriría un esfuerzo fenomenal en cuestión de políticas por parte de los gobiernos del mundo. Un indicador de la magnitud de dicho esfuerzo es la tasa de disminución de la intensidad de carbono –la cantidad de CO₂ emitida por dólar del PIB –que se necesita en el Escenario 450. La intensidad tendría que caer entre 2008 y 2020 a una tasa anual del doble de lo que bajo entre 1990 y 2008; entre 2020 y 2035 la tasa tendría que ser casi cuatro veces mayor. La tecnología que existe hoy podría permitir tal cambio, pero la tasa de transformación tecnológica sería inaudita. Además, hay serias dudas sobre la implementación de los compromisos para 2020, ya que una buena cantidad de ellos resultan ambiguos y bien podrían interpretarse de una manera mucho menos

ambiciosa de lo asumido en el Escenario 450. Varios países, por ejemplo, han propuesto rangos de reducciones de emisiones, o han fijado objetivos con base en la intensidad del carbono o la energía y/o una línea base de PIB que difiere de lo que supone nuestras proyecciones. En general, estimamos que la incertidumbre vinculada con estos factores equivale a 3.9 Gt de emisiones de CO₂ en 2020, o cerca del 12% de las emisiones proyectadas en el Escenario 450. Es de vital importancia que estos compromisos se interpreten con la mayor firmeza posible y que se adopten y ejecuten compromisos mucho más fuertes después de 2020, si no antes. De lo contrario, es probable que la meta de 2°C se vuelva inalcanzable.

Eliminar los subsidios a los combustibles fósiles es una solución con triple ganancia

Retirar los subsidios a los combustibles fósiles aumentaría la seguridad energética, reduciría las emisiones de gases de efecto invernadero y la contaminación atmosférica, y traería beneficios económicos. Los subsidios a los combustibles fósiles siguen siendo comunes en muchos países. Traen como consecuencia una asignación económicamente ineficaz de los recursos, así como distorsiones de mercado, al tiempo que suelen fracasar en el cumplimiento de sus objetivos. Los subsidios que reducen artificialmente los precios de la energía fomentan al derroche, exacerbando la volatilidad de dichos precios al desdibujar las señales del mercado, propician la adulteración y el contrabando del combustible, y minan la competitividad de las energías renovables y de las tecnologías energéticas más eficientes. Para los países importadores, los subsidios a menudo entrañan una carga fiscal significativa a los presupuestos públicos, en tanto que para los productores implican un acelerado agotamiento de recursos y por tanto a largo plazo pueden disminuir las ganancias de las exportaciones. Los subsidios al consumo de combustibles fósiles en el mundo ascendieron a 312 mil millones de dólares en 2009, la vasta mayoría de los cuales correspondieron a países no miembros de la OCDE. El nivel anual fluctúa ampliamente ante los cambios en los precios internacionales de la energía, las

políticas de precios locales y la demanda: los subsidios fueron de 558 mil millones de dólares en 2008. Sólo una pequeña porción de estos subsidios van a los pobres. Actualmente hay una inclinación global considerable para eliminar los subsidios a los combustibles fósiles. En septiembre de 2009, los líderes del G-20 se comprometieron a retirar y racionalizar los subsidios ineficaces a los combustibles fósiles, una iniciativa que luego siguieron los líderes del APEC en noviembre de 2009. Hoy en día muchos países buscan reformas, pero se necesitará superar complicados obstáculos económicos, políticos y sociales a fin de obtener beneficios duraderos.

Reformar los subsidios ineficaces a la energía derivaría en un efecto drástico sobre la oferta y la demanda en los mercados energéticos globales. Estimamos que una eliminación universal de todos los subsidios al consumo de combustibles fósiles antes de 2020 –por muy ambicioso que parezca el objetivo– reduciría la demanda global de energía primaria en 5% en comparación con una línea base en la que los subsidios siguen siendo los mismos. Esto equivale al consumo actual de Corea, Japón y Nueva Zelanda juntos. La demanda de petróleo se reduciría en 4.7 mb/d en 2020, lo que equivale a cerca de un cuarto de la demanda actual en Estados Unidos de Norteamérica. Retirar los subsidios al consumo de combustibles fósiles podría significar una aportación integral para combatir el cambio climático: su eliminación total disminuiría las emisiones de CO₂ en un 5.8%, o 2 Gt, en 2020.

La miseria energética del mundo en vías de desarrollo requiere acciones urgentes

A pesar del creciente uso de energía en el mundo, muchos hogares pobres en los países en desarrollo aún no disponen de los servicios de energía modernos. Las cifras son estremecedoras: calculamos que 1 400 millones de personas –más del 20% de la población mundial– carecen de acceso a electricidad y que otros 2 700 millones –cerca de 40% de la población mundial– continúan con el uso tradicional de biomasa para cocinar. Peor aún, nuestras proyecciones indican que el problema persistirá a

largo plazo: en el Escenario de Nuevas Políticas, 1 200 millones de personas aún no cuentan con electricidad en 2030 (la fecha de la meta propuesta de acceso universal a los servicios modernos de energía), viviendo el 87% de ellas en áreas rurales. La mayoría de estas personas habitarán en el África subsahariana, India y otros países asiáticos en desarrollo (excluida China). En el mismo escenario, el número de personas que continúan con el uso tradicional de biomasa para cocinar crece a 2 800 millones en 2030, el 82% de las cuales en áreas rurales.

Dar prioridad al acceso a servicios modernos de energía puede ayudar a acelerar el desarrollo social y económico. La Meta de Desarrollo del Milenio de las Naciones Unidas de erradicar la pobreza extrema y el hambre antes de 2015 no se alcanzará, a menos que se realice un avance sustancial en la mejora de acceso a la energía. Para lograr la meta, se requerirá proveer de energía a otros 395 millones de personas y proporcionar tecnología moderna no contaminante para cocinar a otros mil millones. Para cumplir la meta mucho más ambiciosa de conseguir acceso universal a los servidores modernos de energía antes de 2030, será necesario un gasto adicional de 36 mil millones de dólares por año. Esto equivale a menos del 3% de la inversión global en infraestructura para el suministro de energía proyectada en el Escenario de Nuevas Políticas hasta 2030. El incremento resultante en la demanda de energía y las emisiones de CO₂ sería moderado: en 2030, la demanda global de petróleo sería menos del 1% más alta, y las emisiones de CO₂ apenas 0.8% más altas en comparación con el Escenario de Nuevas Políticas. A fin de acercarse al logro de cualquiera de estas metas, la comunidad internacional debe reconocer que la situación proyectada no es aceptable, comprometerse a efectuar el cambio necesario y establecer objetivos e indicadores para supervisar los adelantos. El índice de Desarrollo de Energía que se presenta en este Outlook podría ser una base para definir los objetivos y su seguimiento. Se necesita un nuevo marco financiero, tecnológico e institucional, así como fortalecer la capacidad en los niveles local y regional. No

bastan las palabras, sino que es indispensable actuar desde hoy. Podemos, y debemos, lograr la meta.

Fuente de información:

<http://www.worldenergyoutlook.org/index.asp>

http://www.worldenergyoutlook.org/docs/weo2010/weo2010_es_spanish.pdf

La demanda china hará subir el precio del crudo en los próximos 25 años (WSJ)

El 9 de noviembre de 2010, el periódico *The Wall Street Journal* (WSJ) informó que la insaciable sed de combustibles fósiles de China para alimentar su economía emergente podría poner presión sobre los proveedores y empujar al alza los precios del crudo durante los próximos 25 años, según la Agencia Internacional de la Energía (AIE).

El sólido crecimiento de la demanda de energía china “podría cambiar las expectativas del mercado del petróleo, y si el suministro no responde en la misma medida, veremos precios más altos de los que tenemos hoy”, expresó Fatih Birol, el Economista en Jefe de la AIE, en una entrevista.

Señaló que espera que el precio del crudo suba a unos 110 dólares estadounidenses por barril en 2015, frente a los 87 actuales dólares.

El surgimiento de China y su impacto en los mercados mundiales de gas y petróleo es uno de los asuntos clave en el informe de perspectivas de la energía de este año, que fue publicado en esta fecha y es considerado como una biblia para la industria energética y de gas natural.

Pero China no es el único dominador del mundo de los combustibles fósiles. La AIE, que asesora a grandes economías, señaló que el país está convirtiéndose también en un líder mundial en renovables y en energía baja en carbono.

La Agencia dice que, para 2035, China habrá instalado más capacidad de generación solar, eólica y nuclear que cualquier otro país. Un desarrollo de tal magnitud contribuirá a rebajar los costos de la industria.

Además, China se está convirtiendo en un suministrador principal de tecnología de energía renovable, como turbinas eólicas y células fotovoltaicas. La AIE piensa que China podría llegar a ser un líder en coches eléctricos, que podría tener implicaciones importantes para la industria del automóvil en Europa, Estados Unidos de Norteamérica y Japón.

China superó a Estados Unidos de Norteamérica el año pasado como el mayor consumidor de energía del mundo, lo que refleja el espectacular crecimiento de su economía en los últimos años y su transformación en una superpotencia industrial. También es el principal emisor de gases contaminantes del mundo.

Además, es improbable que el ritmo de crecimiento vaya a suavizarse en los próximos años. A pesar del enorme crecimiento en el uso de energía, el consumo per cápita es todavía un tercio de la media de los países desarrollados, como Estados Unidos de Norteamérica o Europa. La AIE dijo que China experimentaría un crecimiento de la demanda de energía del 75% entre 2008 y 2035.

Eso significa que el país es cada vez más dependiente de las importaciones, lo que a su vez está impulsando un estallido de las materias primas en África, Oriente Próximo y Australia y alimentando la alza de precios de todos los productos desde el crudo al uranio.

A pesar de la apuesta de China por las renovables, la AIE predice que su demanda de combustibles fósiles continuará creciendo en los próximos 25 años. Representará casi la mitad del crecimiento neto de la demanda de crudo y más de un quinto de la demanda de gas natural en ese período. Y se prevé que su demanda de electricidad se triplique para 2035, en la medida en que añada capacidad de generación equivalente a la que tiene actualmente Estados Unidos de Norteamérica.

Fuente de información:

http://online.wsj.com/article/SB128931583604155201.html?mod=WSJS_inicio_MiddleTop

Energía: la Comisión presenta su nueva estrategia con vistas al año 2020 (UE/CE)

La Comisión Europea (CE) presentó el 10 de noviembre de 2010, en Bruselas, Bélgica, su nueva estrategia para una energía competitiva, sostenible y segura. La Comunicación denominada “Energía 2020”, fija las prioridades en materia de energía para los próximos diez años y las actuaciones que deberán llevarse a cabo a fin de hacer frente a los desafíos que suponen lograr el ahorro de energía, conseguir un mercado que ofrezca precios competitivos y garantizar la seguridad del abastecimiento, potenciando al mismo tiempo el liderazgo tecnológico y una negociación eficaz con nuestros socios internacionales.

El Comisario de Energía, Günther Oettinger, declaró lo siguiente: “La energía constituye uno de los mayores desafíos para todos nosotros. Dar a nuestro sistema energético una nueva orientación más sostenible y segura puede llevar cierto tiempo; sin embargo, es preciso tomar ya decisiones ambiciosas. Para conseguir una economía eficiente, competitiva y de baja emisión de carbono, debemos europeizar nuestra política energética y centrarnos en un reducido número de prioridades importantes”.

En la Comunicación adoptada en esta fecha, la Comisión fijó cinco objetivos prioritarios. Sobre la base de estas prioridades y de las medidas propuestas, la Comisión presentará en los próximos 18 meses ideas e iniciativas legislativas concretas. Esta Comunicación también establece el orden del día de los debates de los Jefes de Estado y de Gobierno en la primera cumbre de la UE sobre energía, prevista para el 4 de febrero de 2011.

Ahorro de energía

La Comisión propone centrar sus iniciativas en los dos sectores que presentan las mayores posibilidades de ahorro energético: el transporte y los edificios. A fin de ayudar a los propietarios de viviendas y a las entidades locales a financiar la renovación y adoptar medidas de ahorro de energía, la Comisión propondrá incentivos a la inversión e instrumentos financieros innovadores de aquí a mediados de 2011. El sector público debe tener en cuenta la eficiencia energética a la hora de adjudicar obras o adquirir servicios o productos. En el sector industrial, los certificados de eficiencia energética pueden constituir un incentivo para que las empresas inviertan en tecnologías que consuman menos energía.

Un mercado paneuropeo de la energía integrado y equipado con infraestructuras

La Comisión fijó una fecha límite para la realización del mercado interior de la energía. De aquí a 2015, ningún Estado miembro debe permanecer al margen. En los próximos diez años, se van a requerir inversiones globales en infraestructuras energéticas en la UE por valor de un billón de euros. A fin de agilizar los principales proyectos estratégicos de la UE, la Comisión propone simplificar y agilizar la concesión de licencias de obras, estableciéndose un plazo máximo hasta la autorización final y la financiación de la UE. Una «ventanilla única» debe coordinar todas las solicitudes de licencias necesarias para la realización de un determinado proyecto.

27 Estados, una sola voz en el ámbito de la energía a escala mundial

Se propone que la UE coordine su política energética en relación con países terceros, especialmente con respecto a sus socios más importantes. En el marco de la política europea de vecindad, la Comisión propone ampliar y profundizar el Tratado de la Comunidad de la Energía, con el fin de integrar aún más a los países deseosos de participar en el mercado de la energía de la UE. También se prevé una mayor colaboración con África, con el fin de suministrar energía sostenible a todos los ciudadanos de este continente.

El liderazgo de Europa en materia de tecnología e innovación energéticas

Se pondrán en marcha cuatro proyectos de envergadura en sectores importantes para la competitividad europea, tales como las nuevas tecnologías para las redes inteligentes y el almacenamiento de electricidad, la investigación sobre biocarburantes de segunda generación y la asociación de ciudades inteligentes para fomentar el ahorro de energía en zonas urbanas.

Una energía segura y asequible a través de consumidores activos

La Comisión propone nuevas medidas sobre la comparación de precios, el cambio de proveedor y una facturación clara y transparente.

Contexto

Los objetivos de la UE en materia de energía han sido incorporados a la estrategia «Europa 2020» de crecimiento inteligente, sostenible e integrador adoptada por el Consejo Europeo en junio de 2010. Concretamente, la UE se propone alcanzar objetivos ambiciosos en materia de energía y cambio climático de aquí a 2020: reducir un 20% las emisiones de gases de efecto invernadero, aumentar hasta un 20%

la parte correspondiente a la energía renovable y mejorar un 20% la eficiencia energética.

Fuente de información:

<http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=IP/10/1492&format=PDF&aged=0&language=ES&guiLanguage=en>

Infraestructura energética: la Comisión propone corredores prioritarios de la UE para redes eléctricas y gasoductos (UE)

El 17 de noviembre de 2010, la Comisión Europea presentó en Bruselas, Bélgica, sus prioridades en materia de infraestructura energética de cara a las dos próximas décadas al efecto de preparar las redes para el siglo XXI. En la Comunicación, la Comisión define los corredores prioritarios para el transporte de electricidad, gas y petróleo. Este plan de prioridades servirá de base para las decisiones futuras de concesión de autorizaciones y de financiación de proyectos concretos de la UE.

Günther Oettinger, Comisario de Energía, declaró lo siguiente: “La infraestructura energética es fundamental para todos nuestros objetivos energéticos, desde la seguridad del abastecimiento, la integración de la energía procedente de fuentes renovables y la eficiencia energética hasta el funcionamiento correcto del mercado interior, por lo que es esencial que reunamos nuestros recursos y agilicemos la realización de los proyectos prioritarios de la UE”.

La Comunicación define una serie limitada de corredores prioritarios de la UE cuya realización urgente resulta necesaria para alcanzar los objetivos políticos de la Unión Europea en materia de competitividad, sostenibilidad y seguridad del abastecimiento mediante la conexión de los Estados miembros que están casi aislados de otros mercados europeos de la energía, la consolidación en gran escala de las interconexiones transfronterizas existentes y la integración en la red de la energía procedente de fuentes renovables. Partiendo de esos corredores predefinidos, se

determinarán en 2012 unos proyectos concretos de «interés europeo», los cuales podrían acogerse a financiación y licencias de obras europeas, incluido un plazo de decisión final, debiéndose cumplir plenamente el Derecho de la Unión Europea, especialmente la legislación medioambiental, y con la participación de la población. A la hora de planear y realizar esos proyectos, la Comisión alienta la cooperación regional entre los países. También define objetivos a más largo plazo, tales como las «autopistas europeas de la electricidad».

En el sector eléctrico se definen cuatro corredores prioritarios de la UE:

- **Una red eléctrica marítima del Mar del Norte y su conexión a la Europa central y septentrional** para transportar la electricidad generada en los parques eólicos marinos a los consumidores de las grandes ciudades y almacenar electricidad en las centrales hidroeléctricas de los Alpes y los países nórdicos.
- **Interconexiones en la Europa sudoccidental** para transportar la electricidad generada de origen eólico, solar e hidráulico al resto del continente.
- **Conexiones en la Europa Centro-Oriental y Sudoriental** que refuercen la red regional.
- **Integración del mercado de la energía báltico en el mercado europeo.**

En el sector del gas, se definen tres corredores prioritarios de la UE:

- **Corredor meridional** para traer gas directamente desde el Mar Caspio a Europa a fin de diversificar las fuentes de gas.

- **Integración del mercado de la energía báltico y su conexión a la Europa Central y Sudoriental.**
- **Corredor Norte-Sur en la Europa Occidental** para eliminar los cuellos de botella internos y facilitar el mejor uso posible de los suministros exteriores.

Antecedentes

La UE se ha comprometido a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 20% para 2020, a aumentar el porcentaje de la energía procedente de fuentes renovables al 20% del consumo energético final y a incrementar la eficiencia energética en un 20%. Para alcanzar estos objetivos en materia de energía y clima, se deben invertir unos 200 mil millones de euros solo en el transporte de energía, en gasoductos y redes eléctricas. Se estima que el sector privado pondrá solo una parte de esta suma, lo que se traducirá en un déficit financiero de 100 mil millones de euros.

Fuente de información:

<http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=IP/10/1512&format=PDF&aged=0&language=ES&guiLanguage=en>