
III. POLÍTICA ENERGÉTICA

Petróleo crudo de exportación (Pemex)

El 27 de agosto de 2012, Petróleos Mexicanos (Pemex) informó que durante los siete primeros meses de 2012, el precio promedio de la mezcla de petróleo crudo de exportación fue de 103.91 dólares por barril (d/b), lo que significó un aumento de 3.82%, con relación al mismo período de 2011 (100.09 d/b).

Cabe destacar que en julio de 2012, el precio promedio de la mezcla de petróleo crudo de exportación fue de 94.04 d/b, cifra 4.41% mayor con respecto al mes inmediato anterior, 10.39% menor con relación a diciembre pasado (104.94 d/b) y 10.28% menor si se le compara con el séptimo mes de 2011.

Durante el período enero-julio de 2012, se obtuvieron ingresos por 26 mil 772 millones de dólares por concepto de exportación de petróleo crudo mexicano en sus tres tipos, cantidad que representó una disminución de 5.46% respecto al mismo lapso de 2011 (28 mil 319 millones de dólares). Del tipo Maya se reportaron ingresos por 19 mil 917 millones de dólares (74.40%), del tipo Olmeca se obtuvieron 4 mil 742 millones de dólares (17.71%) y del tipo Istmo se percibió un ingreso de 2 mil 113 millones de dólares (7.89%).

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

	Total	Istmo	Maya ^{a/}	Olmeca	Por región		
					América	Europa	Lejano Oriente ^{b/}
2003	16 676	255	14 113	2 308	14 622	1 495	560
2004	21 258	381	17 689	3 188	19 003	1 886	369
2005	28 329	1 570	22 513	4 246	24 856	2 969	504
2006	34 707	1 428	27 835	5 443	30 959	3 174	574
2007	37 937	1 050	32 419	4 469	33 236	3 858	843
2008	43 342	683	37 946	4 712	38 187	4 319	836
2009	25 605	327	21 833	3 445	22 436	2 400	769
2010	35 985	2 149	27 687	6 149	31 101	3 409	1 476
2011	49 322	3 850	37 340	8 133	41 751	4 853	2 719
2012	26 772	2 113	19 917	4 742	21 766	3 647	1 359
Enero	4 008	208	3 056	743	3 047	559	402
Febrero	3 927	179	3 060	689	3 307	327	293
Marzo	4 490	504	3 192	793	3 551	757	182
Abril	4 030	370	2 967	693	3 190	534	306
Mayo	₪ 3 797	306	₪ 2 793	698	3 241	₪ 557	0
Junio	3 245	293	2 381	571	2 613	456	176
Julio	3 274	251	2 468	555	2 817	457	0

a/ Incluye Crudo Altamira.

b/ Incluye otras regiones.

₪/ Cifra revisada.

FUENTE: Pemex.

Fuente de información:

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

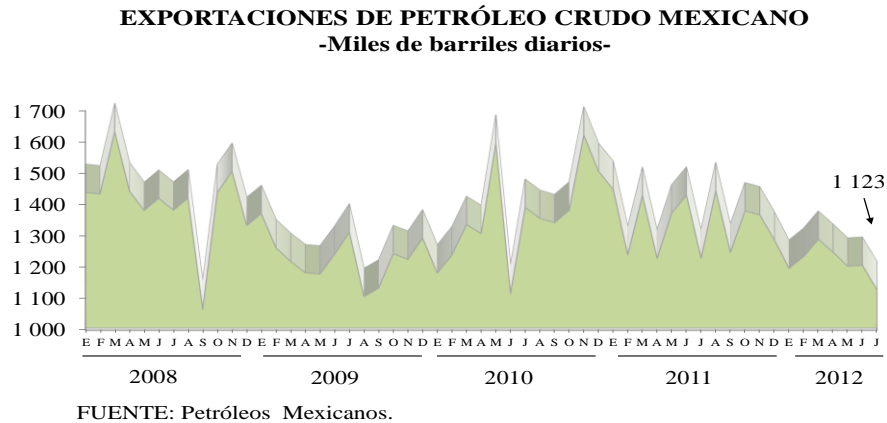
http://www.ri.pemex.com/files/dcpe/petro/evalorexporta_esp.pdf

Volumen de exportación de petróleo (Pemex)

De conformidad con información de Pemex, durante el período enero-julio de 2012, se exportaron a los diferentes destinos un volumen promedio de 1.210 millones de barriles diarios (mb/d), cantidad 9.30% menor a la reportada en el mismo lapso de 2011 (1.334 mb/d).

En julio de 2012, el volumen promedio de exportación fue de 1.123 mb/d, lo que significó una disminución de 6.49% respecto al mes inmediato anterior (1.201 mb/b), menor en 12.40% con relación a diciembre de 2011 (1.282 mb/d) y 8.18% inferior si se le compara con julio del año anterior (1.425 mb/d).

Los destinos de las exportaciones de petróleos crudos mexicanos, durante el período enero-julio de 2012, fueron los siguientes: al Continente Americano (80.83%), a Europa (14.05%) y al Lejano Oriente (5.12%).



Fuente de información:

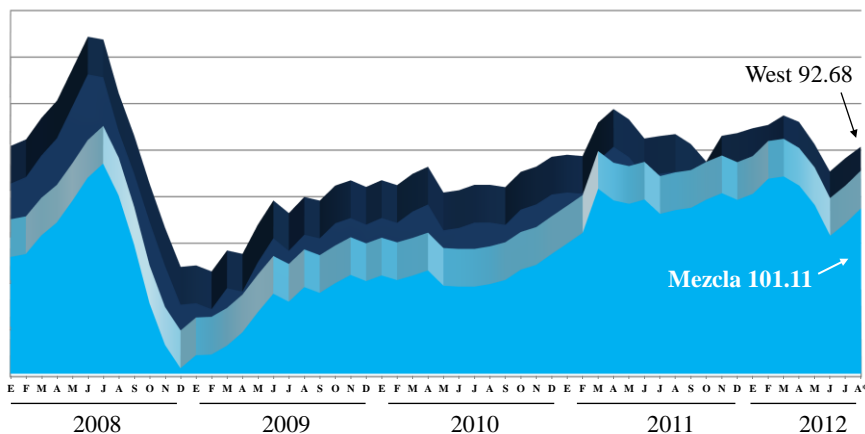
http://www.ri.pemex.com/files/dcpe/petro/evolexporta_esp.pdf

Petróleo crudo de exportación (Pemex)

De conformidad con cifras preliminares de Petróleos Mexicanos (Pemex), el precio promedio de la mezcla mexicana de exportación en los primeros 20 días de agosto de 2012 fue de 101.11 d/b, cotización 7.52% mayor a la observada en el mes inmediato anterior (94.04 d/b), inferior en 3.65% con relación a diciembre anterior (104.94 d/b) y 2.47% más si se le compara con el promedio de agosto de 2011 (98.67 d/b).

**PRECIO PROMEDIO MENSUAL DE LA MEZCLA DE PETRÓLEO MEXICANO DE EXPORTACIÓN Y WEST TEXAS INTERMEDIATE
2008-2012**

Dólares por barril



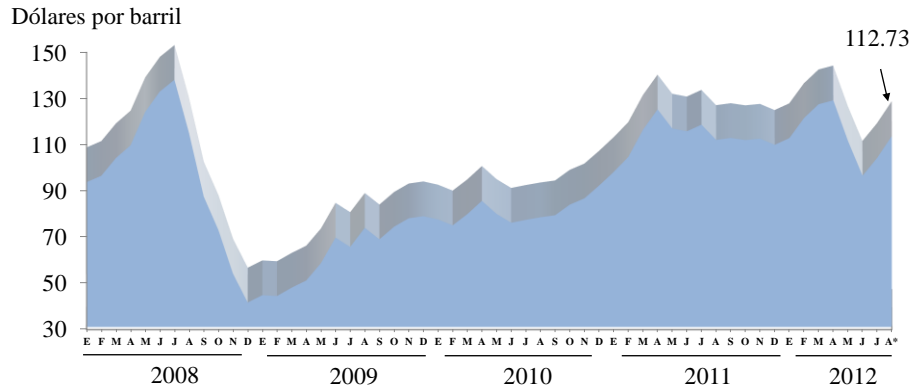
* Promedio al día 20.

FUENTE: Petróleos Mexicanos.

Cabe destacar, que el crudo West Texas Intermediate (WTI) reportó en los primeros 20 días de agosto de 2012 una cotización promedio de 92.68 d/b, lo que significó un incremento de 5.60% con respecto a julio pasado (87.76 d/b), inferior en 5.95% con respecto a diciembre anterior (98.54 d/b), y superior en 7.17% si se le compara con el promedio de agosto de 2011 (86.48 d/b)

Asimismo, durante los primeros 20 días de agosto del presente año, la cotización promedio del crudo Brent del Mar del Norte fue de 112.73 d/b, precio que representó un aumento de 9.19% con relación a julio pasado (103.24 d/b), 3.52% superior con respecto a diciembre anterior (108.90 d/b) y mayor en 1.53% al precio promedio del octavo mes de 2011 (111.03 d/b).

**PRECIO PROMEDIO MENSUAL DEL BRENT
2008-2012**



* Promedio al día 20.
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 2007	91.50	91.71	61.64	Abril 2010	84.66	84.09	74.39
Enero 2008	92.74	93.02	80.15	Mayo 2010	75.16	73.00	67.81
Febrero 2008	95.49	95.83	81.40	Junio 2010	73.60	73.98	67.41
Marzo 2008	103.16	105.12	89.35	Julio 2010	76.42	76.30	68.51
Abril 2008	108.67	112.47	94.90	Agosto 2010	77.54	76.33	69.81
Mayo 2008	122.75	125.72	104.18	Septiembre 2010	78.41	75.32	70.27
Junio 2008	131.97	133.88	114.15	Octubre 2010	86.46	85.40	74.69
Julio 2008	132.84	133.90	120.25	Noviembre 2010	85.71	84.11	77.46
Agosto 2008	113.99	116.67	106.64	Diciembre 2010	91.22	88.36	82.19
Septiembre 2008	99.45	105.65	85.57	Enero 2011	97.14	89.24	85.95
Octubre 2008	71.99	76.62	60.27	Febrero 2011	103.66	88.67	90.54
Noviembre 2008	53.04	57.64	42.40	Marzo 2011	115.42	103.00	102.38
Diciembre 2008	40.60	41.04	33.70	Abril 2011	124.25	108.88	109.48
Enero 2009	43.78	41.67	37.95	Mayo 2011	115.97	100.44	104.44
Febrero 2009	44.41	39.09	38.24	Junio 2011	114.76	96.24	102.99
Marzo 2009	46.88	47.96	42.03	Julio 2011	117.64	97.28	104.82
Abril 2009	50.15	49.65	47.77	Agosto 2011	111.03	86.48	98.67
Mayo 2009	57.61	59.27	56.42	Septiembre 2011	114.92	85.56	100.10
Junio 2009	68.72	69.59	64.36	Octubre 2011	110.96	86.32	101.14
Julio 2009	64.67	64.16	60.95	Noviembre 2011	111.58	97.37	107.43
Agosto 2009	72.97	71.10	67.21	Diciembre 2011	108.90	98.54	104.94
Septiembre 2009	67.74	69.25	64.73	Enero 2012	111.81	100.62	108.54
Octubre 2009	73.42	75.98	68.87	Febrero 2012	120.49	102.05	110.23
Noviembre 2009	77.08	78.25	72.48	Marzo 2012	126.48	106.13	112.82
Diciembre 2009	74.46	74.01	69.66	Abril 2012	120.18	103.37	108.04
Enero 2010	76.58	78.32	72.22	Mayo 2012	110.64	99.87	102.24
Febrero 2010	74.01	76.18	70.24	Junio 2012	95.51	82.05	90.07
Marzo 2010	79.34	81.24	72.15	Julio 2012	103.24	87.76	94.04
2/VII/2012	94.85	82.94	88.84	1/VIII/2012	106.73	88.43	96.42
3/VII/2012	100.60	87.61	92.88	2/VIII/2012	108.30	87.20	96.11
4/VII/2012	n.c.	n.c.	n.c.	3/VIII/2012	110.31	91.38	98.99
5/VII/2012	101.21	87.18	93.00	6/VIII/2012	109.92	90.82	99.48
6/VII/2012	99.35	84.67	90.20	7/VIII/2012	112.08	92.81	101.25
9/VII/2012	100.39	85.91	91.80	8/VIII/2012	114.34	94.11	101.64
10/VII/2012	99.60	83.90	90.44	9/VIII/2012	n.c.	n.c.	n.c.
11/VII/2012	99.68	85.86	92.05	10/VIII/2012	113.32	92.09	101.70
12/VII/2012	99.63	85.25	92.18	13/VIII/2012	115.23	92.74	101.95
13/VII/2012	102.52	86.87	94.08	14/VIII/2012	114.65	93.38	102.14
16/VII/2012	103.28	87.08	95.67	15/VIII/2012	116.25	94.33	103.43
17/VII/2012	104.96	89.05	96.23	16/VIII/2012	116.90	95.60	104.01
18/VII/2012	106.01	89.31	97.27	17/VIII/2012	113.71	96.01	103.65
19/VII/2012	108.49	91.40	99.75	20/VIII/2012	113.70	95.97	103.65
20/VII/2012	107.61	91.20	98.76				
23/VII/2012	104.49	88.39	94.98				
24/VII/2012	104.32	88.25	95.33				
25/VII/2012	104.19	88.17	95.74				
26/VII/2012	106.20	90.20	96.91				
27/VII/2012	106.47	90.13	98.04				
30/VII/2012	107.14	89.46	97.69				
31/VII/2012	107.11	89.59	96.06				
Promedio de julio de 2012	103.24	87.76	94.04	Promedio de agosto de 2012*	112.73	92.68	101.11
Desviación estándar julio de 2012	3.57	2.37	3.01	Desviación estándar agosto de 2012*	3.09	2.73	2.63

1/ Petróleos Mexicanos y Secretaría de Energía.

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

* Cálculos de las cotizaciones promedio del 1 al 20. Del 15 al 20 de agosto son datos del periódico *Reforma*

n.c. = no cotizó.

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.

Fuente de información:http://www.ri.pemex.com/files/dcpe/petro/epreciopromedio_esp.pdfhttp://www.ri.pemex.com/files/dcpe/petro/evalorexporta_esp.pdf

Disminuyen las Emisiones Totales de Contaminantes al Aire (Pemex)

El 31 de julio de 2012, Petróleos Mexicanos (Pemex) informó que disminuyó 17.3% las emisiones totales de contaminantes al aire, con respecto a 2010. A continuación se presenta la información.

En el marco del primer ExpoForo Pemex 2012, se mostraron y discutieron las iniciativas y los resultados de Pemex en esta materia.

Durante la presentación del Informe de Responsabilidad Social 2011, el Director Corporativo de Operaciones aseguró que la responsabilidad social es estratégica para fortalecer tanto el Plan de Negocios de Pemex como su capacidad de gestión, ya que brinda beneficios directos al desarrollo oportuno y eficiente de los proyectos.

El Subdirector de Planeación Estratégica y Operativa de la Dirección Corporativa de Operaciones destacó como principales resultados de 2011 la obtención de la más alta calificación otorgada por la Global Reporting Initiative para los informes de responsabilidad social (A+) por quinto año consecutivo. Asimismo, se otorgaron las calificaciones más altas por parte del Grupo de Participación Ciudadana y la metodología Sustainable Asset Management (SAM).

Entre los resultados más importantes dados a conocer en el Informe de Responsabilidad Social 2011 destacan:

- La tasa de restitución de reservas probadas alcanzó 101.1%;
- Se logró una disminución de 17.3% en las emisiones totales de contaminantes al aire con respecto a 2010;

- Las emisiones de dióxido de carbono disminuyeron 8.8%, pasando de 45.4 a 41.5 MMtCO₂, mientras las emisiones totales de óxidos de azufre han mostrado una reducción del 50.2% en los últimos cuatro años. Esto supone un avance del 34% por encima de la meta establecida en el Programa Especial de Cambio Climático (PECC);
- Se mantuvieron inscritas 793 instalaciones dentro del Programa Nacional de Auditoría Ambiental;
- Pemex siguió contribuyendo a la remediación, reforestación y conservación de la biodiversidad y los servicios ambientales en 679 mil 860 hectáreas, equivalentes al 27% de la superficie de las áreas naturales protegidas en regiones petroleras.

A fin de comentar el Informe, se llevó a cabo también una mesa de debate moderada por el Director Corporativo de Operaciones, y en la que participaron académicos de el Colegio de México, el Director de Transparencia Mexicana y el Director Editorial de Negocios del Grupo Expansión.

Los participantes coincidieron en que la responsabilidad social es un elemento fundamental en tanto permite mejorar la eficiencia en la gestión, evita retrasos en la ejecución de los proyectos, favorece mejores términos de acceso a financiamiento y resulta clave en la construcción y mantenimiento de una relación de respeto y colaboración con las comunidades.

Posteriormente, se presentó el Plan de Acción Climática de Pemex, que fue calificado como la principal herramienta para reducir las emisiones a la atmósfera de forma estratégica y garantizar el cumplimiento de la Ley General de Cambio Climático.

Se llevó a cabo una mesa de discusión sobre este plan con la Presidenta de la Junta Directiva del Centro Interdisciplinario de Biodiversidad y Medio Ambiente; el Presidente del Instituto Nacional de Ecología; el Consultor de la Climate Works Foundation y el Director Corporativo de Operaciones. Los panelistas coincidieron en que los hidrocarburos seguirán jugando un papel preponderante en la mezcla de consumo para las próximas décadas.

Asimismo, como parte de estos esfuerzos en beneficio del medio ambiente, la Comisión Nacional de Áreas Naturales Protegidas y Pemex firmaron un convenio de colaboración para promover el fortalecimiento institucional, la planeación y la conservación en el desarrollo de actividades petroleras en áreas naturales protegidas.

Fuente de información:

<http://www.pemex.com/index.cfm?action=news§ionid=8&catid=40&contentid=26897>

Lanzan segunda etapa del Programa Luz Sustentable (Presidencia de la República)

El 26 de julio de 2012, la Presidencia de la República informó que el Ejecutivo Federal dio por iniciada la segunda etapa del Programa Luz Sustentable. El evento tuvo lugar en el Parque Bicentenario. A continuación se presentan los detalles.

En la primera etapa de dicho programa se distribuyeron de manera gratuita 23 millones de lámparas fluorescentes compactas (ahorradoras) sustituyendo los focos tradicionales (incandescentes) en los hogares de México.

El Programa Luz Sustentable obtuvo el certificado de Récord Guinness por ser el programa registrado con mayor número de lámparas ahorradoras entregadas, de manera gratuita, para promover el ahorro de energía eléctrica.

“Es el programa más grande del mundo en términos de eficiencia energética a través de lámparas ahorradoras, lo cual nos da mucho orgullo”, comentó el Presidente.

Los hogares que han cambiado sus focos ahora en vez de consumir 100 kilowatts, consumen de 20 a 23, es decir, se ahorran las cuatro quintas (4/5) partes de emisiones de bióxido de carbono, un ahorro importante de emisiones contaminantes. De la misma manera, cambiar los focos ayudará a las familias a ahorrar, ya que pagan menos en su recibo de luz. Esto también representa un ahorro significativo para el gobierno.

En esta segunda etapa del programa se distribuirán, sin costo alguno, otros 23 millones de lámparas ahorradoras adicionales, en una red de distribuidores de más de 1 mil 500 puntos de venta. Se entregarán ocho lámparas ahorradoras a los usuarios que participan por primera vez y cuatro a quienes participaron en la primera etapa. Los únicos requisitos para participar son: ser un usuario activo del servicio de energía eléctrica, para lo cual sólo se debe presentar el recibo de luz o el comprobante de pago correspondiente, y llevar los focos incandescentes que corresponda.

Además de éste, el Gobierno Federal tiene otros programas a favor del medio ambiente como el Programa de Sustitución de Electrodomésticos, mejor conocido como “Cambia tu Viejo por uno Nuevo”.

¿Cómo puedes cambiar tus focos?

Si nunca has cambiado:

- Traer cuatro focos incandescentes más el recibo de luz.
- A cambio te llevas “gratis” ocho lámparas ahorradoras.

Si ya canjeaste:¹

- Sólo trae tu recibo de luz.
- A cambio te llevas “gratis” cuatro lámparas ahorradoras.



Fuente de información:

<http://www.presidencia.gob.mx/2012/07/lanzamiento-de-la-segunda-etapa-del-programa-luz-sustentable/>

Para tener acceso a información relacionada visite:

<http://www.presidencia.gob.mx/index.php?p=79981>

<http://www.presidencia.gob.mx/index.php?p=79980>

<http://www.presidencia.gob.mx/index.php?p=80000>

<http://www.sener.gob.mx/portal/Default.aspx?id=2267>

Para tener acceso a información indirectamente relacionada visite:

<http://mexico.cnn.com/planetacnn/2012/07/26/el-programa-de-sustitucion-de-focos-en-mexico-lleva-un-avance-de-66?newsenn1=%255B20120727%255D>

Adquisiciones de Pemex representan el 20% de las realizadas por la Administración Pública Federal (SE)

El 1º de agosto de 2012, la Secretaría de Economía (SE) informó que *Las Compras de Pemex Representan el 20% de las Adquisiciones Realizadas por la Administración Pública Federal*. A continuación se presenta la información.

¹ Es opcional traer focos incandescentes pero entre más traigas, más ayudas al planeta.

Las adquisiciones de Petróleos Mexicanos (Pemex) a las pequeñas y medianas empresas del país, en el marco del Programa de Compras de Gobierno a PyMEs, han representado entre el 15 y 20% de las compras directas realizadas por la Administración Pública Federal a este segmento productivo en los últimos años, aseguró el Secretario de Economía.

Durante su participación en el Foro realizado por Pemex, donde se presentó la nueva versión del Sistema para el Pronóstico de Demanda de Bienes y Servicios de Petróleos Mexicanos 2012-2016, el titular de Economía destacó que esta herramienta tendrá impactos positivos en las pequeñas y medianas empresas, las cadenas productivas y la economía nacional, ya que permitirá anticipar la posible demanda de bienes y servicios de esta paraestatal.

Acompañado por el Director General de Pemex, Juan José Suárez Coppel, Ferrari hizo un llamado al Congreso de la Unión y a los diversos actores políticos para aprobar una reforma energética que dote a Pemex de las herramientas que le permitan enfrentar los nuevos retos y desafíos, así como retomar su papel de liderazgo y vanguardia en la economía nacional.

En su intervención, el titular de Economía destacó que anticipar la posible demanda de bienes y servicios de Pemex para los próximos cinco años, permitirá una asignación más eficiente de los recursos a los diferentes rubros y fomentará el desarrollo de nuevos proveedores y contratistas, al tiempo que contribuirá a fortalecer los ya existentes.

El Secretario de Economía consideró también que este sistema fomentará los procesos de desarrollo tecnológico e innovación, generará mayor competencia entre proveedores, así como más y mejores empleos para los mexicanos.

El titular de Economía destacó que con este Sistema se fortalecerá la estrategia orientada a incrementar 25% el componente nacional de los bienes y servicios que sean adquiridos por esta paraestatal.

“Esto abonará al desarrollo de las cadenas productivas nacionales en un marco de competencia, e incluso podría propiciar programas y proyectos conjuntos entre varias empresas, las cuales unirían sus esfuerzos y capacidades para presentar una oferta más sólida y eficiente en beneficio de la industria petrolera nacional”, precisó.

El Secretario de Economía consideró que estos esfuerzos podrán ser apoyados también por el Fideicomiso para Promover el Desarrollo de Proveedores y Contratistas Nacionales para la Industria Petrolera Estatal (FISO Pemex), establecido a partir de la Reforma Energética, y donde esta empresa y la Secretaría de Economía colaboran de manera estrecha para asegurar el máximo aprovechamiento de estos recursos en el fortalecimiento de la industria nacional que atiende la demanda de Pemex.

Durante su intervención, el Director General de Pemex informó que las compras realizadas a las PyMEs de 2009 a la fecha ascienden a los 40 mil millones de pesos, y que han apoyado a contratistas, a través de Nacional Financiera (Nafinsa), con recursos por 5 mil millones de pesos, en el mismo lapso.

En el acto, estuvieron presentes también el Director Corporativo de Tecnologías de Información y Procesos de Negocio de Pemex, el Director Corporativo de Operaciones, la Subdirectora de la Unidad de Desarrollo de Proveedores, Contratistas y Contenido Nacional, así como el Presidente de la Confederación de Cámaras Industriales de los Estados Unidos Mexicanos.

Fuente de información:

<http://www.economia.gob.mx/eventos-noticias/informacion-relevante/8359-boletin170-12>

Informe del Mercado Petrolero (SHCP)

El 23 de agosto de 2012, la Unidad de Comunicación Social y Vocero de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) publicó su *Informe del mercado petrolero* correspondiente a la semana del 16 al 22 de agosto de 2012. A continuación se presenta la información:

Mercado de futuros

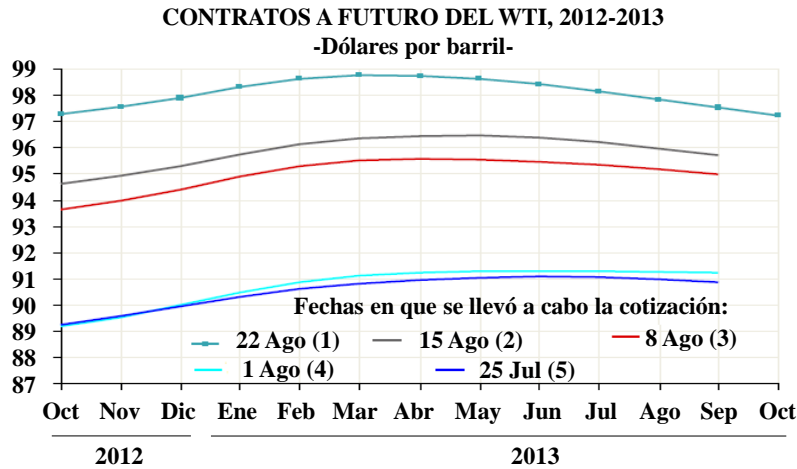
Entre el 16 y el 22 de agosto de 2012, los precios de los contratos a futuro de los crudos marcadores en los mercados registraron un comportamiento mixto; influidos al alza, principalmente, por la expectativa de que el Banco Central Europeo (BCE) actuará oportunamente para contener la crisis de deuda por la que atraviesa la región; por la expectativa de que la Reserva Federal de Estados Unidos de Norteamérica (FED) podría implementar mayores medidas de estímulo “muy pronto”; a la tensión geopolítica en Oriente Medio; a rumores de que Estados Unidos de Norteamérica liberarán parte de sus reservas estratégicas; así como a la disminución en los inventarios de crudo estadounidense durante la semana pasada.

Y a la baja, por la precaución de los inversionistas ante el comienzo de pláticas bilaterales entre el Primer Ministro griego Antonis Samaras y los Jefes de Estado de Francia, Alemania y del Eurogrupo; así como por la expectativa de que la producción del Mar del Norte regrese a niveles normales una vez que finalice el mantenimiento del campo Buzzard en septiembre.

**INVENTARIOS EN ESTADOS UNIDOS DE NORTEAMÉRICA, DOE
-Millones de barriles al 17 de agosto de 2012-**

	Variación absoluta semanal	Nivel
Crudo	-5.41	360.75
Gasolina	-0.96	202.74
Destilados	0.99	125.21

FUENTE: DOE Department of Energy.



FUENTE: INO Quotes.

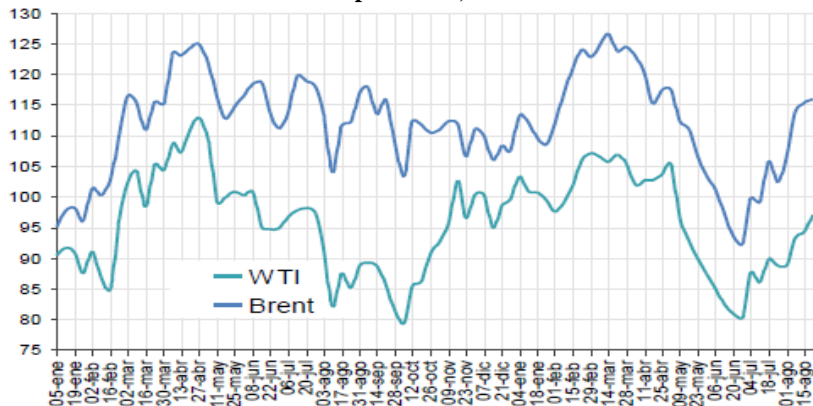
El 22 de agosto, la cotización del contrato a futuro del West Texas Intermediate (WTI) en la Bolsa Mercantil de Nueva York (New York Mercantile Exchange, NYMEX) para octubre de 2012 registró un precio mayor al reportado hace una semana en 2.8% (2.6 dólares por barril, d/b), al ubicarse en 97.26 d/b. Por su parte, en el mercado de Londres (International Petroleum Exchange, IPE), la cotización de los contratos a futuro del crudo Brent para octubre se redujo 1.2% (-1.3 d/b) con relación a su nivel registrado hace una semana, al colocarse en 114.91 d/b.

Precios spot de los crudos internacionales

En el mercado spot, los precios de los crudos de referencia internacional registraron un comportamiento al alza respecto de su cotización observada siete días antes, debido principalmente a los hechos anteriormente comentados.

La cotización spot del West Texas Intermediate (WTI), registró un precio mayor al reportado hace una semana en 2.9% (2.8 d/b), al ubicarse en 97.04 d/b. Por su parte, la cotización spot del crudo Brent se incrementó 0.5% (0.6 d/b) con relación a su nivel registrado hace una semana, al colocarse en 115.86 d/b.

PRECIOS SPOT DE LOS CRUDOS DE REFERENCIA INTERNACIONAL
Dólares por barril, 2011-2012

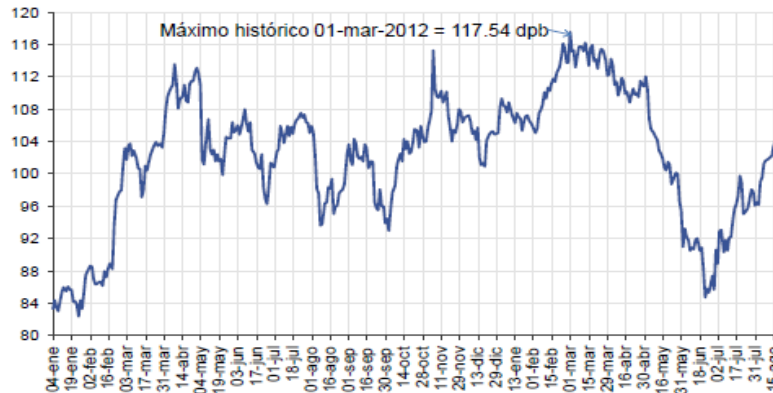


FUENTE: NY Mercantile Exchange, Intercontinental Exchange.

Precio spot del petróleo mexicano

El 22 de agosto, el precio spot de la mezcla mexicana de exportación fue de 104.37 d/b, lo que significó un incremento de 0.9% (0.9 d/b) con relación al dato publicado el pasado miércoles 15 de agosto. Así, el precio del barril de la mezcla mexicana de exportación es 0.6% (-0.6 d/b) menor que el observado al cierre de 2011. En lo que va del año la mezcla registra una cotización promedio de 104.11 d/b.

**PRECIO DE LA MEZCLA MEXICANA DE EXPORTACIÓN
-Dólares por barril, 2011-2012-**



FUENTE: PEMEX, Indicadores Petroleros.

Noticias y perspectivas

El mercado petrolero se encuentra bien abastecido: La Directora Ejecutiva de la Agencia Internacional de Energía (IEA) expuso que por el momento el mercado petrolero se encuentra bien abastecido y que no hay razón para que se liberen reservas estratégicas. Por su parte, un funcionario del gobierno del Presidente francés aseveró que Estados Unidos de Norteamérica y Francia se encuentran en constante comunicación evaluando todas las alternativas posibles para reducir el precio del petróleo crudo. No obstante, tanto Corea de Sur como Japón advirtieron que no ven la necesidad de liberar parte de las reservas estratégicas.

No hemos tomado una decisión sobre la liberación de reservas estratégicas: Estados Unidos de Norteamérica. La Casa Blanca afirmó que no ha tomado ninguna decisión sobre la posibilidad de recurrir a las reservas estratégicas para contener el encarecimiento del crudo e insistió en que, como durante los últimos meses, “una variedad de opciones” siguen sobre la mesa. “Como hemos dicho desde hace algún tiempo, la liberación de las reservas estratégicas de petróleo es una opción que está sobre la mesa”, explicó el portavoz adjunto de la Casa Blanca. El gobierno de Estados

Unidos de Norteamérica “vigila cuidadosamente el mercado mundial del petróleo y el precio mundial del crudo”, finalizó.

Reanudará Corea del Sur importaciones de crudo iraní. Corea del Sur está considerando reanudar las importaciones de petróleo iraní a partir del próximo mes, ya que Irán les propuso el suministro, lo cual se traduciría en 200 mil barriles diarios. Un miembro del Ministerio de Economía de Corea del Sur aseguró que todo estará bajo la cobertura iraní y se podrían reanudar las importaciones a principios de septiembre. El año pasado, Corea del Sur compró cerca de 87 millones de barriles diarios (mbd), 9.4% de todas sus importaciones de petróleo. (Infosel)

La Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) espera un descenso de la producción de crudo. El Secretario General de OPEP espera que los doce miembros de la organización petrolera reduzcan su producción conjunta para cumplir con el techo vigente, de 30 mbd. “En los próximos meses espero que podamos seguir moviéndonos hacia el nivel de 30 mbd”, manifestó el funcionario de la OPEP. Respecto a las sanciones impuestas por Estados Unidos de Norteamérica y la Unión Europea para forzar a Irán a desistir de sus polémicas actividades nucleares, el Secretario General de la OPEP reiteró su rechazo a las mismas, y se mostró confiado en que, a la larga, Irán, uno de los cinco miembros fundadores de la OPEP, seguirá siendo un importante exportador de petróleo.

PERSPECTIVAS: VARIABLES ECONÓMICAS

	2012		2011	
	Estimado*	Observado**	Estimado*	Observado
Tipo de cambio (pesos por dólares estadounidenses)	12.8	13.28	12.9	12.43
Precio estimado de la mezcla mexicana de exportación (dólares estadounidenses por barril)	84.9	104.11	73.3	101.01
Producción de crudo (Miles de barriles diarios)	2 560	2 538	2 550	2 550
Exportación de crudo (miles de barriles diarios)	1 177	1 237	1 149	1 338

* SHCP, Marco Macroeconómico en el Programa Económico aprobado para 2012 y 2011.

** Información preliminar al 22 de agosto de 2012.

FUENTE: SHCP.

La Agencia Internacional de Energía (IEA) recorta previsión de demanda de petróleo para 2012 y 2013². La IEA revisó a la baja su previsión de demanda de petróleo para 2012 y 2013 entre 300 mil y 400 mil barriles diarios debido a “pronósticos económicos más débiles” para estos años. “Las revisiones a la baja de las referencias para la antigua Unión Soviética, China y Oriente Medio rebajaron en 300 mil barriles diarios la demanda para 2011/2012 y, mientras que la expectativa de un crecimiento económico es más débil, se recorta la demanda total para 2013 en 400 mil barriles”, precisó el informe. De acuerdo a la AIE, la demanda de petróleo crecerá en 900 mil barriles en 2012, y en 800 mil barriles en 2013 a 89.6 millones de barriles diarios (mbd) y en 90.5 mbd respectivamente. En cuanto a los precios del crudo, la IEA asevera que el sólido nivel de reservas de petróleo, junto con una serie de cuestiones geopolíticas que enfrenta a varios países de la OPEP, llevaron a que los precios del crudo se mantuvieran fuertes en julio y principios de agosto, y espera que sigan elevados en los próximos meses. Por otra parte, estima que “la dimensión geopolítica podría seguir proporcionando un suelo a los precios”, y que “la situación en Irán es probable que continúe teniendo un gran peso en el mercado en la segunda mitad de 2012”. No obstante, la agencia advierte del riesgo de que los recientes

² Información contenida en el *Informe del Mercado Petrolero* correspondiente a la semana del 9 al 15 de agosto de 2012.

avances en el restablecimiento de la producción en Libia, Irak y Nigeria peligren, “si las tensiones políticas y civiles empeoran”.

OPEP revisa ligeramente al alza demanda de petróleo. La OPEP revisó ligeramente al alza sus previsiones sobre la demanda petrolera mundial en 2012 y 2013, pero advirtió de una posible caída del consumo debido a la incierta situación económica. La OPEP elevó marginalmente para 2012 la demanda mundial de petróleo a 88.72 mbd, frente a los 88.68 mbd estimados en su reporte de julio pasado. Para 2013, situó la demanda petrolera en 89.52 mbd, frente a los 89.50 mbd estimados previamente. Con ello, vaticina un crecimiento anual de la demanda petrolera mundial de 1.02% y de 0.91% para éste y el próximo año, respectivamente. Sin embargo, los expertos de la organización advierten de que las estimaciones para 2013, con base en un crecimiento mundial de 3.2% y un nivel de precios del crudo como el actual, están rodeadas de mucha incertidumbre, pues “la imagen económica es vaga y el horizonte lleno de turbulencias”.

Producción de crudo del Mar del Norte disminuirá 17% en septiembre. La producción de 11 variedades de petróleo en el Mar del Norte caería 17% en septiembre debido a labores de mantenimiento y a un declive natural en los yacimientos, sumándose a las señales de escasez que está impulsando los precios del crudo Brent. El suministro de 11 de las 12 variedades de crudo del Mar del Norte promediará 1.55 mbd en septiembre, nivel por debajo de 1.86 mbd, según cálculos con base en programas navieros. La producción está cayendo principalmente por un descenso en el bombeo de crudo Forties debido a labores de mantenimiento en el yacimiento Buzzard, el más grande de Gran Bretaña, así como a trabajos en otros campos del mar del Norte, incluyendo la instalación Troll de Noruega. (Reuters)

Petrobras realiza importante hallazgo de crudo. La estatal brasileña Petrobras ha hecho “uno de los más significativos descubrimientos de petróleo” en el área subsal

de las costas del país, aseveró el Presidente Ejecutivo de Barra Energia, un socio en el descubrimiento, elevando las expectativas de que la petrolera haya realizado otro gigantesco hallazgo en su exploración de la región. Petrobras, que opera el bloque BM-S-8 al sur de Río de Janeiro en la Cuenca Santos, dijo que el proyecto Carcará ha mostrado 400 metros de reservas de crudo continuas y conectadas con excelente porosidad y permeabilidad. El hallazgo Carcará es el más reciente en una región que alberga varios de los últimos descubrimientos de petróleo en el mundo. El primero fue anunciado en 2007 en un cercano bloque propiedad de Petrobras, BG Group Plc y Galp Energia SGPS, y fue el más grande realizado en toda América en tres décadas. Ahora conocidos como los campos Lula y Cernambi, esos descubrimientos tienen un total estimado de 8 300 millones de barriles de petróleo y gas natural, suficiente para cubrir la demanda total en Estados Unidos de Norteamérica, el mayor consumidor mundial de crudo, por más de 14 meses.

Irak se convierte en el segundo productor de crudo de la OPEP. El viceprimer ministro iraquí a cargo de Energía aseguró que Irak se convirtió en el segundo productor de la OPEP, por delante de Irán, con una producción de 3.2 mbd. “La producción petrolera es de 3.2 mbd, más elevada que otros países como Irán, Emiratos Árabes Unidos y Kuwait”. La diferencia puede aumentar, ya que Irak planea desarrollar su producción en los próximos años con la firma de varios contratos de extracción con empresas extranjeras. Según el ministro de Petróleo, Bagdad desea aumentar su producción a 3.4 mbd este año y las exportaciones a 2.6 mbd. Irak tiene reservas probadas por 143 mil 100 millones de barriles de petróleo y por 3.2 trillones de metros cúbicos de gas, una de las más importantes del mundo.

Estiman precio del WTI en 90 dpb para finales de 2012³. La Administración de Información de Energía de Estados Unidos de Norteamérica (EIA) dio a conocer sus perspectivas a corto plazo para el mes de agosto, en donde prevé que el precio

³ Información contenida en el *Informe del Mercado Petrolero* correspondiente a la semana del 2 al 8 de agosto de 2012.

promedio del West Texas Intermediate (WTI) para finales de año se establecerá en 90 dpb, un dólar más respecto al reporte anterior, y espera que se mantenga en el mismo nivel para 2013. La EIA espera que la producción de petróleo por parte de Estados Unidos de Norteamérica sea de 6.3 millones de barriles diarios (mbd) para 2012, un incremento de 600 mil barriles diarios desde el año pasado y el nivel más alto desde 1997, mientras que para 2013 espera que la producción se incremente en 6.7 mbd. Asimismo, la EIA recortó su pronóstico para la producción de crudo de los países que no son miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), reduciendo su estimado para la producción de petróleo para 2012 en 120 mil barriles diarios, a 52.54 mbd, y para el próximo año en 130 mil barriles diarios, a 53.8 mbd.

Venezuela prevé precio del petróleo en 100 dpb. El ministro de Energía de Venezuela pronosticó que el barril de petróleo continuará en la zona de los 100 dpb en medio de los problemas económicos y las tensiones políticas en diferentes partes del mundo. El funcionario sostuvo que más allá de la coyuntura, la demanda del recurso energético es vital para el crecimiento. “Creemos que la cotización internacional del barril se va a mantener en torno de los 100 dpb. A pesar de la crisis económica de Estados Unidos de Norteamérica y Europa, que provocó una caída de la demanda, hay otros elementos terribles que inciden en el precio”, sostuvo el funcionario venezolano. “La desestabilización política en Medio Oriente, los eventos en el norte de África, lo que pasa en Siria y las permanentes amenazas sobre Irán” son factores directos que impactan en el precio del barril, cuando “la economía necesita recursos energéticos para su crecimiento y los hidrocarburos son un recurso natural que se agota”, agregó.

Ernesto se convierte en tormenta tropical. El huracán Ernesto se debilitó a tormenta tropical tras su paso por la península de Yucatán; no obstante, se reportó que las terminales de exportación Dos Bocas, Cayo Arcas y Pajaritos permanecen cerradas.

Paso de petróleo iraquí por Turquía, detenido tras ataque. Las exportaciones de petróleo iraquí a través de Turquía se detuvieron completamente tras un ataque contra un oleoducto, en un hecho que aumenta el temor por la oferta mundial de crudo. El oleoducto embarca cerca de un cuarto del petróleo iraquí desde los campos cercanos a la ciudad de Kirkuk hacia el puerto mediterráneo de Ceyhan. Los ataques se habían vuelto menos regulares en los últimos meses, lo que dio al mercado la esperanza de que las exportaciones iraquíes puedan subir y ayudar así a compensar un desplome de los embarques iraníes a causa de las sanciones occidentales. “El aumento en la actividad de sabotaje destaca la inestabilidad en la región, y junto a las crecientes tensiones sectarias en Irak, comienza a generar dudas respecto al ambicioso plan de Irak para aumentar la producción”, comentó un funcionario (David Wech) de la consultora JBC Energy. Finalmente, funcionarios de energía turcos dijeron que las reparaciones en el oleoducto podrían tomar hasta 10 días, por lo que planean desviar los flujos a un segundo ducto, que corre en paralelo al que se encuentra dañado.

Sudán y Sudán del Sur alcanzan acuerdos sobre comercialización del comercio.

El presidente de Sudáfrica y mediador de la Unión Africana (UA) reveló que Sudán y Sudán del Sur pusieron fin a las disputas sobre las exportaciones de petróleo al acordar la reanudación de las exportaciones, uno de los puntos clave para la normalización de las relaciones bilaterales. El transporte, el procesamiento y el tránsito del crudo son los aspectos en el que los gobiernos sudanés y sudanés lograron ponerse de acuerdo. Se desbloqueó la producción de crudo por parte de Sudán del Sur, cuyo punto de fricción se encontraba en la cantidad que Yuba debía pagar por el refinado y la posterior exportación del petróleo a través de las infraestructuras sudanesas. “Queda debatir los pasos para dilucidar cuándo deberán pedir a las compañías petrolíferas que se preparen para reanudar la producción y la exportación de crudo”, manifestó el presidente sudafricano, que no facilitó más detalles sobre el pacto. El reinicio del flujo conlleva hasta seis meses de preparativos, según fuentes del sector. Los yacimientos petrolíferos se encuentran en Sudán del Sur

y, una parte de ellos, en la franja central de la frontera entre ambos países, cuyo dominio también está bajo disputa.

Estados Unidos de Norteamérica anuncia nuevas medidas contra Irán⁴. El presidente de Estados Unidos de Norteamérica anunció nuevas sanciones contra los bancos extranjeros que ayudan a Irán a vender su petróleo. Obama aseveró que seguía comprometido con la búsqueda de una solución diplomática a la disputa con Irán, pero aclaró que estaba decidido “a hacer responsable al gobierno iraní por sus acciones”. “Si el Gobierno iraní sigue con sus desafíos, no debe haber duda de que seguiremos imponiéndole consecuencias”, advirtió. Las nuevas sanciones apuntan a bancos extranjeros que manejan transacciones con crudo iraní o grandes operaciones de la Compañía Nacional de Petróleo y de la Compañía Naftiran, dos piezas claves del comercio del petróleo del país. El decreto apunta además al Bank of Kunlun de origen chino, y al iraquí Elaf Islamic Bank por proveer servicios a los bancos iraníes. Las nuevas medidas complicarían los esfuerzos de Irán por evitar las sanciones, opinó el líder de la organización Foundation for Defense of Democracies, sin embargo, manifestó que se necesitan mayores medidas para poner en una lista negra al sector energético de Irán y exigir a los países que reduzcan todavía más sus compras de petróleo al país islámico.

Irán ofrece seguro a petroleros que transporten su crudo. El Director de Asuntos Internacional de la Compañía Nacional de Petróleo de Irán (NIOC) declaró que Irán ofreció un seguro total a los petroleros nacionales o extranjeros que transporten su crudo para eludir las nuevas sanciones impuestas al país desde el 1 de julio por la Unión Europea (UE) y Estados Unidos de Norteamérica. Los compradores del petróleo iraní “podrán usar sus propios petroleros para llevarse el crudo o encargar el trabajo a la flota iraní”, aseguró El Director de Asuntos Internacional de la Compañía Nacional de Petróleo de Irán. “En ambos casos Irán está totalmente preparado para

⁴ Información contenida en el *Informe del Mercado Petrolero* correspondiente a la semana del 26 de julio al 1º de agosto de 2012.

ofrecer una cobertura de seguros completa para el transporte de crudo y los compromisos que adquieren los aseguradores iraníes no son diferentes de los de las firmas occidentales, con todos los riesgos contemplados”, indicó. Por otra parte, un alto funcionario de una empresa de seguros iraní señaló que el gobierno iraní ha destinado una línea de crédito de varios miles de millones de dólares a asegurar la flota de petroleros iraníes, compuesta por más de 40 buques.

Irán debe reducir su dependencia a las exportaciones del petróleo. El presidente iraní acusó a las potencias mundiales de manipular políticamente el tema del petróleo para presionar a países productores, y propuso que Irán suspenda su exportación de crudo, sustituyéndola por productos refinados. Deploró que actualmente los precios del crudo “están (fijados) con base en la situación política, en lugar de las condiciones económicas”. “Si no fuera así, el precio real del petróleo debió haber estado mucho más alto en el mercado de lo que está en el presente”, comentó el mandatario.

Arabia Saudita y Venezuela se benefician de sanciones a Irán. Las sanciones para reducir las exportaciones de crudo de Irán han beneficiado a otros productores, como Arabia Saudita, Rusia y Venezuela, que ahora exportan alrededor de 21% más que hace un año a los grandes compradores de Asia. Las exportaciones de petróleo de Irán a China, Japón, Corea del Sur y la India cayeron cerca de 30% en el primer semestre debido a que las sanciones de la UE y Estados Unidos de Norteamérica dificultaron los pagos y la cobertura de seguros para los buques que las transportan. Con la disminución de las ventas de petróleo de Irán, Arabia Saudita (el mayor exportador mundial de petróleo), Rusia y otros países de la OPEP, como Venezuela y Angola, incrementaron sus envíos a los principales consumidores de Asia, donde las refinerías pueden elegir entre una amplia variedad de suministros. Asia es la región donde la demanda de petróleo está en crecimiento. “Hemos visto que las refinerías reemplazaron el crudo iraní exitosamente con otros crudos”, comentó (Sushant Gupta) un analista del sector petrolero. “No hay presiones del lado del suministro” finalizó.

Producirá PEMEX 3 mbd de petróleo en 2017. El Director General de la paraestatal anunció que en cinco años PEMEX alcanzará una producción diaria de petróleo de 3 millones de barriles diarios (mbd), “Alcanzar en 2017 una plataforma de producción de crudo de 3 mbd no será un fenómeno efímero, sino un hecho sostenible en el largo plazo.” El funcionario de PEMEX destacó que contrario a las expectativas de agencias y organismos internacionales que estimaban que la producción petrolera en México continuaría en declive, en los últimos 3 años PEMEX ha logrado estabilizar la producción en 2.5 mbd y “estamos en el umbral de una nueva etapa de crecimiento”, aseguró. Finalmente, destacó que están en marcha asociaciones y alianzas con empresas privadas nacionales y extranjeras para desarrollar proyectos que implicarán inversiones por 5 mil millones de dólares; lo que significará la expansión de la industria del sector petroquímico en los próximos años.

Importaciones chinas de crudo iraní suben a máximos de 11 meses⁵. Las importaciones chinas de crudo iraní crecieron en junio a su mayor nivel en 11 meses, a pesar de las sanciones de Occidente contra los envíos de petróleo de Teherán. Las petroleras estatales chinas reanudaron sus importaciones de crudo iraní a partir de abril tras resolver una disputa de precios que redujo las compras en el primer trimestre. China, el mayor consumidor de crudo iraní, elevó sus compras en junio en 20% en comparación con mayo, a cerca 633 mil barriles diarios, revelaron datos aduaneros. El volumen implica un retroceso de 2% desde junio de 2011, pero un aumento de 14% en comparación con el promedio de 550 mil barriles diarios importados desde Irán el año pasado.

Firmas privadas ofrecen crudo iraní. De acuerdo con un reporte de Reuters, firmas privadas se encuentran ofreciendo crudo iraní con importantes descuentos a refinadores europeos. Asimismo, afirman que se utilizarán papeles falsos para ocultar la proveniencia del crudo como estrategia para evadir las sanciones de Occidente.

⁵ Información contenida en el *Informe del Mercado Petrolero* correspondiente a la semana del 19 al 25 de julio de 2012.

China busca influencia en precios de petróleo con compra de Nexen. De acuerdo con analistas del mercado petrolero, China podría obtener en breve el control de una parte del suministro de petróleo británico en el Mar del Norte, clave para determinar los precios mundiales del crudo, si las ofertas de sus firmas estatales por los activos de las petroleras canadienses Nexen y Talisman son autorizadas por los reguladores. La principal petrolera de alta mar de China, CNOOC, ofertó pagar 15.1 mmd por Nexen mientras que el segundo mayor productor de petróleo y gas del país asiático, Sinopec, comprará 49% de la unidad británica de Talisman por 1.5 mmd. De acuerdo con Reuters, las dos manejan una producción de 300 mil barriles diarios. Asimismo, los analistas señalan que el gran atractivo es el yacimiento petrolífero Buzzard, operado por Nexen con una participación de 43.2% ubicado en el Mar del Norte y con un bombeo de alrededor de 200 mil barriles diarios (el más grande de Gran Bretaña), y que el petróleo de Buzzard, si bien representa sólo 0.2% del suministro global, desempeña una función crucial en la determinación de los precios porque es la principal contribución a la variedad de crudo Forties, una de los cuatro tipos de crudo del Mar del Norte que componen el referencial del crudo Brent.

Fuente de información:

http://www.hacienda.gob.mx/SALAPRENSA/doc_informe_petroleo/2012/08-22-12.pdf

http://www.shcp.gob.mx/SALAPRENSA/doc_informe_petroleo/2012/08-15-12.pdf

http://www.shcp.gob.mx/SALAPRENSA/doc_informe_petroleo/2012/08-08-12.pdf

http://www.shcp.gob.mx/SALAPRENSA/doc_informe_petroleo/2012/08-01-12.pdf

http://www.shcp.gob.mx/SALAPRENSA/doc_informe_petroleo/2012/07-25-12.pdf

Canasta de crudos de la OPEP

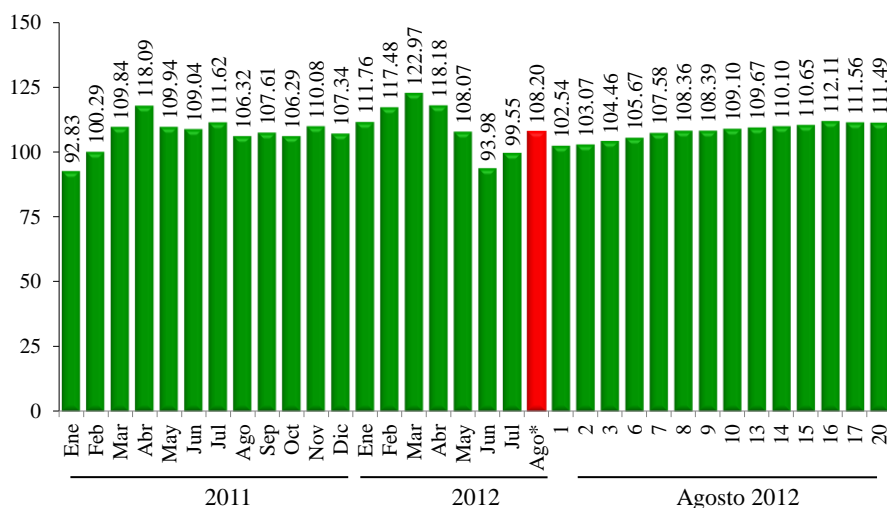
La canasta de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), introducida el 16 de junio de 2005, se integra regularmente por los crudos de exportación de los principales países miembros de la Organización, de acuerdo con su producción y exportación a los principales mercados; y refleja, además, 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 destacar 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 20 de agosto de 2012, la canasta de crudos de la OPEP registraron una cotización promedio en el mes de 108.20 dólares por barril (d/b), cifra 8.69% mayor con relación al mes inmediato anterior (99.55 d/b), 0.80%, superior con respecto a diciembre anterior (107.34 d/b), y 1.77% más si se le compara con el promedio de agosto de 2011 (111.62 d/b).

PRECIO DE LA CANASTA DE CRUDOS DE LA OPEP
-Dólares por barril-
2011-2012



* Promedio al día 20 de agosto.

FUENTE: OPEP.

Fuente de información:

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

La AIE recorta su previsión de demanda de petróleo para 2012 y 2013 (Europa Press)

El 10 de agosto de 2012, la agencia de noticias *Europa Press* publicó el artículo *La Agencia Internacional de la Energía (AIE) recorta su previsión de demanda de petróleo para 2012 y 2013*. A continuación se presentan los detalles.

La Agencia Internacional de la Energía (AIE) revisó a la baja su previsión de demanda de petróleo para 2012 y 2013 en alrededor de entre 300 mil y 400 mil barriles por día debido a unos “pronósticos económicos más débiles” para estos años, según la edición de agosto de su informe mensual⁶.

“Los revisiones a la baja de las referencias para la antigua Unión Soviética, China y Oriente Medio han rebajado en 300 mil barriles diarios la demanda absoluta para 2011/2012 y, junto con la expectativa de un crecimiento económico más débil, recortan la demanda total para 2013 en 400 mil barriles”, explica.

Según la agencia, esta rebaja no modifica su previsión de que la demanda de petróleo crezca en 900 mil barriles en 2012 y en 800 mil barriles en 2013, hasta los 89.6 millones de barriles este año y los 90.5 millones el próximo.

Respecto a los precios del crudo, señala que el sólido nivel de reservas de petróleo, junto con una serie de cuestiones geopolíticas que enfrenta a varios países de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), han hecho que los precios del crudo se hayan mantenido fuertes en julio y principios de agosto, y espera que sigan elevados en los próximos meses.

“La dimensión geopolítica es probable que sigue proporcionando un suelo a los precios. La situación en Irán es posible que continúe teniendo un gran peso en el

⁶ <http://www.oilmarketreport.org/>

mercado en la segunda mitad de 2012”, agrega la agencia, quien advierte del riesgo de que los recientes avances en el restablecimiento de la producción en Libia, Irak y Nigeria peligren “si las recientes tensiones políticas y civiles empeoran”.

Por otro lado, se asevera que durante julio la oferta global de crudo aumentó en 300 mil barriles diarios, hasta ubicarse en 90.7 millones, aumento del que los países no miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) son responsables en 60%. De esta manera, la producción de petróleo se sitúa 2.6 millones de barriles diarios por encima en comparación con el dato de hace un año.

Fuente de información:

<http://www.europapress.es/economia/noticia-aie-recorta-prevision-demanda-petroleo-2012-2013-20120810122326.html>

Para mayor información visite:

<http://www.iea.org/newsroomandevents/news/2012/august/name.30294.en.html>

Las reservas de crudo de los Estados Unidos de Norteamérica subirían por importaciones ante una menor producción interna (Reuters)

El 20 de agosto de 2012, la agencia informativa *Reuters* publicó el artículo *Reservas de crudo de los Estados Unidos de Norteamérica subirían por importaciones, ante una menor producción interno*. A continuación se presenta el contenido.

Las reservas de petróleo de Estados Unidos de Norteamérica podrían haber crecido la primera semana de agosto pasado, con más importaciones y menor producción de las refinerías, según mostró el 17 de agosto una encuesta preliminar de *Reuters* previa a datos de la industria y el Gobierno que serán publicados próximamente.

Los inventarios de crudo fueron proyectados con un aumento de 100 mil barriles en la semana que terminó el 17 de agosto, según una encuesta de seis analistas, con tres de ellos a la espera de un alza y otros tres proyectando una disminución.

“La lógica para el incremento puede ser difícil de justificar, dada la tendencia de los inventarios a caer en esta época del año”, dijo un analista en EOXLive.

“Sin embargo, se explica, principalmente, por las importaciones, que han sido propensas a aumentar mucho durante esta semana de encuesta”, agregó.

Las reservas domésticas de crudo, excluyendo el petróleo guardado en la Reserva Estratégica, cayeron en 3.7 millones de barriles a 366.16 millones en la semana hasta el 10 de agosto, informó la Agencia de Información de Energía (AIE).

Las existencias de gasolina fueron pronosticadas a la baja en 100 mil barriles la semana pasada, por menor actividad de las refinerías. En la semana que concluyó el 10 de agosto, los inventarios de gasolina cayeron en 2.37 millones de barriles a 203.7 millones.

El precio promedio de la gasolina en estaciones de servicio de Estados Unidos de Norteamérica ha alcanzado su máximo nivel y un récord de 3.72 dólares el galón hasta el 20 de agosto, como consecuencia de una escasez doméstica de suministro, indicó el 17 de agosto el grupo AAA.

Los destilados, entre ellos la calefacción por petróleo y el diesel, fueron proyectados al alza de 1.3 millones de barriles la semana pasada.

La producción de las refinerías, en tanto, fue pronosticada a la baja en 0.3% respecto a un 92.6% de capacidad en la semana anterior.

Exxon Mobil Corp anticipó la semana pasada un impacto sobre la producción por una falla de energía en su refinería de 344 mil 500 barriles por día en Beaumont, Texas.

El 10 de agosto se cerró por mantenimiento una productora de gasolina en la refinería que Valero Energy Corp tiene en Norco, Louisiana. Un portavoz de la empresa dijo el 17 de agosto que la unidad retornó a la producción el fin de semana.

Un incendio estropeó un hidrocraqueador en la refinería de 156 mil 400 barriles por día de Royal Dutch Shell Plc el 13 de agosto.

Los márgenes de productos refinados estadounidenses estuvieron a la baja en cuatro regiones, cayendo 3.18% en promedio en la semana que terminó el 17 de agosto, dijo Credit Suisse en un informe semanal.

Fuente de información:

<http://Ita.reuters.com/article/topNews/idLTASIE87J0CK20120820?sp=true>

Centroamérica y el Caribe pueden reducir su dependencia del petróleo (BM)

El 25 de julio de 2012, el Banco Mundial (BM) publicó el documento *Mitigación de la vulnerabilidad a los precios del petróleo altos y volátiles: Experiencia del sector eléctrico en América Latina y el Caribe*, en el cual destaca que los países de América Central y el Caribe pueden reducir su dependencia del petróleo y protegerse de los precios elevados del mismo a través de una combinación de energía renovable, programas de eficiencia energética e integración energética regional. A continuación se presenta su contenido.

De acuerdo con el Informe *Mitigación de la vulnerabilidad a los precios del petróleo altos y volátiles: Experiencia del sector eléctrico en América Latina y el Caribe*, publicado previo al *II Seminario de petróleo y gas de América Latina y el Caribe* en Montevideo, Uruguay, la región en su conjunto es exportadora neta de petróleo y derivados, sin embargo todos los países de América Central y el Caribe son importadores netos de estos productos. En ambas subregiones, el petróleo representa

más de 90% de las necesidades primarias energéticas —más de un tercio por encima del promedio para la región de América Latina y el Caribe y más del doble del promedio mundial.

“Estimamos que la implementación de una estrategia que combine un sistema energético más diversificado, una mejor eficiencia energética durante la producción y uso de la energía eléctrica, y la integración regional podrían reducir de manera significativa la vulnerabilidad de América Central y el Caribe a los precios elevados y volátiles del petróleo”, aseveró el Director del Banco Mundial para Desarrollo Sustentable en la región de América Latina y el Caribe. “Dada su exposición a las fluctuaciones en el precio del petróleo, una menor dependencia del mismo podría tener un efecto positivo en el balance fiscal de estos países, en última instancia beneficiando a los sectores más pobres de la población”, agregó.

Para los países de América Central y el Caribe, la mejora promedio en el saldo de la cuenta corriente sería de aproximadamente 1.6% del producto interno bruto (PIB). A nivel país, Guyana y Nicaragua podrían experimentar reducciones en sus déficit de cuenta corriente de hasta 5% del PIB, mientras que Haití y Honduras podrían ver reducciones de hasta 3% del PIB.

En el informe se indica que en la última década se observó un aumento sin precedentes en el precio del petróleo y su volatilidad, impactando negativamente tanto a las naciones importadoras como exportadoras de petróleo. Desde 2002, el precio al contado del West Texas Intermediate (WTI), un tipo de crudo utilizado como referencia para el precio del petróleo, aumentó más de cinco veces.

Las economías se ven afectadas de manera tanto directa como indirecta por los precios elevados y volátiles del petróleo. Los principales efectos directos son un deterioro de la balanza comercial a través de un mayor costo de importación, y un menor equilibrio fiscal debido a un incremento en las transferencias y subsidios

públicos destinados a amortiguar los movimientos en el mercado internacional de energía. De manera indirecta, los precios elevados y volátiles del petróleo también tienen un impacto significativo sobre la tasa de inflación, lo cual reduce la confianza de los consumidores y su poder adquisitivo, aumenta la incertidumbre entre los inversionistas y disminuye la competitividad a través de mayores costos de generación eléctrica y de transporte.

El informe plantea medidas estructurales diseñadas para reducir el consumo de petróleo, incluido el i) uso de fuentes de energía renovable, ii) inversiones en eficiencia energética, tanto por el lado de la demanda como de la oferta, y iii) una mayor integración regional con aquellos países dotados de una oferta más diversificada.

Utilización de fuentes de energía renovable

La energía renovable reduce de manera directa las necesidades de petróleo como fuente de generación eléctrica. Dicha sustitución también reduce las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). La región de América Latina y el Caribe dispone de una amplia gama de recursos y tecnologías renovables, incluida la eólica en Argentina, hidroelectricidad y biomasa en Brasil y geotérmica en América Central. En 2007, las energías renovables representaron 59% de la generación eléctrica de la región —más que ninguna otra región del mundo.

Tanto para América Central como para el Caribe, un aumento de 10% en su potencial renovable podría derivar en un ahorro de 14.2 millones y 5.6 millones de barriles de diesel y de combustóleo, respectivamente, representando una reducción promedio en sus déficit de cuenta corriente de casi 1% del PIB.

Mejorar la eficiencia energética

Invertir en eficiencia energética tanto a nivel de producción como de utilización es una de las maneras más rentables de reducir las necesidades de petróleo y derivados. Reducir el consumo en horas pico y horas valle ayuda a reducir la capacidad de generación necesaria para proveer al sistema.

En América Central y el Caribe, Nicaragua y Jamaica serían los mayores beneficiarios de una estrategia de eficiencia energética en términos de ahorro de combustible. A Honduras, una mejor eficiencia por el lado de la oferta y la demanda le valdría un ahorro en su déficit de cuenta corriente de hasta 1% de su PIB, y casi 1.5% del PIB de Nicaragua y Jamaica.

Promover la integración regional

Debido a las economías de escala, una integración energética a nivel regional ayudaría a los países a reducir su dependencia del petróleo al diversificar las fuentes de energía (más energía renovable y gas natural), mejorando la eficiencia, reduciendo los costos de generación y las emisiones de GEI.

Los dos principales mecanismos mencionados en el informe son el establecimiento de interconexiones eléctricas e infraestructura gasífera. Como mercado energético integrado, América Central está a la vanguardia en términos de experiencia y nivel de avance. Sus modernos planes para intercambiar energía eléctrica con México en el norte y Colombia en el sur representan un claro camino hacia la reducción de la vulnerabilidad regional a los precios elevados y volátiles del petróleo.

En cuanto a América Central, se estima que el ahorro anual en energía eléctrica derivado de la integración regional es de 2.4 millones de barriles de diesel y 1.8 millones de barriles de combustóleo. Estos números apuntan a una reducción de

aproximadamente 8% en la participación del petróleo en la matriz energética de estos países.

En el Caribe, el potencial geotérmico de algunas naciones isleñas puede ser la base de un mercado energético más diversificado. La República Dominicana y Haití, en particular, podrían beneficiarse de una mayor integración en el frente eléctrico y gasífero.

A corto plazo, el informe también plantea el uso de instrumentos de gestión del riesgo de precios para manejar la incertidumbre asociada a la inestabilidad del precio de las materias primas, en particular su impacto sobre los presupuestos nacionales. Un primer paso crucial para cualquier país que esté considerando una estrategia de cobertura ante el riesgo petrolífero es una cuidadosa evaluación de riesgos, tomando en cuenta las relaciones comerciales en el sector energético y la interacción entre los actores del sector público.

Las soluciones para la gestión del riesgo de precios pueden incluir acuerdos de compra para maximizar la flexibilidad relacionada con las fórmulas de precios (como los precios fijos a largo plazo o en base a promedios mensuales), e instrumentos financieros como los contratos de opción, que pueden utilizarse para crear un tope o un piso en los precios.

El estudio contó con el apoyo del Programa de Asistencia para la Gestión del Sector de Energía, un programa global de conocimiento y asistencia técnica administrado por el Banco Mundial.

A continuación el Prefacio, el Resumen ejecutivo, los rasgos más sobresalientes del Capítulo 2. *Efectos económicos de los precios del petróleo altos y volátiles*; información adicional (recuadros) que versan o citan a México; y, finalmente, el Capítulo 10. *Conclusiones*.

Mitigación de la vulnerabilidad a los precios del petróleo altos y volátiles: Experiencia del sector eléctrico en América Latina y el Caribe

Prefacio

La última década ha sido testigo de un aumento sin precedentes en los precios mundiales del petróleo y la volatilidad de los mismos. Entre 2002 y 2012, el precio al contado o de entrega (*spot*) del West Texas Intermediate (WTI) aumentó más de cinco veces, y esta tendencia alcista de los precios contó con una volatilidad significativa. La desviación estándar de los cambios diarios en el precio del petróleo en 2008 fue casi el doble de la observada en 2002 y en 2008, los precios del petróleo alcanzaron su punto máximo y la mayor volatilidad. Tanto los países importadores como los exportadores de petróleo se ven afectados negativamente por la mayor incertidumbre económica y el mayor riesgo generado por la volatilidad de los precios del petróleo. Los países con una alta proporción de petróleo utilizada para el suministro de energía primaria son especialmente vulnerables a los precios más altos y volátiles.

En el caso de América Latina y el Caribe (ALC), América Central y el Caribe son importadores netos de petróleo crudo y productos derivados del petróleo. En ambas subregiones, el petróleo representa más de 90% de las necesidades de energía primaria —más de un tercio superior a la media de América Latina en su conjunto. De 2002 a 2010, las importaciones petroleras aumentaron 100% en América Central y se dio un aumento de 2 puntos porcentuales en el promedio regional del coeficiente de importaciones petroleras a PIB, principalmente como resultado del aumento de los precios del petróleo.

Este informe ofrece una evaluación conceptual y práctica de cómo los países importadores netos de petróleo pueden hacer frente a los precios más altos y volátiles del petróleo. El estudio se centra en los efectos de estas tendencias en el sector eléctrico. A pesar de que los ejemplos utilizados se limitan a América Central y el

Caribe, los países importadores de petróleo y las industrias de países en desarrollo de todo el mundo pueden extraer conclusiones generales.

El informe presenta estrategias a corto, mediano y largo plazo para mitigar los efectos de los precios altos y volátiles del petróleo en el sector energético. Estas estrategias van desde los instrumentos financieros que pueden disminuir el impacto de la volatilidad de los precios a las medidas estructurales —un sistema energético más diversificado, una mayor eficiencia energética en la producción y el uso final de electricidad, y la integración regional —que reducen la necesidad de petróleo para la generación eléctrica. Los ahorros anuales estimados para América Central producto de la integración regional eléctrica representan una reducción de alrededor del 8% en la proporción de petróleo en la matriz energética de estos países. Países como Honduras, Nicaragua y Jamaica tendrían las mayores reducciones en el consumo de petróleo mediante el aprovechamiento de las estrategias de eficiencia energética. Las ganancias de la eficiencia de la oferta y la demanda pueden generar ahorros de hasta 1% del PIB en Honduras, y de casi 1.5% del PIB en Nicaragua y Jamaica.

El efecto agregado de la implementación de estas estrategias complementarias podría mitigar significativamente la vulnerabilidad a los precios más altos y volátiles del petróleo. En América Central y el Caribe, el ahorro total sería igual a 35% del consumo de petróleo para la generación eléctrica. En términos de compras anuales de combustible, equivaldría a unos 29 millones y a 11 millones de barriles de diesel y de combustóleo, respectivamente, lo que representa cerca de 5 mil millones de dólares, con base en el precio promedio de 2011 para estos combustibles. Algunos países experimentarían una reducción significativa en su déficit de cuenta corriente, de hasta 5% del PIB si se implementan estas iniciativas en una estrategia combinada.

Resumen ejecutivo

Los países que dependen fuertemente de las importaciones de petróleo para alimentar gran parte de su generación de electricidad son vulnerables a la volatilidad en los precios y a los precios altos del petróleo. En países que son importadores de petróleo, los precios del petróleo, altos y volátiles, afectan a numerosos segmentos de la economía a través del sector eléctrico. A medida que los precios suben y bajan, también lo hace el costo de producción de electricidad. Estos costos tienen efectos significativos en la economía, en el déficit fiscal, en la balanza comercial, en las empresas y en los estándares de vida de los hogares.

Los precios del petróleo, altos y volátiles, afectan a las economías, tanto a nivel macro como micro. Los principales efectos directos a nivel macro son: un deterioro de la balanza comercial, a través de un aumento en el balance de importación de petróleo, lo que se refleja en un empeoramiento de los términos de intercambio y un debilitamiento del equilibrio fiscal, debido a las mayores transferencias y subsidios que el gobierno utiliza para aislar al mercado doméstico de los movimientos en los mercados energéticos internacionales. A nivel micro, la incertidumbre en la inversión es generada por el mayor riesgo asociado al emprendimiento de proyectos y sus costos hundidos asociados, los cuales, a su vez, afectan las decisiones de política y el crecimiento económico.

Los efectos indirectos más importantes son: la inflación general, que puede afectar la inflación subyacente a través de expectativas inflacionarias crecientes que provoquen espirales en los salarios y la pérdida de confianza y de poder adquisitivo de los consumidores. Ante una mayor incertidumbre económica e inflación, el gasto discrecional de los hogares puede reducirse y afectar, por lo tanto, un componente importante de la economía, hay una pérdida de competitividad debido a costos de generación y transporte más altos que disminuyen la competitividad internacional, y

se genera un debilitamiento institucional, ya que las empresas y los hogares presionan al gobierno para evitar los mecanismos de mercado. Esto, a su vez, afecta la credibilidad y el funcionamiento del marco regulatorio.

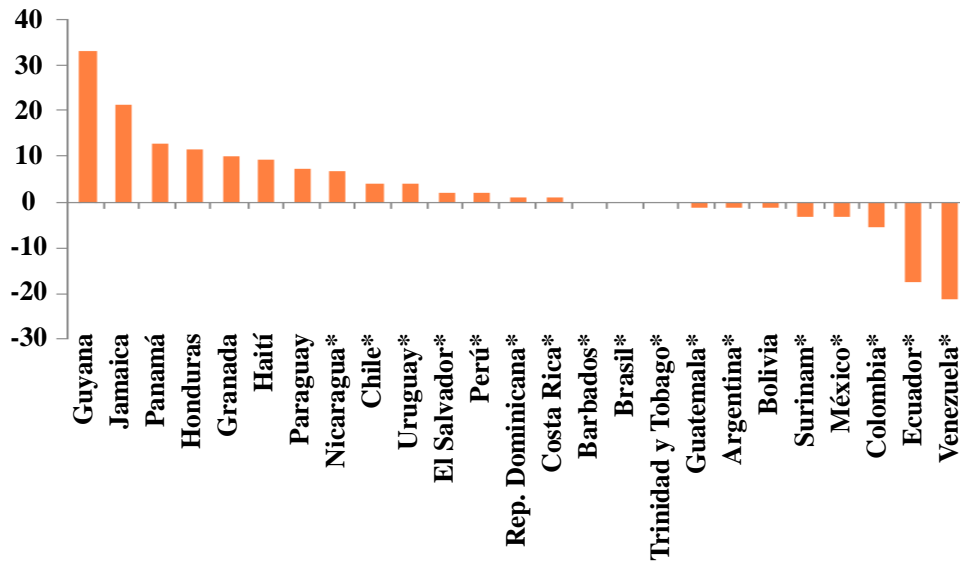
Este estudio responde a las necesidades que tienen los responsables de política económica, y los planificadores del sector energético en países importadores de petróleo, de manejar mejor su exposición al riesgo del precio del petróleo. El objetivo del estudio es triple. En primer lugar, analizar los efectos económicos de los altos y volátiles precios del petróleo en los países importadores de petróleo, con énfasis en el sector eléctrico, utilizando evidencia de América Latina y el Caribe. En segundo lugar, proponer un menú de opciones complementarias que pueden ser aplicadas en distintos intervalos de tiempo: varias medidas estructurales están diseñadas para reducir la demanda de electricidad y el consumo de petróleo, mientras que una amplia gama de instrumentos financieros se sugieren para la gestión de riesgos de los precios en el corto plazo. Por último, el estudio trata de cuantificar algunos de los beneficios macroeconómicos y microeconómicos que se podrían derivar de la aplicación de dichas opciones.

Evolución de los precios del petróleo y exposición al riesgo

Los precios internacionales del petróleo aumentaron de manera significativa durante la última década, y los cambios abruptos en la oferta son cada vez más comunes. El precio spot del WTI se multiplicó por siete (al pasar de 20 a 140 dólares estadounidenses por barril) entre 2002 y 2008. Esta tendencia al alza de los precios estuvo acompañada de volatilidad significativa. Luego de alcanzar 145 dólares por barril en julio de 2008, el precio spot del WTI se redujo notablemente, llegando a 60 dólares por barril a finales de año. Los precios aumentaron de nuevo hasta 120 dólares por barril a principios de 2011, como resultado de la inestabilidad política en los países proveedores de Medio Oriente y de África del Norte, y problemas técnicos de

producción; y se mantuvieron por encima de 100 dólares por barril hasta mediados de 2011. Esta tendencia a la alza puede continuar si se utiliza la limitada capacidad disponible para atender la demanda adicional de los países desarrollados y en desarrollo.

Se pueden utilizar varios indicadores económicos para medir la vulnerabilidad de un país ante los efectos económicos de los precios del petróleo altos y volátiles. Estos incluyen: una mayor proporción de las importaciones de petróleo como porcentaje del PIB; una mayor proporción de petróleo en la oferta energética primaria; y el aumento en las importaciones de petróleo y el gasto en el tiempo. En el caso de América Latina y el Caribe (ALC), la región en su conjunto es exportadora neta de petróleo crudo y sus derivados, sin embargo, todos los países de América Central y el Caribe son importadores netos de estos productos (gráfica siguiente). En 2006, las importaciones de petróleo representaron entre 8 y 11% del PIB, respectivamente. En ambas subregiones, el petróleo suministra más de 90% de las necesidades de energía primaria. Esto es un tercio más alto que el promedio de la región y más del doble del promedio mundial. En América Central en 2006-2008, las importaciones de petróleo aumentaron en 80% y los gastos petroleros como porcentaje del PIB aumentaron 2.2 puntos porcentuales, como resultado de los aumentos en el precio del petróleo.

BALANCE COMERCIAL DEL PETRÓLEO COMO PORCENTAJE DEL PIB

* El asterisco indica petróleo solamente, 2009; todas las demás observaciones incluyen petróleo y sus derivados, 2006.

FUENTE: Elaborado con base en datos de OLADE (2009)* y EIA (2006).

El hecho de que un país sea exportador o importador neto de petróleo a menudo determina la dirección y la magnitud de los efectos macroeconómicos derivados de los precios más altos del petróleo. El Banco Mundial estima que, para la región de América Latina y el Caribe, un aumento de 16% anual en los precios del petróleo durante un período de cinco años aumentaría la tasa de crecimiento en los países exportadores de petróleo en 0.14 puntos porcentuales por año. En contraste, los países importadores de petróleo experimentarían una pérdida en la tasa de crecimiento de 0.10 puntos porcentuales por año. América Central y el Caribe tendrían las mayores pérdidas con 0.09 y 0.12 puntos porcentuales por año, respectivamente.

¿Quién asume la carga del riesgo?

Aumentar los subsidios en períodos de precios altos y volátiles del petróleo puede deteriorar el balance fiscal. Las acciones del gobierno durante estos períodos conllevan cierto riesgo político, pero los subsidios —especialmente los que representan una parte significativa del gasto público— pueden generar debilitamiento

institucional y problemas presupuestarios. Esto sucede cuando no son compensados con recortes de gasto en otras áreas o con impuestos más altos. Si el gobierno logra mantener el equilibrio fiscal, la mayor proporción de subsidios en el gasto público puede traducirse en una menor inversión en capital, así como en menor inversión en programas sociales y de otro tipo.

En un ambiente de control de precios de energía con precios fijos al consumidor, la compañía eléctrica tiende a absorber las variaciones en los precios de los insumos. Sin embargo, el costo de estas variaciones debe ser transferido al gobierno, de otra forma la empresa no sería sostenible financieramente en el largo plazo. Por el contrario, en un ambiente de precios de libre mercado, con un mecanismo de transferencia completo, los cambios de precios se transfieren a los hogares y las empresas. La medida en que la compañía eléctrica se ve afectada depende del grado de elasticidad de la demanda y la integración vertical. Si la demanda es más inelástica en el corto plazo, los cambios en precios pueden representar mayores ingresos para la compañía eléctrica. Por otro lado, a mayor integración vertical de la compañía, menor es el costo de intermediación que debe absorber.

Los distintos países comparten en diferente medida el riesgo entre los consumidores, la compañía eléctrica y el gobierno. Por ejemplo, el gobierno podría establecer un tope al precio de los combustibles o de la electricidad para los consumidores finales, haciendo que las compañías eléctricas privadas asuman el costo asociado al aumento de precios. No obstante, esta situación no es sostenible pues la empresa puede caer en bancarrota. En ese sentido, el gobierno tendría que rescatar a la compañía o correría el riesgo de enfrentar escasez en la oferta de electricidad.

La administración de la volatilidad de los precios del petróleo es un gran desafío para el sector eléctrico en los países importadores de petróleo. Las decisiones de política sobre la mejor forma de manejar el impacto de dicha volatilidad en el sector eléctrico

pueden tener efectos económicos significativos. Las interacciones entre la matriz de generación eléctrica, la estructura del mercado de electricidad y sus políticas de precios, y la propiedad de las compañías eléctricas, tienen implicaciones regulatorias y presupuestarias. Estas implicaciones afectan la planificación del sector y la capacidad para implementar soluciones de mercado. En América Central y el Caribe, la generación eléctrica radica ampliamente en productos derivados del petróleo (diesel y combustóleo). Las demás fuentes de generación hidráulica, geotérmica y con biomasa representan, en conjunto, sólo dos quintas partes de la generación total. El mercado eléctrico de estas subregiones se caracteriza por tener monopolios verticalmente integrados, competencia al mayoreo, y generación competitiva con comprador único. Los subsidios tienen un papel muy importante en aquellos países donde el sector eléctrico está dominado por compañías públicas verticalmente integradas. En la mayoría de los países del Caribe, el gobierno tiene la participación mayoritaria en la propiedad de las compañías eléctricas, mientras que en América Central predomina el sector privado. En la mayoría de los 20 países analizados en este estudio, los consumidores están protegidos en distintos grados por los subsidios existentes en las tarifas eléctricas.

Otro desafío del sector eléctrico es elaborar planes de generación de largo plazo ante escenarios de incertidumbre generados por la volatilidad de los precios del petróleo. La planificación y construcción de nueva capacidad de generación toma muchos años, y se requiere un marco que incorpore los efectos de los cambios del precio del petróleo en la selección de tecnología. Ante el ambiente de incertidumbre que genera la volatilidad en los precios, los planificadores del sector pueden retrasar las inversiones o tomar decisiones de generación y equipamiento inapropiadas (a veces irreversibles), que repercutan en los costos futuros de la electricidad.

Reducción de la incertidumbre de precios en el corto plazo

Los instrumentos de gestión de riesgos de precios son una de las opciones para hacer frente a la volatilidad del precio del petróleo en el corto plazo. Estas herramientas pueden reducir la incertidumbre asociada a la inestabilidad de los precios del petróleo y su impacto en los presupuestos nacionales. El objetivo de estos instrumentos es manejar la exposición a la volatilidad de precios, que es una función de las condiciones estructurales actuales. Los instrumentos de cobertura están diseñados para enfrentar la volatilidad —picos en los precios, o precios cambiantes sin una tendencia clara— que tiene un impacto financiero ya que la exposición al precio es consecuencia del interés que existe por el uso de un bien físico. La cobertura no se debe confundir con *especulación*. Esta última se refiere al uso de instrumentos derivados con el fin de obtener ganancias por los movimientos de precios a corto o largo plazo, independientemente de que se tenga un interés directo por el uso del bien físico.

Las dos categorías principales de instrumentos de gestión de riesgos de precios son: i) física y ii) financiera. Los instrumentos físicos incluyen la determinación estratégica de precios y la calendarización de compras y ventas físicas (como las transacciones “back-to-back”), los contratos a plazo (*forwards*), los contratos a plazo con precio mínimo/máximo, los “call options”, los contratos con precio-por-fijar, y los contratos a largo plazo con precios fijos o flotantes. Los instrumentos financieros incluyen las opciones y futuros cotizados en bolsa, opciones e intercambios (*swaps*) negociados en mercados extrabursátiles (*over-the-counter*), los contratos de cobertura, los bonos vinculados a materias primas, los acuerdos de financiamiento comercial, y otros derivados.

El uso de instrumentos de gestión de riesgos —aunque muy común en el sector comercial— no es muy común en el sector público. Sin embargo, la volatilidad

reciente en los precios de los alimentos y la energía ha despertado el interés de muchos gobiernos que desean saber cómo pueden utilizar estas herramientas. El primer paso que debe dar cualquier país que esté considerando una estrategia de cobertura es una valoración detallada del riesgo, y una evaluación de las estrategias de cobertura. La valoración del riesgo es fundamental, ya que las relaciones comerciales en el sector eléctrico pueden ser complejas e interactúan agentes públicos y privados. La valoración del riesgo puede abarcar: i) una evaluación de riesgo de la cadena productiva en la que se definan las funciones, responsabilidades y obligaciones de cada parte involucrada en el sector y que describa cómo se ve afectada cada parte por la volatilidad de precios; y ii) una evaluación del riesgo financiero que cuantifique la exposición al precio que resulta de transacciones comerciales específicas o de intervenciones y decisiones de política. Es importante asegurarse que los riesgos financieros que no están relacionados con el precio sean aislados, supervisados y manejados de forma independiente.

Aquellos en el sector energético que consideran el uso de instrumentos de gestión de riesgos también deben concentrarse en establecer un marco institucional adecuado para la implementación de la estrategia. Los pasos clave para el establecimiento de una estrategia de cobertura incluyen: documentar las razones para la selección de un producto específico de cobertura; establecer las funciones y responsabilidades de los diversos actores y organismos involucrados; verificar que se cuenta con la infraestructura legal y regulatoria adecuada; establecer procedimientos para la selección de las contrapartes y los agentes; y determinar métodos de vigilancia, supervisión y presentación de informes.

Reducción del consumo de petróleo en el largo plazo

Los instrumentos de gestión de riesgos no deben sustituir a las medidas estructurales que buscan reducir el consumo de petróleo en el largo plazo. Los instrumentos

estructurales que se consideran en este estudio son: i) la diversificación del portafolio energético para no depender de la generación eléctrica con base en el petróleo; ii) la inversión en eficiencia energética; y iii) la integración regional con países que tienen una oferta eléctrica más diversificada. Estos instrumentos proporcionan el potencial para reducir la exposición a los precios altos y volátiles del petróleo, aunque con limitaciones importantes.

Diversificación de la generación basada en petróleo

La preocupación sobre el cambio climático impulsa el desarrollo de fuentes de energía renovables en todas las regiones en desarrollo en el mundo. En este tipo de fuentes de energía se utilizan recursos locales y se produce energía más limpia. La energía renovable también puede optimizar el portafolio de generación, ya que su costo no está correlacionado con los precios del petróleo, que generalmente constituyen hasta 90% de los costos operativos de algunas tecnologías de generación (como una planta de turbinas de combustión que utilizan destilados). El costo de la electricidad generada a partir de combustibles convencionales distintos al petróleo, como el gas natural, está correlacionado con los precios del petróleo. Sin embargo, esta correlación ha disminuido en el tiempo. En conjunto, los beneficios del uso de energías renovables pueden reducir la volatilidad general. Esta conclusión está apoyada por estudios recientes que recurren a modelos de portafolio de la literatura financiera para determinar y cuantificar el valor óptimo de la generación de energía de un sistema eléctrico. Mediante la diversificación de la matriz de generación eléctrica, los países se vuelven menos vulnerables a los precios del petróleo y se reduce el riesgo atribuible a su volatilidad.

En la actualidad, los países importadores de petróleo tienen una amplia gama de opciones —tanto de energía renovable como de energía no convencional— para diversificar su portafolio de generación de energía independiente del petróleo. En

América Central y el Caribe, la generación renovable se ha realizado mediante, en gran parte, la energía hidroeléctrica; sin embargo, los recursos hídricos están distribuidos de manera desigual entre los países. Para América Central será un desafío mantener su participación actual de energía hidroeléctrica en la matriz de generación de energía; pero en algunos países del Caribe, incluidos aquellos con potencial eléctrico sin explotar, mantener una participación alta puede ser posible. El potencial de energías renovables no hidráulicas para abarcar una mayor parte de la generación de energía es significativo. La energía hidráulica ha sido y seguirá siendo la más importante por su alto potencial en la región. El uso de biomasa, en forma de bagazo de caña de azúcar, puede ofrecer beneficios inmediatos, siempre y cuando haya una estrategia adecuada de reconversión. Desde una perspectiva política, la energía geotérmica tiene un gran potencial para diversificar el sistema eléctrico, aunque los costos de exploración siguen siendo una barrera para la explotación de los recursos. Otras opciones no hidráulicas incluyen la energía eólica y solar. Además, otras fuentes no convencionales de energía térmica —como el gas natural y el carbón, en menor medida— podrían ayudar a reducir la dependencia del petróleo, dada su baja correlación con los precios del petróleo.

Mejora de la eficiencia energética

Invertir en medidas de eficiencia energética tanto en la producción (oferta) como en el uso final (demanda) es una de las formas más efectivas de reducir la dependencia del petróleo y de sus productos derivados. Los beneficios son mayores para los países que dependen más del petróleo como combustible de generación. Por el lado de la oferta, la reducción de pérdidas técnicas contribuye a mejorar la eficacia general del sistema, y por ende el aprovechamiento del combustible; por lo tanto, se considera un instrumento que mitiga directamente la exposición a la volatilidad de los precios del petróleo. Por el lado de la demanda, reducir el uso de la electricidad en las horas pico

y no pico ayuda a reducir la capacidad de generación y los activos de transmisión y distribución necesarios para abastecer el sistema.

Las pérdidas técnicas del lado de la oferta se pueden reducir mediante la modificación de las características y configuración del sistema. Estas pérdidas también se pueden reducir seleccionando cuidadosamente la tecnología de los transformadores, la eliminación de los niveles de transformación, la mejora en los factores de potencia y la distribución de generación.

La eficiencia del lado de la demanda también se puede mejorar mediante la adopción de políticas y programas que promuevan el consumo eficiente de electricidad por los usuarios finales. Las medidas que podrían aplicarse en los 20 países analizados en este estudio incluyen la aplicación de estándares para equipos industriales utilizados ampliamente y para aparatos residenciales; códigos de construcción; programas de educación al consumidor; y programas de administración de energía para la industria, el sector de la construcción y las compañías públicas.

Promoción de la integración regional

La integración energética regional también puede ayudar a los países a reducir su dependencia del petróleo mediante la optimización de la oferta eléctrica en toda la región, lo que mejora la eficiencia y, debido a las economías de escala, reduce los costos de generación. Además, cuando los perfiles de consumo de los participantes no están perfectamente correlacionados, la menor carga que se genera se traduce en una menor inversión en requerimientos de reserva. Si se cumplen estas condiciones, disminuye el uso de combustibles fósiles, junto con la vulnerabilidad de los países a los precios altos y volátiles del petróleo. También, desde una perspectiva de mercado, la integración regional fomenta la competencia, lo que permite identificar los beneficios comerciales asociados con la especialización de los productores más

eficientes. Por otra parte, todos estos beneficios implican una reducción de la emisión de gases de efecto invernadero (GEI).

De cara al futuro, América Central podría convertirse en un corredor para la interconexión sólida entre Colombia y México. En un futuro próximo, se espera que tanto México como Colombia tengan capacidad disponible para exportar a América Central. La interconexión Colombia-Panamá puede ser clave para la consolidación de la nueva infraestructura del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC). Una vez se consolide el SIEPAC, aumentará la posibilidad de desarrollar efectivamente el potencial hidroeléctrico de la región, así como la energía geotérmica y eólica.

Aunque el potencial para la interconexión en el Caribe es más limitado, —debido al alto costo de los cables submarinos necesarios y el reducido tamaño del mercado, que limita la viabilidad económica— la integración del sector eléctrico podría reducir significativamente la dependencia del petróleo como combustible de generación. Las interconexiones entre dos o más países pueden ser económicamente viables, y éstos aprovecharían las economías de escala y el desarrollo de recursos no explotados. El potencial geotérmico y de gas natural en algunas islas puede servir como base para un mercado de energía más diversificado y menos vulnerable a los precios del petróleo. En particular, República Dominicana y Haití se beneficiarían de una mayor integración, tanto de electricidad como de gas natural.

Mientras que los beneficios económicos de la integración de los mercados son generalmente aceptados, con frecuencia los obstáculos institucionales impiden su establecimiento. Los problemas más comunes son el uso de estándares múltiples de tecnología; diferencias en los regímenes regulatorios, marcos jurídicos y políticas de precios; y las preocupaciones ambientales. Otros obstáculos que pueden limitar o retrasar la integración de los mercados son la presencia de puntos de vista

contradictorios sobre cómo se repartirán los costos de inversión y la incertidumbre sobre las decisiones políticas. En el caso del SIEPAC, las diferencias institucionales agudas han frenado el proceso de armonización de las regulaciones. Otro factor negativo ha sido la escasez de capacidad de generación dentro de los países, que ha dado lugar a una disminución en el intercambio eléctrico intrarregional.

Lo que se puede hacer

El efecto agregado de la implementación de estas medidas estructurales reduciría significativamente el impacto de los precios altos y volátiles del petróleo reduciendo la necesidad de petróleo para la generación. Tanto en América Central como en el Caribe las fuentes de energía renovables —incluyendo la energía hidroeléctrica y otras fuentes no hidroeléctricas como la geotérmica y la biomasa— tienen un gran potencial para abarcar una mayor proporción de la generación eléctrica. Además, una mayor eficiencia en la oferta y demanda de energía puede dar lugar a ahorros potenciales de combustible. Por otra parte, un mercado regional de electricidad más integrado puede permitir un ahorro de combustible mediante la diversificación de la mezcla de energía y el logro de economías de escala. En conjunto, estas medidas pueden lograr avances significativos en la seguridad energética, así como reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

Los plazos para la implementación de medidas para manejar la volatilidad del precio del petróleo varían. Por ejemplo, la diversificación del portafolio energético a través de una mayor participación de las fuentes de energía renovable es una medida a largo plazo, mientras que la inversión en eficiencia energética se puede implementar en el mediano o largo plazo. Durante el corto y mediano plazo, se pueden utilizar los instrumentos financieros para reducir la exposición a la volatilidad de precios (cuadro siguiente).

**MARCOS TEMPORALES PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE
ALTERNATIVAS PARA EL MANEJO DE LA VOLATILIDAD DEL
PRECIO DEL PETRÓLEO**

Alternativas para el manejo de la volatilidad en el precio del petróleo	Plazo		
	Corto	Mediano	Largo
	Instrumentos financieros y de cobertura física	Eficiencia energética	Energía hidroeléctrica y otras renovables, y comercio de electricidad

FUENTE: Elaboración del BM.

¿Cuánto pueden ayudar?

La implementación de estas tres medidas estructurales en una estrategia combinada representaría un ahorro significativo para los países dependientes del petróleo. En el caso de América Central y el Caribe, el ahorro de combustible derivado de un aumento de 10% en la capacidad de generación de energía renovable podría ascender a 14.2 millones y 5.6 millones de barriles de diesel y combustóleo, respectivamente. Esto representa una reducción de varios puntos porcentuales del PIB en la cuenta corriente de los países. Al invertir más en eficiencia energética, el ahorro en barriles de diesel y combustóleo podría ascender a 3.5 millones y 1.5 millones anuales del lado de la oferta, y a 9 millones y 2.4 millones anuales de barriles por el lado de la demanda. Por último, el ahorro estimado anual por la integración eléctrica regional en América Central equivaldría a una reducción de cerca de 8 puntos porcentuales en la participación del petróleo y sus derivados dentro de la matriz de generación de los países. El ahorro combinado de la aplicación de las tres medidas en ambas subregiones es equivalente a 35% del consumo de petróleo para generación eléctrica.

Sin embargo, esta visión optimista no está exenta de desafíos. Las compañías eléctricas, las empresas y los hogares incurrirían en costos iniciales considerables; por lo que se requieren políticas y regulaciones que fomenten la energía renovable y la eficiencia energética. En el caso de la región de América Latina y el Caribe (ALC), es

necesario reformar los procesos de contratación, reglamentación y licencias para que los países puedan implementar sus planes. El desarrollo de instrumentos financieros que faciliten estas inversiones sería de gran ayuda. Además, se necesitarían reformas de precios y de los estándares de tecnología para garantizar que no se desperdicien recursos. Por último, también se necesita un marco regulatorio e institucional apropiado para facilitar el comercio entre países con diferentes políticas regulatorias e instituciones para el sector eléctrico.

Sin embargo, los beneficios potenciales de la aplicación de estas medidas superan ampliamente sus costos. Teniendo en cuenta el largo alcance de los efectos negativos de los precios altos y volátiles del petróleo en las economías importadoras de petróleo, los ahorros potenciales derivados de la aplicación de las medidas sugeridas en este informe podrían ofrecer grandes beneficios a nivel macro y microeconómico, que van desde la viabilidad financiera de la economía nacional a largo plazo, hasta mejoras en la calidad de vida de los hogares.

Capítulo 2. Efectos económicos de los precios del petróleo altos y volátiles

El impacto de los precios del petróleo, altos y volátiles, ha sido estudiado ampliamente. Tales cambios de mercado imponen una serie de restricciones en las economías de los países importadores de petróleo. Esto afecta aspectos tan diversos como el fortalecimiento institucional, la balanza de pagos, el gasto de los hogares y las políticas sociales. La magnitud de estos efectos obedece a la medida en que un país depende de las importaciones de energía y de la diversificación de su sistema energético. La volatilidad de los precios de energía de manera sostenida conduce, probablemente, a una actividad económica menos estable, lo que a su vez, puede reducir la inversión y aumentar el riesgo percibido sobre un país en los mercados internacionales de capitales.

En este capítulo se diferencian los efectos específicos de los precios del petróleo altos y su volatilidad en los países importadores de petróleo. También se analiza cómo estos efectos se relacionan entre sí y sus implicaciones para el crecimiento económico y el desarrollo. Posteriormente, se describen los principales agentes afectados y los factores que determinan la carga que el riesgo impone a cada grupo afectado.

Efectos de los precios altos del petróleo

Las economías de los países importadores de petróleo se ven afectadas negativamente por los precios altos del petróleo, tanto a nivel macroeconómico como microeconómico. A nivel macroeconómico, los indicadores pueden incluir un deterioro de la balanza comercial, inflación y un déficit fiscal abultado; mientras que a nivel micro, se podría dar una reducción en los salarios reales debido al aumento de la inflación, una mayor porción de los ingresos del hogar destinada a cubrir los costos de combustible, una disminución del ahorro de los hogares y una pérdida de confianza de los consumidores. Los apartados siguientes detallan los efectos y la dinámica de los precios elevados del petróleo.

La balanza comercial

Los precios altos del petróleo afectan directamente la balanza comercial de los países que deben importarlo para consumo interno. En países importadores de petróleo, el valor de las exportaciones disminuye en relación con el de sus importaciones. Esto significa que el país debe exportar una mayor cantidad de bienes para cubrir la cantidad de importaciones de petróleo (manteniendo los demás factores constantes). De lo contrario, el país debe pedir prestado en el extranjero o agotar sus reservas de divisas. Esto puede convertirse en un problema en la balanza de pagos, ejerciendo presión sobre el valor de la moneda.

Estas preocupaciones se magnifican en las economías emergentes que tienen altos niveles de deuda, grandes déficit comerciales, o dificultad para figurar en los mercados de capitales.

Estos países hacen ajustes macroeconómicos reduciendo su nivel de gasto, lo que afecta negativamente la actividad económica real. El Fondo Monetario Internacional (2000) estima que los efectos serían mayores en los países pobres altamente endeudados. Esos países tienen grandes déficit comerciales por la falta de diversificación económica, lo que aumenta su dependencia en el consumo de bienes de capital importados. Además, muchos de estos países no tienen acceso a los mercados internacionales de capitales.

Inflación

La persistencia de precios altos del petróleo puede afectar directamente la inflación general a través de un mecanismo de traspaso de los precios de energía (como productos derivados del petróleo y la energía eléctrica) a los consumidores. También puede afectar de manera indirecta en la inflación subyacente, dado que la energía es un componente importante del costo en la producción de bienes y servicios (Cavallo, 2008; Barsky y Kilian, 2004).

El efecto general implica inflación así como un crecimiento en las expectativas de inflación. Para anclar la inflación y preservar su credibilidad, los bancos centrales deben ajustar las tasas de interés en momentos de demanda baja, lo que aumenta el riesgo de una recesión económica. Batini y Tereanu (2009) exploran una serie de reglas de política para aplicar en este tipo de escenarios y el balance entre credibilidad y estabilidad ante la presencia de choques temporales en los precios del petróleo. Llegan a la conclusión de que la inflación aumenta más en los países que adoptan una postura más laxa en las metas de inflación, que, a su vez, requiere de medidas más

estrictas para regresar a la inflación objetivo y restaurar la credibilidad de los bancos centrales⁷.

La magnitud del efecto inflacionario depende del grado de transferencia de los precios de energía hacia los consumidores. El Fondo Monetario Internacional (2006) estima que, entre los países importadores de petróleo, las economías en desarrollo, el efecto es mayor en los países de África Subsahariana, seguidos por los países de Asia y el Hemisferio Occidental. Un mecanismo de transferencia más limitado puede conducir a un deterioro del balance fiscal debido a los subsidios de energía. Cuando se garantiza un precio fijo a los usuarios finales, hay un impacto de uno a uno sobre el balance fiscal. Esto significa que, en los países importadores de petróleo, la brecha entre los precios internacionales y nacionales de petróleo debe ser cubierta por el gobierno o las compañías eléctricas (dependiendo de la estructura de propiedad); de lo contrario, se podría dar un fenómeno de escasez de combustible.

Competitividad

La persistencia de precios altos del petróleo erosiona la ventaja comparativa de un país en sectores intensivos en energía. Esto sucede particularmente en los países con una matriz energética poco diversificada. En los países importadores de petróleo el efecto es directo a medida que aumentan los costos. Y aun en los países con muchos recursos energéticos, un mayor costo de oportunidad de los hidrocarburos crudos puede llevar a una desindustrialización similar a la conocida enfermedad holandesa. Por otra parte, con el aumento de la inflación, se puede dar una apreciación del tipo de cambio real, afectando la competitividad del sector exportador, a menos que vaya acompañada por una depreciación proporcional del tipo de cambio nominal (Chen y Chen, 2007).

⁷ Las recomendaciones principales de Batini y Tereanu (2009) son que la transparencia del banco central y una buena estrategia de comunicación son necesarias para mantener las expectativas de inflación; desde el punto de vista práctico, encuentran que respuestas tempranas ante las crisis conducen a cambios pequeños de producto en el tiempo.

Confianza del consumidor

El aumento en los precios de la electricidad y del petróleo afecta las decisiones de consumo de los hogares y las decisiones de producción de las empresas. Desde un punto de vista de bienestar, el aumento en los precios de electricidad disminuye el poder adquisitivo de un hogar. Como los consumidores tienen poca flexibilidad para reducir su gasto de combustible en el corto plazo, una proporción mayor de sus ingresos debe ser destinada a transporte, calefacción y electricidad. Esto necesariamente hace que se reduzca la compra de otros bienes. Un menor ingreso disponible implica menores tasas de ahorro, especialmente para aquellos hogares con restricciones de crédito que son los que menos pueden suavizar su consumo. Así, además de los mayores costos que enfrentan las empresas, el aumento en los precios de energía generalmente resulta en una reducción de la demanda relativa del resto de los bienes por el aumento en el gasto de energía.

Balanza de pagos

Un menor ingreso disponible —como consecuencia de un incremento en los precios del petróleo— afecta el nivel de consumo a nivel macroeconómico. Una reducción en la demanda agregada de la economía puede ser exacerbada por menor inversión asociada con el deterioro de las perspectivas que tienen las empresas. Otros efectos agregados son menores tasas de ahorro, que pueden conducir a mayores costos de financiamiento y una reducción del ahorro nacional, que a su vez, puede empeorar la cuenta corriente para un nivel de inversión determinado. Con el tiempo, esto puede acelerar una crisis en la balanza de pagos; aun cuando el déficit pueda ser financiado con fondos del exterior, éste puede aumentar los costos de la deuda y afectar indirectamente las finanzas del gobierno y el costo de capital para el sector privado.

Equilibrio fiscal

El gobierno desempeña un papel importante en el sector energético de los países importadores de petróleo, pues determina los precios de productos derivados del petróleo y la electricidad. La necesidad de limitar el costo para los usuarios finales mediante subsidios conduce a la reducción de los márgenes de ganancia. Esto genera pérdidas dado que los precios del petróleo aumentan los costos de generación eléctrica y los costos de producción de combustible, independientemente de la estructura de propiedad (pública o privada). Estas políticas, difíciles de revertir debido a sus costos políticos, acentúan los desequilibrios fiscales. También se derivan una serie de efectos indirectos producto de una menor actividad económica, que a su vez, reduce los ingresos fiscales y aumenta las transferencias.

Marco institucional y regulatorio

Los precios altos del petróleo pueden debilitar el marco institucional y regulatorio de los países importadores de petróleo como resultado de la presión pública que ejercen los hogares, las compañías eléctricas, o empresas para que los gobiernos recurran a controles de precios y otros mecanismos de intervención fuera de mercado. Sin embargo, el funcionamiento eficiente del marco institucional y regulatorio del sector energético depende de la aplicación de medidas consistentes en el tiempo. Las intervenciones que no son de mercado pueden reducir la funcionalidad del marco regulatorio y su credibilidad. También pueden impedir el regreso a un mecanismo de fijación de precios de mercado debido a los mayores costos que enfrentan los consumidores, quienes probablemente se opondrán políticamente.

Efectos de la volatilidad en los precios del petróleo

La volatilidad de los precios del petróleo genera incertidumbre en el entorno macroeconómico, lo cual puede reducir el gasto corriente; esto produce un menor

nivel de ingreso agregado, lo que empeora el impacto inicial del incremento de precios. Muchos estudios han citado a la volatilidad en el precio del petróleo como la principal fuerza que disminuye la demanda agregada, debido a la transferencia de ingresos que se genera de los países importadores de petróleo a los países exportadores netos (Ferderer, 1996).

La incertidumbre en la inversión que genera la volatilidad del precio del petróleo afecta directamente la capacidad de planificación del sector energético que, al igual que otras inversiones de infraestructura a gran escala, requiere de una perspectiva a largo plazo. Incluso si se contara con un pronóstico de la demanda futura de energía, se necesitan muchos años para planificar y construir nuevas fuentes de energía. La incertidumbre y la percepción de riesgo pueden hacer que las empresas retrasen sus decisiones de inversión hasta que los precios se estabilicen, lo cual puede reducir la formación de capital y el crecimiento económico a largo plazo⁸. La incertidumbre añade riesgo a las decisiones de inversión en infraestructura, aumentando la probabilidad de que los planificadores tomen decisiones inadecuadas —algunas veces irreversibles— que afectan los costos de energía en el futuro. No invertir en las tecnologías más adecuadas para generar energía de forma eficiente y viable puede implicar desvíos de recursos productivos para compensar las debilidades en la infraestructura y, potencialmente, limitar el proceso de desarrollo.

¿Qué es la distribución del riesgo?

La forma en que los hogares, las compañías eléctricas y los gobiernos se ven afectados por los precios del petróleo, altos y volátiles, depende de la estructura de mercado del sector energético y de la relación financiera entre los agentes públicos y privados, incluyendo las políticas de precios. Las crisis de precios se pueden transferir

⁸ Bacon y Kojima (2008b, 2008c) han analizado el efecto sobre dichas variables macroeconómicas como la vulnerabilidad de los países frente a un choque de petróleo (definida como la razón entre el valor de las importaciones netas y el PIB), los términos de intercambio, el superávit financiero de un gobierno relativo al PIB y la razón de deuda a PIB.

a los consumidores o mitigarse de alguna manera, dependiendo de la estructura de propiedad del sector y el mecanismo de fijación de precios.

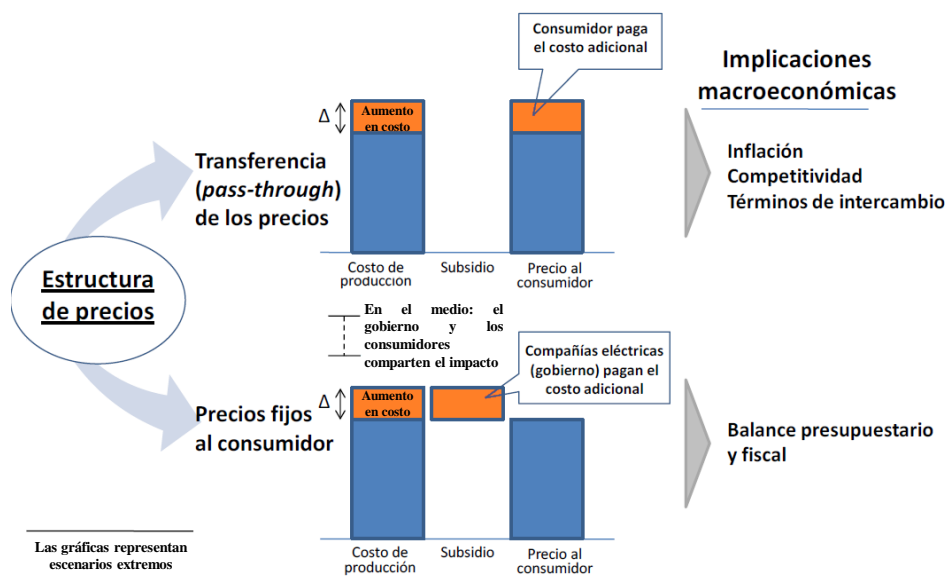
**MECANISMOS DE PRECIOS, PROPIEDAD DE LAS COMPAÑÍAS Y RELACIONES
CON LOS GRUPOS DE INTERÉS**

Mecanismo de precios	Uso de subsidios	Propiedad de la compañía	Carga del costo final
Costo fijo	Sí	Sector público (empresa pública proveedora de servicios)	Gobierno
Mecanismo de transferencia completo	No	Sector privado (compañía eléctrica)	Consumidores
Costo compartido	Sí	Sector público/privado	Gobierno

FUENTE: Rigoberto Ariel Yépez-García y Julie Dana

En un ambiente de precios de libre mercado para la energía con un mecanismo de transferencia completo, los cambios en el precio de los combustibles y la electricidad se mueven a través de la cadena de oferta, afectando tanto a los hogares como a las empresas. La medida en que las compañías eléctricas se ven afectadas depende del grado de elasticidad de la demanda y la integración vertical. Si la demanda es más inelástica en el corto plazo, los cambios en los precios pueden generar mayores ingresos para las compañías públicas. A mayor integración vertical, menores son los costos de intermediación que deben absorber. Por el contrario, en un entorno de control de precios con precios fijos al consumidor, la compañía eléctrica tiende a absorber las variaciones de precios en los insumos (al menos en el corto plazo, aun cuando en el largo plazo no es sostenible); si pertenece al Estado, la empresa de servicios públicos pasa las pérdidas al gobierno, afectando significativamente el balance fiscal.

ESCENARIOS DE DISTRIBUCIÓN ANTE PRECIOS ELEVADOS DE ENERGÍA



FUENTE: Rigoberto Ariel Yépez-García y Julie Dana.

La mayoría de los países tiene una mezcla de los escenarios descritos arriba, con distintos grados de distribución del riesgo entre los consumidores, las compañías eléctricas y el gobierno. Por ejemplo, el gobierno podría fijar un precio máximo a la electricidad o a los combustibles para los consumidores finales. Con esto, las compañías eléctricas privadas tendrían que asumir el costo asociado a los aumentos de precios. Pero esta situación no es sostenible, ya que la empresa puede llegar a enfrentar la bancarrota. Para las compañías eléctricas con participación pública y privada, el gobierno tendrá que rescatar a la empresa o, de lo contrario, no podría mantener la oferta eléctrica.

Los países se ven afectados por la forma en que se distribuye el riesgo asociado a la volatilidad entre los grupos de interés. Dichos países pueden clasificarse dependiendo del grupo que asume los costos, lo cual depende del grado en que las tarifas eléctricas estén subsidiadas. Por ejemplo, los consumidores asumen el costo asociado al riesgo de la volatilidad si no existen subsidios, mientras que el riesgo para el gobierno crece a medida que los subsidios aumentan. La mayoría de los gobiernos intervienen con

subsidios u otros mecanismos integrados con las políticas para fijar los precios de los combustibles o la electricidad. Por ejemplo, el aumento en los precios de los combustibles en 2007-2008, llevó a muchos gobiernos a intervenir, directa o indirectamente, en la fijación de los precios del combustible o la electricidad (Kojima, 2009). Estos subsidios se financian mediante diversos mecanismos, como las transferencias directas de los presupuestos gubernamentales y subsidios cruzados sobre los precios de los combustibles y las tarifas eléctricas.

Cuando los subsidios de energía representan una parte significativa del gasto de gobierno, aumenta la vulnerabilidad de las finanzas del gobierno ante la volatilidad de los precios del petróleo. Esos gastos pueden deteriorar el equilibrio fiscal y aumentar la deuda pública a menos que se compensen con recortes de gastos en otras áreas o con impuestos más altos. Si el balance fiscal se mantiene relativamente constante, una mayor proporción del subsidio en el gasto público significa menos espacio para mejoras de capital, tanto dentro como fuera del sector energético, menos gasto en políticas sociales y otros programas del gobierno. Además, los subsidios pueden agravar el impacto negativo de la volatilidad de los precios del petróleo en la economía al fomentar mayores niveles de consumo.

Reducción de la carga de costos de los subsidios

Un estudio realizado en 2006 por Bacon y Kojima encontró que los subsidios son un instrumento de política para hacer frente a los altos precios del petróleo. Una revisión de 38 países en desarrollo en todo el mundo puso de manifiesto que los mecanismos de subvención pueden incluir subsidios directos a grupos de consumidores, subsidios indirectos a través de menores impuestos a los productos derivados del petróleo y subsidios específicos sobre la renta. Se encontró que los subsidios tradicionales de combustibles tenían grandes fugas, resultando en una baja relación costo-efectividad. Los resultados de las encuestas de hogares confirmaron que los grupos de menores ingresos reciben la menor parte de los beneficios de los subsidios.

Los autores concluyeron que se podría aumentar los ingresos del gobierno mediante la eliminación de subsidios mal focalizados que benefician principalmente a los consumidores de ingresos altos. También se eliminarían las distorsiones de precios, y reduciría el consumo energético excesivo. En los países donde los precios contienen subsidios, los autores sugieren que los gobiernos convenzan al público de los beneficios de largo plazo de aumentar los precios a niveles de equilibrio de mercado. Para ayudar a los consumidores de bajos ingresos, se recomendaría a los gobiernos fortalecer los sistemas informáticos y bases de datos utilizados para identificar con mayor precisión a los hogares de bajos ingresos y el desarrollo de un mecanismo de entrega para la transferencia de ingresos y otro tipo de compensaciones correctamente focalizadas.

FUENTE: Bacon y Kojima (2006).

Observaciones finales

En este capítulo se abordó la amplitud y profundidad de los efectos adversos que los precios del petróleo, altos y volátiles, pueden generar en los países importadores de petróleo. Los precios altos pueden conducir a desequilibrios en las balanzas comercial y fiscal, crisis de confianza en los consumidores y aumento de la inflación, así como un debilitamiento de la competitividad y el marco regulatorio; por su parte, la volatilidad de precios genera incertidumbre en la planificación energética y la inversión, lo cual afecta el crecimiento económico. Debido a la variación en el tiempo y duración de estos problemas, —que van desde obstáculos de corto plazo a cambios permanentes en la macroeconomía— una solución efectiva requiere de una estrategia adaptable a varios horizontes de tiempo.

Por otra parte, el grado de elasticidad de la demanda de electricidad y la integración vertical en el sector influyen en el grado en que se ven afectadas las compañías eléctricas por los precios altos y volátiles. En un entorno de control de precios con precios fijos para los consumidores, la empresa puede absorber las variaciones en los precios de los insumos en el corto plazo, pero en el largo plazo es insostenible. Si la empresa es pública, ésta transfiere las pérdidas al gobierno, generando variaciones importantes en el balance fiscal.

Principales recuadros

Cooperación energética regional y desarrollo socioeconómico

El Tratado de Cooperación Energética de San José, firmado por México y Venezuela en 1980, es un esfuerzo regional para promover el desarrollo social y económico en América Central y el Caribe. Según el acuerdo, cada país vende a los países beneficiarios 80 mil barriles de petróleo y productos refinados a precios preferenciales, con condiciones financieras también preferenciales para proyectos de desarrollo. Los países beneficiarios son Barbados, Belice, Costa Rica, República Dominicana, El Salvador, Guatemala, Haití, Honduras, Jamaica, Nicaragua y Panamá. En una declaración conjunta, el acuerdo fue renovado por los gobiernos de los dos países en 2007. Un esquema similar, el Acuerdo de Cooperación Energética de Caracas, fue suscrito por Venezuela en el año 2000 para incluir a más países del Caribe y proporcionar facilidades financieras a largo plazo para las compras de petróleo.

Petrocaribe, una alianza entre Venezuela y varios países del Caribe, permite a los países participantes comprar petróleo venezolano con condiciones de pago preferenciales. El esquema de financiamiento consiste en comprar petróleo al precio de referencia, pero en condiciones de crédito favorables. Los países miembros son Antigua y Barbuda, Bahamas, Belice, Cuba, Dominica, República Dominicana, Granada, Guatemala, Guyana, Haití, Jamaica, San Kitts y Nevis, Santa Lucía, San Vicente y las Granadinas, y Surinam.

FUENTE: Rigoberto Ariel Yépez-García y Julie Dana, con datos de Petrocaribe (www.petrocaribe.org)

Cobertura de gas natural para los generadores y consumidores finales en México

En 1995, Pemex Gas, la empresa pública responsable de la comercialización de gas natural en México, y la Comisión Federal de Electricidad (CFE), el generador de energía de propiedad estatal, acordaron que utilizarían instrumentos financieros a partir de ese año para reducir el riesgo de precios de la CFE. Con la apertura del mercado del gas natural, dos años más tarde, Pemex Gas comenzó a ofrecer servicios de gestión de riesgos a los distribuidores y clientes industriales (principalmente los grandes consumidores, como productores de acero, vidrio y cemento). En 1998, el 80% del riesgo de precios del consumo de gas de la CFE fue cubierto, junto con el 22% del volumen de los distribuidores y el 8% de los usuarios industriales. Durante la última década, el valor de las posiciones cubiertas creció de manera espectacular —de 1.45 millones de dólares estadounidenses en el año 2000 a 228.13 millones de dólares en 2010.

FUENTE: Rigoberto Ariel Yépez-García y Julie Dana con datos de PEMEX y Pemex Gas.

Cobertura de gas natural para los distribuidores mexicanos

En octubre de 2003, la Comisión Reguladora de Energía de México emitió una norma que permitía a los distribuidores de gas natural utilizar instrumentos financieros para protegerse contra las fluctuaciones de precios. Después de un período de gran volatilidad y, a pedido de los distribuidores, los reguladores acordaron permitir que los precios fijos cubiertos se reflejaran en el precio final a los pequeños consumidores. Este mecanismo permitió que la estructura final del precio reflejara los componentes de precios del combustible y su transporte, almacenamiento y distribución, junto con un ajuste para reflejar el precio de cobertura, en su caso.

Bajo los términos de la norma inicial, los distribuidores tenían facultades sobre las entidades de contrapartida de la exposición, siempre y cuando el proveedor de cobertura pudiera demostrar dos años de experiencia, tuviera registro legal y la viabilidad financiera para cumplir las obligaciones derivadas del contrato de cobertura. Además, los distribuidores podían ofrecer los productos de cobertura a los grandes consumidores. Un cambio acordado en la fórmula de fijación de precios permitió a los distribuidores traspasar los costos financieros de las operaciones de cobertura, junto con el precio pactado en el instrumento de cobertura. Como resultado, a los consumidores se les trasladó el precio de cobertura, lo que redujo la volatilidad en sus pagos. En este caso, la compañía de distribución fue completamente neutral a la estrategia de cobertura, pues el riesgo de precio fue transferido a los consumidores a través del precio de cobertura, siendo los consumidores los que pagaron el costo financiero del instrumento.

Los distribuidores deben informar a la Comisión Reguladora sobre i) los tipos de instrumentos de cobertura utilizados, ii) los precios de referencia y subyacentes de cada instrumento, iii) el volumen, iv) la duración del contrato, v) los costos financieros de la prestación del servicio, vi) el número y tipos de usuarios cubiertos bajo el contrato, y vii) la confirmación del contrato de cobertura.

En julio de 2007, la norma fue modificada para apoyar un mecanismo común a través de Pemex Gas que permitió una estrategia de cobertura homogénea para todos los consumidores involucrados. Los volúmenes de los distribuidores en todas las regiones geográficas fueron fijados para lograr mejores condiciones contractuales y de precios. Algunos distribuidores no se decidían sobre algún instrumento específico de cobertura temiendo que se volvieran poco competitivos si otro distribuidor tenía un mejor precio de cobertura. Una vez más, el precio de cobertura y los costos

financieros de las transacciones de cobertura se trasladaron a los consumidores finales.

FUENTE: Elaboración de los autores con datos de PEMEX y Pemex Gas.

La estrategia de cobertura petrolera de México: capacidad institucional para la gestión de riesgos

La empresa petrolera estatal PEMEX es la tercera empresa de producción de petróleo más grande del mundo, paga impuestos y gravámenes por un total de aproximadamente 60% de las ventas. Esto representa más de un tercio del ingreso del gobierno, lo que significa que el presupuesto federal es vulnerable a la disminución de los precios del petróleo. La volatilidad de los precios sin cobertura impide la planificación del gasto y por lo tanto el financiamiento de programas sociales.

La Secretaría de Hacienda y Crédito Público de México ha implementado un programa de cobertura del precio del petróleo. Es parte de una estrategia de finanzas públicas para garantizar la sustentabilidad, incluyendo liquidez adecuada y gestión financiera del riesgo.

Cada año, el Congreso de México utiliza una proyección del precio del petróleo para los cálculos presupuestarios, con base en una fórmula pre-establecida que utiliza precios históricos y futuros. La Secretaría de Hacienda y Crédito Público diseña y ejecuta la estrategia de cobertura de petróleo con base en este precio proyectado, con fondos del Fondo de Estabilización de los Ingresos Petroleros (FEIP), creado en 2001. La estrategia de cobertura se acordó, sobre la base de las conversaciones entre el Secretario de Hacienda, el Subsecretario de Finanzas, y el Subsecretario de

Crédito Público. Cualquier ingreso obtenido de las operaciones de cobertura se utiliza para compensar las pérdidas por la caída de los precios que han afectado la comercialización del petróleo y sus ventas.

En la actualidad, el gobierno cuenta con un programa de cobertura que utiliza opciones de venta, que le otorga el derecho, pero no la obligación, de vender petróleo en el futuro a un determinado precio de ejercicio que es equivalente al precio proyectado en el presupuesto para el año siguiente. Esta estrategia crea un piso en el precio de las exportaciones de petróleo, dándole al país la oportunidad de beneficiarse de movimientos potenciales a la alza en los precios del petróleo. Por lo general, el gobierno realiza opciones de venta de 12 meses, con un precio de ejercicio equivalente al precio del petróleo utilizado para elaborar el presupuesto nacional.

La Secretaría de Hacienda y Crédito Público desarrolla la estrategia de cobertura y compra opciones de venta para el año siguiente; paga la prima del FEIP a través de su agente financiero, el Banco Central, que realiza un proceso competitivo para determinar las contrapartes del mercado de cada transacción. En los primeros años del programa, México cubrió el 20-30% de sus exportaciones netas de petróleo. En 2008, tras una brusca alza de precios, el total de las exportaciones netas de petróleo fue cubierto. Para el año fiscal 2009, 330 millones de barriles, o el 100% de las exportaciones netas de petróleo fueron cubiertas mediante la compra de opciones de venta, con un precio de ejercicio de 70 dólares estadounidenses por barril. El costo total de la cobertura fue de 1 mil 500 millones de dólares. A finales de 2009, los contratos de opciones maduraron con un pago de 5 mil 85 millones de dólares. Para el año fiscal 2010, alrededor de 222 millones de barriles o 60% de las exportaciones de petróleo se cubrieron mediante la compra de opciones de venta, con precio de ejercicio de 57 dólares por barril, por debajo del precio oficial proyectado de 65.40

dólares por barril, con el que se basó el presupuesto de 2011 de México. El costo de la prima fue de 3.66 dólares por barril, y el costo total de la cobertura fue de 1 mil 172 millones de dólares. Para el año 2012, el gobierno cubrió 211 millones de barriles utilizando opciones de venta para proteger un precio de 85 dólares por barril.

El programa de cobertura petrolera de México lleva casi una década en funcionamiento. El conjunto de arreglos institucionales ha proporcionado una base sólida para la estrategia de gestión de riesgos del gobierno. Su enfoque sistemático se ha traducido en una mayor sofisticación y capacidad. El gobierno tiene un mensaje claro y coherente, que se encarga de comunicar a la opinión pública: El objetivo de la estrategia de cobertura no es ganar dinero directamente de una caída en el precio del petróleo, sino cubrir el riesgo financiero que México enfrenta por su alta dependencia de los ingresos petroleros.

FUENTE: Elaboración de los autores con datos de PEMEX.

Capítulo 10. Conclusiones

La combinación de altas importaciones y alto consumo de petróleo ha hecho que algunos países se hayan vuelto extremadamente vulnerables ante la volatilidad de los precios del petróleo observada en los últimos años. Los países importadores de petróleo que utilizan una gran proporción de petróleo en la matriz energética, son especialmente vulnerables a los altos y volátiles precios del petróleo. Tanto a nivel macro como micro, sus economías sufren numerosos impactos, cuya duración varía desde el corto plazo a cambios permanentes que van en detrimento del crecimiento y la competitividad internacional.

A nivel macroeconómico, los precios del petróleo afectan de forma directa la economía agregada. Directa o indirectamente, pueden tener un efecto inmediato o rezagado sobre las finanzas públicas y por ende sobre la balanza de pagos. Como los precios más elevados de la energía (petróleo o electricidad) se transmiten a los consumidores, se desencadenan una serie de respuestas, incluyendo el aumento en las expectativas de inflación o, en la presencia de subsidios a la energía, un deterioro del equilibrio fiscal. A nivel microeconómico, los altos precios del petróleo debilitan el marco regulatorio, ya que los gobiernos implementan mecanismos ajenos al mercado para satisfacer la demanda del consumidor por su intervención. Además, la volatilidad de los precios del petróleo afecta las decisiones de inversión y de consumo de los agentes económicos.

Los resultados del ejercicio presentado en el capítulo 9 muestran que, mediante la implementación de las medidas estructurales propuestas en los capítulos anteriores (capítulos 6–8), los países dependientes del petróleo pueden obtener ahorros sustanciales. Los componentes de esta estrategia triple —un sistema de oferta eléctrica más diversificado, incluyendo una mayor utilización de fuentes renovables; mejoras de eficiencia en la producción y uso de electricidad; y la integración regional, que promueve la diversificación energética— pueden trabajar en conjunto para reducir de manera efectiva la generación con base en petróleo de un país en el largo plazo, y reducir de esta manera su vulnerabilidad a los precios del petróleo altos y volátiles. A nivel macroeconómico, un menor nivel de consumo de petróleo puede mejorar directamente la economía agregada de un país y beneficiar directa e indirectamente las finanzas públicas y la balanza de pagos. A nivel microeconómico, una menor vulnerabilidad ante el riesgo de precio del petróleo puede facilitar la planificación de inversiones y la toma de decisiones de los consumidores.

Como complemento a estas medidas estructurales, los instrumentos de gestión de riesgos pueden reducir la exposición a la incertidumbre económica de corto plazo

causada por la volatilidad de los precios del petróleo, que también afecta las decisiones de inversión y planificación de los hogares y las empresas. El riesgo de la volatilidad del precio del petróleo puede ser cubierto mediante el uso de instrumentos financieros o mediante la incorporación de protección de precios en los mecanismos de contratos físicos, como el establecimiento de precios fijos a largo plazo. Como se analizó en el capítulo 5, el uso de herramientas de gestión de riesgos de materia primas no es muy común entre los gobiernos, a pesar de que estas herramientas están bien desarrolladas en el sector comercial. Antes de seleccionar una estrategia de cobertura es muy importante que un país prepare una evaluación cuidadosa de los riesgos y evalúe los diferentes enfoques de cobertura.

De igual manera, es importante establecer un marco institucional adecuado que apoye la implementación de una estrategia de gestión de riesgos. Los pasos clave en el proceso general para establecer una estrategia de cobertura de materias primas son: documentar las razones para seleccionar un producto de cobertura específico; establecer las funciones y responsabilidades de los diversos actores y organismos involucrados; verificar que se cuente con infraestructura jurídica y regulatoria adecuada; establecer procedimientos para la selección de las contrapartes y los corredores; y mantener una supervisión cuidadosa y presentación de informes.

En el caso de América Latina y el Caribe, este estudio encontró que América Central y el Caribe —las dos subregiones identificadas como las más vulnerables frente al riesgo del precio del petróleo— tienen un enorme potencial para diversificar su matriz de generación dependiente de petróleo utilizando fuentes renovables. En América Central, la energía hidroeléctrica y la geotérmica tienen un gran potencial de generación. Mientras que en el Caribe la biomasa, en forma de bagazo de caña de azúcar, y la energía geotérmica son las opciones con mayor viabilidad económica y técnica. En combinación con alternativas no petroleras, especialmente el gas natural, el aumento en la proporción de energías renovables aumentaría la seguridad

energética y generaría beneficios económicos y ambientales. Como se mencionó en el capítulo 9, el ahorro de combustible asociado a un aumento de 10% en la capacidad de la energía renovable en América Central y el Caribe podría ascender a 14.2 millones y 5.6 millones de barriles de diesel y combustóleo, respectivamente. Esto representa una reducción de varios puntos del PIB en la cuenta corriente de los países. Otro beneficio sería la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

Estas subregiones también podrían reducir la producción y consumo de petróleo mediante la inversión en medidas de eficiencia energética. Existen varias inversiones financieramente viables en el sector eléctrico (eficiencia del lado de la oferta) y en la transformación de la electricidad en servicios de energía (eficiencia del lado de la demanda). Los ahorros correspondientes al consumo de barriles de diesel y combustóleo podrían ascender a 3.5 millones y 1.5 millones por el lado de la oferta y a 9 millones y 2.4 millones por el lado de la demanda.

Por último, la integración regional de los sistemas de electricidad a través de líneas de transmisión y acuerdos de mercado, puede reducir la exposición al riesgo de los países en la medida en que tengan acceso a sistemas eléctricos más diversificados, y por tanto, menos dependientes del petróleo. Como se analizó en el capítulo 8, se están haciendo esfuerzos para fortalecer el sistema eléctrico regional existente en Centroamérica, y se han propuesto interconexiones eléctricas para el Caribe. Las interconexiones de gasoductos propuestas para ambas subregiones podrían ayudar a mitigar los riesgos de portafolio, dependiendo del grado de correlación entre los precios del gas natural y el petróleo. Una mayor integración también podría generar economías de escala que favorezcan el uso de la energía hidroeléctrica y otras fuentes renovables. En América Central solamente, los ahorros anuales estimados como consecuencia de la integración eléctrica regional, representan una reducción de cerca de 8% en la proporción de petróleo de la matriz energética en estos países.

El efecto agregado de la aplicación de estas medidas sería un menor grado de vulnerabilidad a precios del petróleo más altos y volátiles, junto con el desarrollo de otros beneficios de una reducción en el gasto de energía de la población y la mitigación del cambio climático. Aunque los cálculos presentados en este estudio se han centrado en América Central y el Caribe, los fundamentos de las recomendaciones de política se pueden aplicar a cualquier país importador de petróleo que busque mitigar el riesgo del precio del petróleo. Por los efectos negativos y de largo alcance que pueden tener los precios del petróleo en estos países, el ahorro potencial en la aplicación de medidas de mitigación generaría amplios beneficios, tanto a nivel macroeconómico, como microeconómico. Estos beneficios pueden variar entre la viabilidad financiera de largo plazo en la economía nacional y un aumento en la calidad de vida de los hogares.

Sin embargo, esta visión optimista no está exenta de desafíos. Las compañías eléctricas, las empresas y los hogares incurrirían en costos iniciales considerables; por lo que se requieren políticas y regulaciones que fomenten la energía renovable y la eficiencia energética. En el caso de la región de América Latina y el Caribe, es necesario reformar los procesos de contratación, reglamentación y licencias para que los países puedan implementar sus planes. El desarrollo de instrumentos financieros que faciliten estas inversiones sería de gran ayuda. Además, se necesitarían reformas de precios y de los estándares de tecnología para garantizar que no se desperdicien recursos. Por último, también se necesita un marco regulatorio apropiado y un entorno de fortalecimiento institucional para facilitar el comercio entre países con políticas regulatorias e instituciones del sector eléctricos diferentes.

Fuente de información:

<http://www.bancomundial.org/es/news/2012/07/25/central-america-caribbean-can-reduce-oil-dependency-says-wb-report>

http://siteresources.worldbank.org/LACINSPANISHEXT/Resources/Petroleo_centroamerica.pdf

75° Aniversario de la Comisión Federal de Electricidad (Presidencia de la República)

El 14 de agosto de 2012, la Presidencia de la República Mexicana dio a conocer la intervención del Presidente de los Estados Unidos Mexicanos en la conmemoración del 75 aniversario de la Comisión Federal de Electricidad (CFE). A continuación se presentan las palabras del Primer Mandatario.

“Amigas y amigos de la CFE.

Saludo al Presidente de la Comisión de Energía del Senado de la República, exsecretario de Energía.

Bueno, voy a mencionar a los exdirectores: al ingeniero Joaquín Carreón Hernández, al ingeniero Guillermo Guerrero Villalobos, al ingeniero Rogelio Gasca Neri, y a los dos exdirectores que han estado acompañándonos, acompañándome en este maravilloso proyecto, en esta maravillosa realidad que es CFE, que son el ingeniero Alfredo Elías Ayub y el maestro Antonio Vivanco Casamadrid, Directores de la CFE en esta Administración, y a quienes les agradezco enormemente su presencia.

Es para mí, déjenme decirles, y empezar por esto, queridos amigos.

Para mí el trabajo de los Exdirectores de CFE, aunque mucho más breve, ha sido un trabajo ejemplar, muy dedicado, donde pudimos hacer grandes, grandes cosas en la CFE.

Es una lástima que por razones de salud, razones familiares, en ambos casos, ellos hayan tenido que dejar este maravilloso proyecto, pero han sido y seguirán siendo factores fundamentales del éxito de la CFE, y es mucho todo lo que han aportado en esta gran Institución, desde luego, rinde frutos a millones y millones de mexicanos.

Así que muchas gracias, por todo lo que han hecho.

Saludo, también, a los trabajadores de la CFE.

Saludo a los empresarios y representantes de la Banca, a las asociaciones empresariales, también, aquí presentes, la Cámara Nacional de la Industria de Transformación (CANACINTRA). En fin.

A todos ustedes, amigas y amigos.

Es un gran aniversario para CFE.

No sé cómo se diga cuando se cumplen 75 años, es un aniversario de qué. Alguien que sepa de eso.

Diamante. Muy bien.

El aniversario de diamante de CFE. Yo ando cumpliendo mi aniversario de oro, también, así que me queda muy pendiente. Cuando yo nací, ya CFE llevaba 25 años funcionando.

Así que, quiero felicitarlos muy sinceramente por estos primeros 75 años de la CFE.

¿Por qué?

Porque la empresa ha contribuido de manera decisiva a la edificación de un México moderno en lo económico y en lo social. Me da gusto que estén reunidos aquí, varios exdirectores generales de la empresa, cuya visión y compromiso han sido clave para consolidar a la CFE como pilar del desarrollo nacional.

Y, en particular, reitero mi gratitud a quienes me han acompañado a lo largo de esta Administración; a Alfredo Elías Ayub, Antonio Vivanco y, desde luego, al maestro Jaime González Aguadé, quien ha tomado esta responsabilidad para completar este ciclo fundamental en la CFE.

Desde luego, saludo con afecto a los trabajadores de la Comisión que hoy nos acompañan; a los de todo el país; a los ingenieros, a las ingenieras, a los técnicos, a las técnicas, a empleados, empleadas de Comisión Federal en todo México, a los electricistas en general, que día a día están apoyando lo mejor de sí para llevar la energía a todos los rincones del país. Con ello, se promueve el progreso y el bienestar de las familias mexicanas.

La CFE ya está reconocida como una de las mejores empresas del mundo en su ramo, y para mí ha sido un honor trabajar con ustedes, al frente de ustedes, también, en esto seis años.

Hoy, se celebran ya 75 años de vida de la Comisión. Un día como hoy, precisamente, un 14 de agosto, mi paisano, el Presidente Lázaro Cárdenas emitió el decreto que creaba la CFE.

Y ahí se establecía, en su objetivo, que sería organizar y dirigir un Sistema Nacional de Generación, Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica basado en principios técnicos y económicos, sin propósitos de lucro, y con la finalidad de obtener el mayor rendimiento de los intereses generales.

Es justamente lo que ha hecho la CFE desde entonces. La empresa ha cumplido su labor con entrega y con responsabilidad.

El desarrollo que México ha alcanzado en las últimas décadas es claro, amigas y amigos, que no se podría entender sin la CFE. Hoy, la empresa se ha consolidado como un motor indiscutible del progreso de nuestra economía y del país en general.

La historia de México, la historia contemporánea y la historia de la CFE van, de alguna manera, amigas y amigos, de la mano.

No hay estrategia de desarrollo y no hay políticas públicas de desarrollo que se puedan entender sin la participación decidida de esta empresa.

Y esto es así, porque con la electrificación vienen muchas cosas a las comunidades del país.

Me dio mucho gusto hablar con la gente de Guaycora, en Sonora, porque ahí es donde está ya, prácticamente, el remanente de la gente que no tiene electricidad en México.

Nosotros ya, prácticamente, terminamos la tarea de llevarlo, más o menos, a las comunidades mayores más desarrolladas del país.

Tenemos un proyecto que se llama Luz para México, que es, precisamente, lograr una Bandera Blanca de electrificación a comunidades mayores de 100 habitantes en México. Y esto es algo muy importante.

Con la electrificación, además, viene la actividad económica, viene la creación de más oportunidades de progreso para nuestra gente.

México no sería el gran país que ahora tenemos, sin el compromiso de CFE y de sus trabajadores, porque gracias a su esfuerzo, a su talento, a su dedicación estamos construyendo, literalmente, una Nación más moderna, más fuerte y más próspera.

Hay algunos ejemplos que vale la pena recordar:

Primero. La CFE ilumina a México, ilumina cada vez a más mexicanos.

Baste señalar que cuando fue creada, hace 75 años, México tenía 18 y medio millones de habitantes, de ellos sólo siete contaban con electricidad, 7 de 18, alrededor del 38% nada más.

Y, por supuesto, imaginarán que ese 38% estaba en algunos centros urbanos, sin contemplar a las poblaciones rurales, donde vivía la mayor parte de la gente.

Déjenme, por cierto, contarles una anécdota personal que pocas veces he contado.

Mi abuelo, Luis Hinojosa González, probablemente antes de que existiera la CFE, una de las muchas cosas que hizo en su vida, porque tenía que mantener a 16 hijos, tenía que trabajar mucho, fue, también, dedicarse al asunto de la electricidad.

Entonces, en Puruándiro, donde nació mi madre, por cierto, en Michoacán, él introdujo la electricidad y, para ganarse la vida, contratava electricidad de la empresa que estaba, precisamente, en Guanajuato, creo que era, no recuerdo el nombre, y la llevaba y vendía a peso el foco.

Entonces, ponía sus foquitos en el pueblo, y electrificó varias comunidades así. Incluso, Zitácuaro, que es una de las ciudades más grandes, también, fue a ponerle electricidad, se dedicó a muchas cosas. En fin.

Pero, por las anécdotas familiares, me consta el esfuerzo enorme que implicaba llevar la electricidad al país. Y me da una idea clarísima de la proeza que significó para CFE electrificar a una Nación como México.

¿Cómo estamos ahora?

Miren. Hoy calculamos que si en el Censo del 2010 teníamos 112 millones de habitantes, hoy debemos andar por 115, y ya hoy 113 millones de mexicanos cuentan con electricidad.

Estamos hablando de más del 98%. Cuando yo entré a la Presidencia, era el 94%. Entonces, avanzamos 4% en estos años, que es mucho, pero es más si se consideran dos factores.

Uno. Que es un avance, considerando el incremento de la población, es un avance real que anda, considerando el aumento del número de habitantes.

Y segundo. Es un avance en el límite.

¿Por qué razón?

Porque cuando uno está muy retrasado en electrificación, se avanza mucho más rápido, pero ya cuando uno está llegando a las cifras marginales, a las últimas, el esfuerzo tiene que ser enorme.

Electrificar una colonia aquí, en la Ciudad de México, es rápido, se cablea. En fin.

Electrificar a una comunidad como Guaycora, que está a 40 kilómetros del punto más cercano de electricidad es mucho más complicado, es como bajar de peso.

Los primeros kilos son más fáciles cuando uno tiene mucho de más, pero ya los últimos son verdaderamente un lío.

Así es el esfuerzo que hemos hecho. Y hemos llegado al 98% de la población. Y con este proyecto de Luz para México, vamos a levantar Bandera Blanca en comunidades de más de 100 habitantes.

Y por eso, estamos haciendo, ya no el cableado, porque se vuelve incosteable, sino la electrificación con plantas generadoras renovables, en este caso, las celdas solares, como las que por cierto tenemos aquí, en el Museo Tecnológico.

Segundo. ¿Qué más hicimos en el Gobierno?, concretamente en esta Administración.

Seguimos impulsando grandes obras, que significan progreso y bienestar para las mexicanas y los mexicanos.

Lo dije y lo reitero: Desde antes de ser Presidente, dije que éste iba a ser el sexenio de la infraestructura. Y ha sido ya, amigas y amigos, el sexenio de la infraestructura.

Lo ha sido, por ejemplo, en carreteras, donde acabaremos, por ejemplo, con 22 mil kilómetros, más o menos, de carreteras construidas o modernizadas, que es más que lo que se construyó. Y modernizó en los dos sexenios anteriores juntos y casi lo que se construyó y modernizó de carreteras en los tres sexenios anteriores. Casi.

También, en materia de inversión eléctrica hicimos un gran esfuerzo. Entre 2007 y el 12, por ejemplo, debimos haber destinado, ya lo mencionaba el Secretario de Energía, por ahí del orden de 300 mil millones de pesos a la inversión de infraestructura eléctrica. Una cifra sin precedentes en mucho tiempo.

Pero, además, con obras monumentales. Sí, me tocó inaugurar, por ejemplo, como Presidente, la Presa de El Cajón, que fue un proyecto que venía desde el anterior sexenio, donde, por cierto, me tocó participar como Director del Banco Nacional de

Obras y Servicios Públicos (BANOBRAS), primero, y como Secretario de Energía, después, en una gran parte de los diseños de la Presa de El Cajón.

El diseño financiero de la Presa de El Cajón, por ejemplo, en el que trabajó mucho CFE, Energía, Hacienda y el propio BANOBRAS, fue clave, porque no había manera de hacer proyectos financiados de tanto dinero, de más de mil millones de dólares.

Y había que hacerlo, recuerdo, en un concepto que se definía, entonces que era hito, es decir, a cachitos, digamos, había que hacer el diseño financiero. Se completaba un hito y se volvía a financiar.

Y eso, ha permitido revolucionar la manera de financiar grandes obras de infraestructura. Ese sólo mecanismo financiero.

Entonces, me tocó inaugurar El Cajón, pero lo que decían hace un rato es bien significativo, amigas y amigos, aquí los ingenieros me corregirán, y mejor no decir nunca, pero, la verdad, es muy difícil que una presa, de las dimensiones de ésta, se empiece en un sexenio y se acabe en el mismo sexenio, porque duran años y años, literalmente.

La Presa de La Yesca, y ojalá sí la pueda ir a inaugurar, no sea que se echen para atrás mis palabras, la Presa de La Yesca va a ser una presa de su tamaño, como pocas, creo, si no es que la primera, que se inicia en un sexenio y se acaba en el mismo sexenio.

Como, también, la Regasificadora de Manzanillo, que estamos hablando de inversiones, amigos, de miles de millones de dólares.

En la Regasificadora de Manzanillo tuvimos que hacer, prácticamente, un puerto nuevo en la Laguna de Cuyutlán, además, respetando el mangle. Tuvimos que hacer una vía férrea nueva que pasa sobre la laguna, tuvimos que hacer un dragado

totalmente distinto, porque requieren esos barcos mucho mayor profundidad, etcétera, etcétera, etcétera.

El Proyecto Integral Manzanillo, que, también, es de las grandes obras de infraestructura de este sexenio.

Es decir, tres proyectos: El Cajón, Manzanillo y La Yesca, que hablan de la gran capacidad de las ingenieras y los ingenieros de la CFE.

La Presa de La Yesca, como se dijo, va a ser la segunda más grande del mundo por su tamaño, valdría la pena ver una imagen de la cortina, digamos, desde abajo, es realmente impresionante.

Tercero. La CFE, además, ha validado su carácter de empresa al servicio de México, porque ha estado con los mexicanos en tiempos bien difíciles.

Es significativo, y valdría la pena estudiar, por ejemplo, todo lo que les tomó a los americanos reconectar la electricidad en Nueva Orleans, después del Huracán Katrina. Fueron meses completos, meses.

En cambio, la CFE, cualquier huracán que pasé por aquí, desde el primero que me tocó a mí, que creo que fue el Dean, Alfredo, el Huracán Dean, allá, en Chetumal. En fin.

La reparación del servicio se hace en cuestión de horas, máximo días, una verdadera proeza que habla de la gran experiencia de los ingenieros de la CFE.

Hay trabajadores de la Comisión que han perdido la vida, muchas veces, por los riesgos que toman.

Pero eso ha sido constante. Ya se sabe, si viene un huracán, si viene cualquier otro fenómeno meteorológico, ya se sabe que CFE está lista y preparada para reconectar en cuanto pase, digamos, las rachas de viento más fuertes.

Pero otro ejemplo más claro, amigas y amigos, fue lo del Río Grijalva, en el año 2007, que sí está para el anecdotario, francamente, lo que pasó en aquél año. Imaginen ustedes el escenario, ubíquense en aquél Tabasco de 2007, súper inundado.

En tres días había caído el 30% del agua de todo el año, en promedio, en la Cuenca del Grijalva. Tabasco estaba inundado, se llegaba a calcular 60 o 70% de todo el territorio.

Y para quienes no conocen la zona, digamos que Tabasco es una gran planicie pantanosa, incluso, en puntos abajo del nivel del mar. Y la Cuenca del Río Grijalva viene de las montañas de la Sierra de Chiapas. Tabasco, está en un punto más elevado, donde están las cuatro grandes presas del Sistema de CFE.

El problema es que la última presa, la Presa Peñitas, está arriba de todo ese valle, que ya estaba inundado. Y si la Presa Peñitas, por ejemplo, tiene que desfogar a máxima capacidad, también, medio inunda ahí aquellas zonas. Ahora sí que llovería sobre mojado si hubiera que desfogar Peñitas.

¿Por qué se tiene que desfogar?

Obviamente, porque si no la presa puede reventarse. Si pasa los límites máximos de seguridad. Y así estábamos viendo cuánto se desfogaba de Peñitas para poder ir desahogando la inundación. En fin.

Pero una mañana me habla el Exdirector de la CFE, por ahí de las cuatro o cinco de la mañana, ya no me acuerdo. Seis, más o menos. Y me dice: Señor Presidente, tenemos un problema en la Cuenca del Río Grijalva. Sí, sí, ya lo sé. Está lloviendo mucho.

No, es que algo pasó, no sabemos qué pasó, no podemos llegar todavía. Y todo una incógnita, porque era un lugar de muy difícil acceso. Esperamos a que hubiera luz para mandar, desde el mismo en que se mandaron los primeros helicópteros, que por las malas condiciones del clima no pudieron volar en la noche, había que esperar a que hubiera luz del día.

Pero algo grave había pasado, según los primeros reportes que llegaban de algunos lugareños, que no tenían comunicación. Era un caos esa mañana. Hablé con el Gobernador de Chiapas.

Él mismo decía: el reporte que tengo de la gente, y él creía que era un volcán, porque ahí estaba el Chichonal. Pensaba que era un volcán, porque la gente dice se sigue moviendo el terreno y han muerto muchas gentes. En fin. Era una situación que por al menos de larga distancia, se oía medio dantesco.

Finalmente, fui yo mismo a aquel lugar, y se había desprendido todo el cerro. Hagan de cuenta, un tajo completito de cerro sobre el río y estaba bloqueando todo el río en una situación muy inestable, porque en cualquier momento ese tapón que no estaba diseñado por los técnicos de CFE, hay que decirlo.

Corría el peligro de reventar, eso es lo que iba a pasar cuando acumulara presión suficiente iba a reventar, iba a provocar una avalancha de millones de metros cúbicos de agua súbita sobre la Presa Peñitas, que estaba como a cuatro kilómetros de ahí, con lo cual iba a reventar la Presa Peñitas, con lo cual iba a sobreinundar todavía el Valle de Tabasco.

De esa magnitud era la gravedad de lo que estaba ocurriendo. No había manera de llegar, se tardaron varios días en abrir caminos de acceso. Recuerdo la discusión enorme para llevar la maquinaria, si la íbamos a llevar en pangas desde Peñitas, si le íbamos a abrir caminos. Finalmente, hubo una práctica de todo.

¿Cuál era el reto?, amigas y amigos.

Que como seguía lloviendo en Chiapas, el río seguía acumulando presión sobre El Caído, que así se le llamó al desgajamiento del cerro, y este río, antes de que se reventara el famoso Caído, iba a ser una verdadera tragedia sobre Tabasco. No habría refugio, digamos, en Villahermosa que pudiera contener a la gente ante un cataclismo de esa magnitud.

Entonces, con la colaboración entre CFE y Comisión Nacional del Agua (CONAGUA), se hizo todo un equipo con los mejores ingenieros y las mejores empresas de México, y a cavar un túnel o un canal de desfogue de El Caído.

Y se exploraron todas las alternativas. Yo recuerdo que todos nos pusimos a estudiar qué se podía hacer. El material que le llegaba al Director, entonces Alfredo, nos lo pasaba.

Recuerdo que exploramos alternativas, y nos dijeron: Hay una experiencia muy parecida en Ecuador, en la Presa de La Josefina, así se llamaba.

Entonces, resulta que, también, se había desprendido un cerro en Ecuador y, también, tenían ese riesgo. Pero entonces, los militares ecuatorianos que estuvieron a cargo de la obra, para poder abrir el canal más rápido, empezaron a dinamitar el canal para abrirlo.

Pero eso ocurrió, eso generó, un mayor desprendimiento sobre El Caído, lo cual hizo imposible, y al final tronó con la presión del agua, todo aquello, y fue un caos enorme aguas abajo, en la experiencia más conocida o más cercana que era la adecuada.

Habría que trabajar y habría que trabajar contra reloj, y, entonces, yo recuerdo que mandé a poner una cámara, bueno, había cámaras, y pedí que me conectarán en vivo, online, digamos, de Internet al escritorio, a la computadora de mi escritorio. Entonces, 24 horas al día podía observar el avance de los trabajos de El Caído, y todos los días, Alfredo me reportaba a qué nivel, a qué cota iba la perforación del canal.

Es que vamos ya en la cota 112, es que llegamos a la cota 108 y es que llegamos a la cota 97, y hasta que llegáramos a la cota 82, no me acuerdo cuál era, pero una de esas, era que finalmente podía abrir el agua.

Apenitas, finalmente, logramos abrir ese canal y hoy, probablemente, es uno de los retos más estresantes que nos tocó vivir en esos años con CFE, pero, también, yo creo que aunque no es una de las obras más visibles, porque, ahora sí, que no es una presa, no es un puerto, es simplemente un río, el que vaya, ahí va a ver un río con un canal, pero tuvieron que removerse 20 millones de metros cúbicos.

Lo que se tuvo que remover, nos explicaban acá, para corregir la falla de La Yesca, fueron cinco.

20 millones de metros cúbicos, amigas y amigos, para que nos demos una idea, es haber movido, entre noviembre y diciembre de 2007, 20 veces la Pirámide del Sol de Teotihuacán, 20 veces. Ahora sí que abriéndole pasó.

Y, finalmente, están funcionando los túneles que se hicieron después, bastante bien.

Eso, una proeza de ingeniería mexicana, le valió a CFE el Premio Edison 2009, como el más prestigiado a nivel internacional que se otorga a empresas del mundo.

Cuarta cosa que vale la pena destacar en estos años. La entrega y el compromiso de los trabajadores de Comisión, que ha sido clave para llevar el servicio eléctrico o sostener el servicio eléctrico en esta Zona Centro del país.

También, esto para entrarle, a lo mejor no tan detallado ahorita, porque no quiero tomar mucho tiempo, pero déjenme decirles, déjenme decirles.

Desde que yo era Secretario de Energía, habida cuenta de los problemas de Luz y Fuerza, era evidente que la empresa había salido, totalmente, de cualquier parámetro de competitividad y que los costos iban en aumento.

Y desde que yo fui Secretario de Energía, en las negociaciones para evitar la huelga de Luz y Fuerza, llegamos a un convenio de productividad con el sindicato, entonces, de Luz y Fuerza, el SME.

Después yo salí de la Secretaría de Energía por razones que no vienen a cuento en este momento, no me acuerdo.

Y, desgraciadamente, ese convenio nunca se cumplió.

Cuando en 2007, 2008, tuvimos que volver a negociar el Contrato Colectivo, el reclamo del Gobierno Federal era, por qué no se había honrado la palabra de aquel Compromiso de Competitividad.

Y, en 2008, incluso, en la negociación del Contrato Colectivo, publiqué el Primer Decreto de Intervención de Luz y Fuerza, el Decreto se publicó en el Diario Oficial.

Y a las 10 de la mañana, pocas horas o minutos antes de que entrara CFE a tomar posesión, digamos así, de Luz y Fuerza. Finalmente, se llegó a un acuerdo con el entonces sindicato.

Pero la condición que establecimos, era que se cumpliera un Convenio de Productividad y Competitividad de Luz y Fuerza, porque si no, de otra manera, y se sabía, no había alternativa más que intervenir la empresa.

Se firmó ese convenio, y ese convenio nunca se cumplió. Se alegó. Qué bueno. El convenio estaba firmado, pero como iba contra el Contrato Colectivo de Luz y Fuerza, no lo iban a cumplir y todos tan campantes. Y se les hizo saber a los señores que no, aquí no es todos tan campantes, ni aquí va a seguir todo igual. O se cumple el convenio, o tendremos que hacerlo cumplir.

Pasó el tiempo, pasaron todas las cosas. Veíamos que iba deteriorándose el problema de Luz y Fuerza, la pérdida de competitividad. En fin.

Y un problema sindical que comenzó a surgir ahí. Pero al Gobierno, finalmente, a la hora de que se preparaba el presupuesto para el año 2010, era evidente que no le quedaba otra alternativa.

Los subsidios que tendría que dedicar el Gobierno Federal a Luz y Fuerza serían del orden de 50 mil millones de pesos para el año 2010, y creciendo. 50 mil millones de subsidio, por encima de lo que se cobra de tarifas al usuario. Y eso, definitivamente, no podía seguir.

Pero no podía intervenir, al ser una empresa así, si no se reunían una serie de requisitos. Y entonces, en la Oficina de la Presidencia de la República, reunidos con varios funcionarios públicos, algún día escribiré quiénes, ante la idea y la propuesta de que hubiera la intervención de Luz y Fuerza del Centro, establecí 10 condiciones

sin las cuales no habría intervención. Si no se cumplía una sola de las 10, no habría intervención.

Pero, entre las condiciones más importantes para ir adelante en una decisión tan crítica, tan delicada, tan compleja, como era la intervención, estaba la capacidad operativa de CFE.

Y el reto de poder hacer una intervención sin suspender el servicio en la Zona Metropolitana y en el Centro de la República.

Y claramente se lo comenté al ingeniero Elías Ayub, también. Y la respuesta, independientemente de las consideraciones políticas, sociales, etcétera, es que puede pasar esta circunstancia, es que puede pasar esto.

Pero, a ver, podemos asegurar que los trabajadores de CFE pueden operar Luz y Fuerza del Centro o tomar el servicio que dejaría, en este caso, Luz y Fuerza con la extinción. Se valoró. Y cuando llegamos a la conclusión de absoluta certeza de que se podía hacer, entonces, se avanzó en esas decisiones.

Hubo otras condiciones que se fueron verificando una a una. Y, finalmente, en octubre de hace casi tres años, se tomó la decisión y se intervino. No hubiera sido posible, amigas y amigos, sin el valor, la capacidad técnica y la entrega, y, sobre todo, quiero subrayar, el enorme amor a México de las y los trabajadores de CFE. Que en el instante, pudieron operar sin problemas la distribución en la Zona Centro del país.

Implicó, por ejemplo, que CFE pasó de 28 millones de usuarios a 35 millones de usuarios en una sola noche. Es decir, un reto descomunal de un incremento de casi 25% de su servicio. Y se hizo prácticamente con la octava o la sexta parte del personal que solía operar en la Zona Centro del país.

Una titánica tarea, brindar servicio a más de 6 millones de usuarios sin interrupciones. Y, una vez más, los trabajadores de la Comisión demostraron con hechos, no sólo las capacidades técnicas, insisto, para llevar a cabo sin sobresaltos la distribución de electricidad en la Zona Centro del país, sino un enorme patriotismo y amor a México, que yo les agradezco y les admiro.

Y, desde entonces, en la Zona Centro, esta empresa se ha venido modernizando de manera sostenida para que el servicio sea cada vez más eficiente y de más calidad.

Y quinto, que ya se ha comentado aquí. Que la CFE no sólo ha promovido la generación de más energía eléctrica, sino, también, de manera cada vez más limpia y cada vez más sustentable.

Miren, cuando yo entré a la Presidencia, solo había un megawatt de capacidad de energía eólica, un megawatt. Eran cuatro hélices, cada una de a cuartito de megawatt experimentales ahí, en La Venta.

Ya venía caminando un proyecto que, también, me tocó supervisar como Secretario de Energía; el primer campo eólico en La Venta, creo que era La Venta II, porque La Venta I era el de este megawatt ahí, instalado.

Y me tocó el privilegio de inaugurar el primer campo eólico en serio, digamos, 100 megawatts, precisamente. Yo tengo la fortuna, la satisfacción, el privilegio de que termino mi Presidencia con 1 mil 500 megawatts operando ya, y por lo menos otros 300 ya construidos, que ya están en prueba como las vimos, y que espero poder, también, ir a inaugurar.

Y otros 2 mil, quizá, proyectos en curso, o por lo menos 1 mil 500, que harán del campo eólico de Oaxaca uno de los más productivos, no sólo de América, sino del mundo.

De hecho, el último campo que inauguré es el más grande de América. Por poquito le ganamos a un campo americano que está por ahí, pero ya es el más grande de América, y como ustedes oyeron, de los más productivos.

¿Por qué?

Porque las empresas eléctricas que se están yendo a eólica, por condiciones de ahorro de energía y costos de otras. Como ustedes oyeron, para operar requieren por lo menos un 22 o 23%, digamos, de frecuencia del viento.

Y aquí, en Oaxaca, están operando a 40%; 40% del tiempo está funcionando el generador, lo cual le da una enorme ventaja competitiva.

Y así como están las eólicas en Oaxaca, están las plantas solares, aún experimentales, porque siguen siendo costosas, pero que nos acercan a la meta que queremos.

Hoy, amigas y amigos:

La CFE, también, es una empresa limpia en ese sentido. Y ya hemos alcanzado. Ahí en el video decía que estamos alcanzando, pero en realidad ya alcanzamos más del 25% de energía renovable de la electricidad del país.

Y ahora que terminemos La Yesca, probablemente le andemos pegando un poquito más. En fin.

Amigas y amigos:

Hoy que cumplimos 75 años, que cumple 75 años CFE. Yo quiero agradecerles sinceramente a todos ustedes su apoyo; a las y a los trabajadores, a las y a los ingenieros, a las y a los directivos de CFE, a todos los que han estado y que veo aquí, en la fila de adelante, a quienes han acompañado a la Administración Pública como

directores y que ya he mencionado, a Jaime González Aguadé que ha tomado la batuta este mismo año; a Antonio Vivanco, a Alfredo Elías Ayub y a todos, también, amigas y amigos, no sólo los usuarios, sino los clientes de la CFE en todo el país, por su paciencia, por su apoyo a esta gran empresa, que es orgullo de todas y de todos los mexicanos.

Que la CFE cumpla muchos, muchos años más, y que siga sirviendo con generosidad al pueblo de México.

Muchas felicidades a todos”.

Fuente de información:

<http://www.presidencia.gob.mx/2012/08/el-presidente-calderon-en-la-conmemoracion-del-75-aniversario-de-la-comision-federal-de-electricidad/>