



energía a debate

Una revista escrita por expertos del sector energético



Analizando la Reforma



**Oportunidad para despegar
en gas y electricidad**

Entrevista a Jaime Williams. (CCE)

Control de costos en CFE, opción para bajar tarifas

Gerardo Bazán, Gilberto Ortiz y Jesús Cuevas

También Pemex requiere evaluar sus costos Enrique Rojo Granados

Cómo lograr el desarrollo exitoso del shale José Pablo Rinkenbach

El régimen fiscal de los contratos petroleros Sergio A. Ramírez

Proporcionando Servicios Integrales

a lo largo de la cadena de
valor del petróleo.

Diseño, instalación, inspección, mantenimiento
y rehabilitación de plataformas e instalaciones
de producción.



SERVICIOS COSTA AFUERA

Comercialización y distribución de gas natural
en los sectores residencial, comercial e
industrial, por gasoducto y sobre ruedas.



PRODUCCIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE GAS

Servicios integrales para la exploración y
explotación de hidrocarburos en campos
maduros de petróleo y gas.



EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Aseguramiento de la integridad, confiabilidad
y mantenimiento de ductos de transporte de
hidrocarburos.



MANTENIMIENTO INTEGRAL DE DUCTOS

The world's leading sustainability consultancy



Our key services are the following:

- Corporate Advisory Services (CAS)
- M&A Advisory Services
- Site Search/ Environmental Planning
- Environmental Impact Assessment (EIA)
- Social Impact Assessment (SIA)
- Occupational Health & Safety Services
- Oil Spill Contingency Planning



Environmental Resources Management is a leading global provider of environmental, health, safety, risk, social consulting services and sustainability related services. We have more than 5,000 people in over 40 countries and territories working out of more than 150 offices. ERM is committed to providing a service that is consistent, professional and of the highest quality to create value for our clients.

Over the past three years we have worked for more than 50 per cent of the Global Fortune 500 delivering innovative solutions for business and selected government clients helping them understand and manage the sustainability challenges that the world is increasingly facing.

With nearly 20 percent of ERM's work being performed for the oil and gas industry, we have completed more than 5,000 projects working with some of the world's largest and most recognized oil and gas firms worldwide.



Mexico City t.: +52 55 5000 2500 erm.mexico@erm.com www.erm.com



¡Vigésimo
segunda
edición!

THE GREEN EXPO

Global Resources Environmental & Energy Network
EXPOSICIÓN Y CONGRESO

24-26
SEPTIEMBRE
2014

WTC
CD. DE MÉXICO

SOLUCIONES
PARA LAS
INDUSTRIAS

SOSTENIBLES



CONIECO
XXII Congreso
Internacional
Ambiental

Enviro
Pro



Water
Mex

Green
CITY

ORGANIZADO POR:



CERTIFICADO POR:



@thegreenexpo The GREEN Expo The GREEN Expo

WWW.THEGREENEXPO.COM.MX

Mayores informes:
Angélica Rodríguez Dufau
angelica@ejkrause.com
(52.55) 1087.1650 Ext. 1159

energía a debate

Una revista escrita por expertos del sector energético

Año 10 Edición No.63 julio/agosto del 2014.
México, D.F.

DIRECTOR GENERAL

David Shields Campbell

GERENTE GENERAL

José Mario Hernández López

GERENTE DE RELACIONES PÚBLICAS

Ing. Alfredo Rangel Islas

rangel_energiaadebate@yahoo.com.mx

GERENTE DE PUBLICIDAD

Jessica Roxana Tobón Martínez

COORDINADOR DE PROYECTOS

Ulises Juárez

U.S. ADVERTISING:

Dr. George Baker.

P. O. Box 271506

Houston TX 77277-1506

g.baker@energia.com

DISTRIBUCIÓN: Héctor González B.

DISEÑO: Concepción Santamarina E.

SITIO INTERNET: Eduardo Lang

ADMINISTRACIÓN: C.P. Adrián Avila



Circulación certificada por
LLOYD INTERNATIONAL



Miembro activo de
PRENSA UNIDA, A. C.
www.prensaunida.org

www.energiaadebate.com

INFORMACIÓN SOBRE
PUBLICIDAD Y SUSCRIPCIONES AL
CORREO ELECTRÓNICO:

energia_adebate@yahoo.com.mx

mundi.comunicaciones@yahoo.com.mx

Y A LOS TELÉFONOS:

5592-2702 y 5703-1484

REVISTA ENERGÍA A DEBATE. Año 9 Edición No. 63 julio/agosto de 2014. Es una publicación bimestral editada por Mundi Comunicaciones, S. A. de C.V. Sadi Carnot No. 35-21A Col. San Rafael C.P. 06470 Delegación Cuauhtémoc. Tels: 55 92 27 02 y 57 03 14 84. www.energiaadebate.com; mundi.comunicaciones@yahoo.com.mx. Editor responsable: José Mario Hernández López. Reservas de Derechos al Uso Exclusivo No. 04-2013-011710160400-102. ISSN 2007-6092. Licitud de Título 14315. Licitud de Contenido No. 11888, ambos otorgados por la Comisión Calificadora de Publicaciones y Revistas Ilustradas de la Secretaría de Gobernación. Permiso SEPOMEX No. PP09-1629. Impresa por Talleres Lara, Lourdes No. 87 Col. Zacahuitzco Deleg. Benito Juárez C.P. 03550. Este número se terminó de imprimir el 29 de junio, con un tiraje de 12,000 ejemplares. Las opiniones expresadas por los autores no necesariamente reflejan la postura del editor de la publicación. No se permite la reproducción total o parcial de los contenidos de la publicación sino bajo previa autorización del editor responsable.

Editorial

Avanza la Reforma (pese a todo)

A veces parece que la Reforma Energética es un rehén la de la política partidista. Luego, sí hay señales de avances en su implementación. Preocupa, sin duda, que haya retrasos y que muchos de los plazos establecidos en los Transitorios Constitucionales en diciembre de 2013 no se hayan cumplido. No obstante, el andamiaje de la Reforma, basado en las enmiendas a los artículos 25, 27 y 28 Constitucionales, se mantiene intacto. Por ello, ningún analista serio cree que se le pueda dar marcha atrás y volver a un esquema monopólico caduco.

Existe un intenso debate aún sobre numerosos aspectos de la Reforma. En términos muy generales, podemos afirmar que la Reforma Energética mexicana se inspira en el modelo brasileño y ello es evidente en muchos de sus conceptos macro: la Ronda Cero, la apertura amplia al capital privado, las licencias petroleras, las empresas nacionales dominantes, entre otros. Por lo anterior, hay semejanza también con los exitosos modelos de Colombia y Noruega.

Sin embargo, al rascarlo un poco, vemos que en los pormenores, la Reforma mexicana es sui generis y puede llegar a ser muy diferente de las experiencias observadas en otras latitudes. Construir un modelo propio y único no es nada fácil, sobre todo en un país complejo con un sistema energético maduro. Es más difícil aún discutir y afinar los detalles en un ambiente político enrarecido, como el que a últimas fechas ha prevalecido.

Además, nos cuesta trabajo transitar a una nueva realidad y dejar atrás el modelo de ayer. Esto sucede, en particular, con los esfuerzos para convertir a Pemex y CFE en “empresas productivas del Estado”, lo cual implica brindarles flexibilidad y mayor libertad en múltiples sentidos. Esto, según una interpretación, allana el camino para cometer actos de corrupción sin que haya sanciones administrativas. La respuesta a esa inquietud es que Pemex y CFE tendrán sus auditorías internas y procesos propios de su condición como empresas y que las sanciones administrativas son propias de gobierno, no de empresas.

Este asunto, como otros aspectos de la Reforma, revela reticencia a superar los conceptos del pasado, incluso el deseo de mantener un pie en el ayer, mientras que el otro pie se estira hacia el futuro, como si quisiéramos lo mejor de ambos mundos. Esto, a su vez, genera contradicciones. Queremos que Pemex sea un empresa, competitiva y ágil, como Petrobras o Ecopetrol, pero no queremos romper por completo su cordón umbilical con el gobierno, dejarlo cotizar en Bolsa y sujetarlo plenamente a la disciplina de los mercados, como sucedió con las empresas nacionales de Brasil y Colombia.

Irónicamente, su condición de estatalidad puede hacer que Pemex y CFE sean socios atractivos para nuevos jugadores en la industria energética de México, pero, al mismo tiempo, desincentivar que lleguen capitales masivamente para trabajar en proyectos fuera del ámbito de CFE y Pemex. En fin, este juego apenas empieza, el debate continuará y todo puede suceder. Por lo pronto, esperamos más definiciones sobre las reglas de ese juego.

David Shields.

Todos los análisis y puntos de vista expresados en esta revista son responsabilidad exclusiva de los autores y no reflejan la opinión de las instituciones, asociaciones o empresas a las que pertenecen.

Tamaulipas • Nuevo León • Texas • Coahuila • Chihuahua

Border Energy Forum

XXI

United States • Mexico

October 15-17, 2014

15-17 de octubre de 2014

Monterrey, Nuevo León

**Energy and the Environment:
Good Border Business**

**Energía y el Medio Ambiente:
Un Buen Negocio Para la Frontera**

borderenergyforum.org
512.463.3918



TEXAS GENERAL LAND OFFICE
Jerry Patterson, Commissioner
P.O. Box 12873 • Austin, Texas 78711-2873



New Mexico • Arizona • Sonora • Baja California • California

Contenido

¿Qué se requiere para el desarrollo exitoso del *shale* en México? **8**
JOSÉ PABLO RINKENBACH LIZÁRRAGA...

Control de costos en CFE para reducir las tarifas eléctricas. **14**
GERARDO BAZÁN NAVARRETE, GILBERTO ORTIZ MUÑOZ Y JESÚS CUEVAS SALGADO...

Cambiar y competir, el reto de Pemex. **22**
ENRIQUE ROJO GRANADOS...

La Reforma, oportunidad para despegar en gas y electricidad. **24**
ENTREVISTA A JAIME WILLIAMS...

Por la democratización de las energías renovables: Joaquín Coldwell **32**

La Reforma confronta la necesidad con los intereses. **35**
LUIS VIELMA LOBO...

Aristas de la Reforma. **39**
RAMSES PECH...

Carta de la Red por la Transición Energética en relación a la NOM-020-ENER-2011 Eficiencia energética en edificaciones. **41**

¿Crecerá la producción de crudo? **44**
FERNANDO CHAVARRÍA...

El régimen fiscal de los contratos petroleros. **46**
SERGIO A. RAMÍREZ...

Petróleo y medio ambiente. **58**
ÁLVARO RÍOS ROCA...



¿Qué se requiere para el desarrollo exitoso del *shale* en México?

El esquema fiscal, contractual y económico para la explotación de los recursos convencionales no es apropiado para la producción de recursos en lutitas.

JOSÉ PABLO RINKENBACH LIZÁRRAGA*

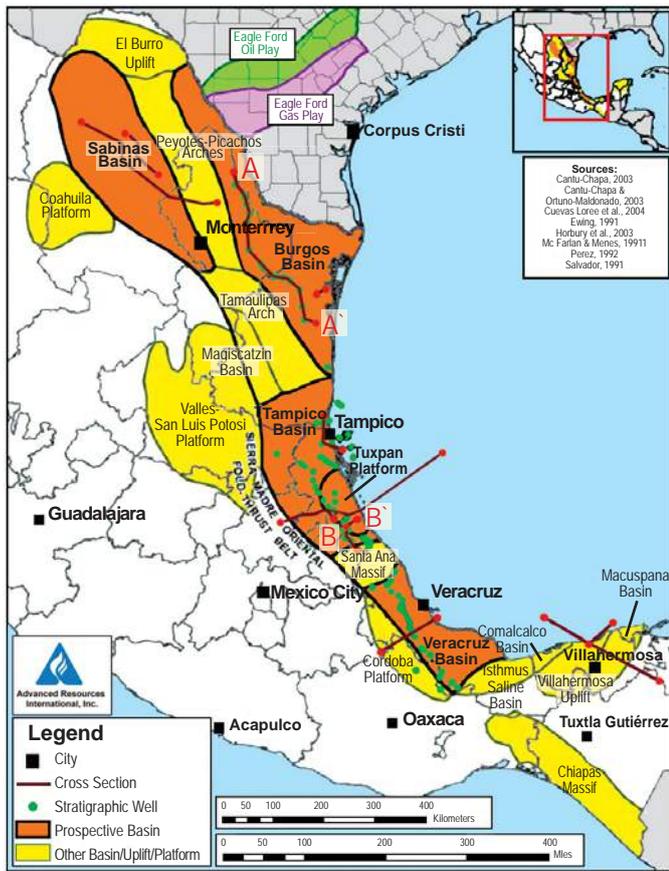
Por sencillo que parezca, la primera y más importante consideración para el desarrollo exitoso de la industria de recursos no convencionales de *shale* es reconocer su calidad de recurso no convencional. No obstante la simplicidad y lo lógico de esta afirmación, en varios países, incluyendo México, se ha utilizado un esquema fiscal, contractual y económico inspirado en el modelo de explotación de yacimientos convencionales. A diferencia de los yacimientos convencionales, el *shale* se caracteriza porque:

1. **No existe fase exploratoria como en los yacimientos convencionales**, ya que desde el inicio se conoce donde se ubica la roca madre.⁽¹⁾ En este sentido, los trabajos exploratorios en yacimientos no convencionales consisten en identificar los *sweet spots*. Los primeros trabajos geológicos, geofísicos y de perforación no tienen por objetivo el descubrimiento de una estructura petrolera, sino identificar el volumen de roca disponible, así como su composición química y el potencial de ser fracturada. Por ello:
 - o No existe *per se* un “descubrimiento comercial”, sino el objetivo consiste en ubicar dichos *sweet spots* donde se anclará el desarrollo.
 - o No tiene sentido económico contemplar cláusulas de devolución de área para incentivar actividad exploratoria acelerada. De hecho, las cláusulas de devolución de área afectan sensiblemente la rentabilidad de los proyectos, que a su vez impacta en el atractivo y éxito de las rondas petroleras.
2. **No existe un yacimiento o campo *per se***, sino un “volumen de roca madre”. Por ello, en *shale* se habla acerca de la necesidad de “crear un yacimiento” a través del uso de técnicas de perforación horizontal y de fracturas. Por esta razón:

- o No puede existir un plan de delimitación del yacimiento.
 - o No hay necesidad de contemplar dentro de los contratos cláusulas de unificación de yacimientos.
3. **Si bien no existe riesgo exploratorio *per se*, sí existe riesgo geológico, dado el potencial de la calidad de la formación y su “fracturabilidad”**. En este sentido, **los estimados de potencial de reservas y de producción no son tan robustos como en yacimientos convencionales**. Los estimados de potencial para *shale* dependen preponderantemente de qué tan “fracturable” es cada pozo. Por anterior, no se pueden extrapolar con alto grado de certidumbre los resultados de pozos pasados para los pozos futuros a perforar.⁽²⁾
 4. **No existe un “programa de trabajo predeterminado” ni un “plan de desarrollo”** para el proyecto, ya que *ex ante* se desconoce tanto la calidad como la fracturabilidad de cada sección de la roca madre y por consiguiente económicamente qué tan rentable será la perforación. Por ello no existe un nivel óptimo de perforación, sino que dicha actividad se da de manera continua y hasta en tanto los niveles de producción a nivel de cada pozo permitan recuperar las inversiones y gastos involucrados.
 5. **La productividad de los pozos de *shale* sigue un patrón asintótico**, por lo cual el mayor aporte económico se registra durante los primeros 2 a 4 años. Por ello, el comportamiento del pozo con posterioridad se vuelve irrelevante en términos económicos.
 6. El **tamaño del área** y la existencia de **sísmica 3D** inciden considerablemente en la identificación de los *sweet spots* y por consiguiente en los estimados de potencial y de rentabilidad de cada proyecto, ya que determinan el “volumen de roca madre explotable”.

(*) José Pablo Rinkenbach Lizárraga es Maestro en Negocios por Rochester y cuenta con diversos estudios especializados en materia contractual y fiscal en la industria petrolera. Es Director General de Aında Consultores, firma especializada en estrategias de negocio, fiscales y contractuales, principalmente en el área energética y que recientemente fue reconocida como “Empresa Mexicana 2014” por el Latin American Quality Institute.

Mapas de regiones con plays de shale gas en México



(US -EIA. "World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the US". IV.2011)



Si bien los recursos no convencionales como *shale* tienen varias diferencias *vis a vis* los yacimientos convencionales, como las mencionadas anteriormente, los dos aspectos económicos más distintivos son:

1. Limitadas economías de escala por requerimientos continuos de inversión para mantener niveles de producción y
2. Rendimientos marginales decrecientes de los pozos adicionales a perforar.

Los dos puntos anteriores implican que, a diferencia de lo que ocurre con los desarrollos de yacimientos convencionales, en *shale* no exista una relación lineal o directa entre el tamaño de un proyecto y su rentabilidad o tasa interna de retorno.

No obstante lo crítico de lo antes mencionado, en México la discusión del desarrollo del *shale* pareciera que se ha reducido al tipo de modelo contractual requerido: licencia vs. contrato de producción o ganancias compartidas. De hecho, en el país existe la creencia generalizada que el modelo de contrato es el elemento más crítico para garantizar el éxito

del desarrollo de un proyecto de explotación y producción petrolera, cuando a nivel internacional se observa que es un "elemento necesario mas no suficiente". Incluso en México se observa cierta predisposición por el uso del esquema de licencias para el desarrollo de *shale*, ya que el simple uso de éstas "garantiza" el éxito, puesto que así ha sucedido en los Estados Unidos.

A nivel internacional el uso de un tipo de modalidad contractual sobre otro se ha dado más por una familiaridad de las autoridades con el esquema (ya sea licencias o contratos de producción o ganancias compartidas) que por un análisis técnico detallado acerca de cuál esquema es más conveniente. Por lo anterior, no extraña que en el desarrollo del *shale* en Estados Unidos se utilicen licencias, en Indonesia contratos de producción compartida (CPC) y en Brasil ambos. Curiosamente en Estados Unidos, Indonesia y Brasil se utilizan para el desarrollo de yacimientos convencionales las licencias, los CPC y ambos, respectivamente.

Si bien el desarrollo del *shale* en los Estados Unidos ha

Plays en México	Recursos estimados (EIA)	Estimados de Pemex (bajo, medio, alto)
Cretácico superior	507	54-106-171
Cretácico medio	8	0
Jurásico superior	166	95-190-285
TOTAL	681	150-297-459

sido, sin lugar a dudas, un caso de éxito a nivel internacional, los factores y el contexto bajo el cual se dio dicho fenómeno son sustancialmente diferentes al caso mexicano y al de la mayoría de los países a nivel internacional. El desarrollo del shale a nivel internacional se encuentra en una etapa todavía muy incipiente por lo que aún no se puede afirmar contundentemente si el esquema de licencias es superior al de CPC o viceversa. De hecho, hace un año la India constituyó un comité encargado de analizar las ventajas y desventajas de los diversos esquemas contractuales para el desarrollo del *shale* en su país. A la fecha, dicho comité aún no ha publicado sus conclusiones.

Un aspecto crítico en el éxito del *shale* en los Estados Unidos ha sido (i) la existencia de infraestructura instalada y (ii) su régimen fiscal. Dada la limitada presencia de economías de escala en *shale*, la existencia de infraestructura instalada mejora sensiblemente las economías de estos proyectos. Por ejemplo, mientras que en Europa los proyectos de *shale gas* tienen un precio de equilibrio de alrededor de \$7 a \$8 dólares por MMBTU, en los Estados Unidos el nivel es alrededor de \$3.5 dólares. Esto último resulta sumamente crítico para el armado de la ronda petrolera de *shale* en México, ya que implica que la misma sea diseñada tomando en cuenta que:

- El desarrollo de *shale* debe realizarse agresivamente y no de manera gradual y por etapas. Un desarrollo masivo (i) facilitaría la generación de economías de escala en la infraestructura de superficie que no existe y que incide de manera importante en la rentabilidad de estos proyectos y (ii) minimizaría la posibilidad de monopolios naturales.
- El tamaño de los bloques deberá ser mucho mayor que lo observado en yacimientos convencionales para mejorar

las economías de los proyectos. Mientras que en Polonia se ha utilizado un tamaño de 100 km² que no ha atraído a un número elevado de inversionistas, en China los bloques han oscilado entre 5,000 y 10,000 km² y ha sido muy exitoso. Posiblemente, el tamaño en México para los bloques en *shale* podría ubicarse en entre 1,000 y 3,000 km² dado el muy bajo nivel de actividad en un área mayor a los 100 mil km².

- El modelo contractual y fiscal deberán ser suficientemente flexible para ir evolucionando conforme se vaya generando nueva información. En la actualidad, se han perforado alrededor de 20 pozos en *shale* en todo México y la cantidad de sísmica 3D disponible es muy baja.

Es crítico reconocer que el régimen fiscal es tan o más importante que el modelo contractual para el desarrollo exitoso del *shale*. Si la discusión en México se limita a análisis reduccionistas acerca de si la licencia es o no superior al contrato de producción/ganancias compartidas, estaremos condenando el desarrollo del *shale* en el país al fracaso. La principal diferencia económica entre una licencia y un contrato de producción/ganancia compartida es que la licencia por diseño original permite la consolidación fiscal, que incentiva mayor actividad en áreas con alto riesgo geológico o requerimientos exploratorios. Un régimen fiscal que minimice la consolidación fiscal hace económicamente indiferente una licencia de un contrato de producción/ganancia compartida. Las iniciativas de Ley en materia energética en México están diseñadas bajo una visión de *ring fencing* donde se limita la consolidación fiscal a nivel de cada contrato.

En el caso de los Estados Unidos, el régimen fiscal de



ABS Group

Services de México S.A. de C.V.

Administración de Activos

MONTERREY

rvega@abs-qe.com

VERACRUZ

jorosa@eagle.org

MÉXICO

mcinta@eagle.org

CD CARMEN

jtorga@eagle.org

REYNOSA

agonzalez@eagle.org

- ✓ Revisión del Diseño
- ✓ Verificación y Certificación.
- ✓ Inspección a proveedores a suministros de equipo y maquinaria.
- ✓ Estudios de fabricación.
- ✓ Evaluación de proveedores.
- ✓ Control de proyectos.
- ✓ Supervisión de proyectos.
- ✓ Proyecto de Servicios de Riesgo.
- ✓ Representación del propietario.
- ✓ Soporte de ingeniería.
- ✓ Desarrollo de procedimientos.
- ✓ Puesta en marcha.
- ✓ Inspección basada en riesgo IBR.
- ✓ Gestión de activos.
- ✓ Gestión en la integridad de activos.
- ✓ Gestión en arranque adentro de activos.
- ✓ Verificación de la ingeniería.

ABS Group Services de México es una compañía dedicada a la gestión de la integridad, la seguridad y los riesgos a nivel mundial, con experiencia desarrollando proyectos complejos en todo el mundo. Como subsidiaria de ABS, tenemos oficinas en más de 30 países y, más de 1,100 empleados alrededor del mundo.



Hamburgo #254-20

Col. Juárez, C.P. 06600, México D.F.

Tel. 52 (55) 5511 4240 FAX 52(55) 5525629

mcinta@eagle.org, smorales@absconsulting, cgonzalez@eagle.org

shale permite la consolidación fiscal y adicionalmente tiene una estructura que incentiva la búsqueda continua por parte de los operadores de mejoras tecnológicas para obtener un mayor beneficio después de impuestos. Por ello no es extraño que las mejoras tecnológicas en *shale* se desarrollen precisamente en este país.

La importancia del régimen fiscal para el desarrollo del *shale* se puede ejemplificar aún con más claridad con el caso de Polonia, donde, a pesar de tener niveles atractivos de recursos de *shale*, se cometieron errores básicos de diseño fiscal petrolero que han afectado el desarrollo de dicha industria. No obstante que el *shale* por estructura registra rendimientos marginales decrecientes, Polonia utiliza esquemas de “factores R” que limitan innecesariamente la rentabilidad de los proyectos, lo cual consecuentemente reduce el atractivo económico para invertir en proyectos de este tipo en ese país.

Incluso existe un caso más extremo de diseño fiscal incorrecto que el de Polonia, y éste es el de Argelia, que utiliza conceptos de factor R y establece una tasa interna de retorno máxima de 20%. Este diseño asume que la tasa interna de retorno es el indicador más relevante para un operador petrolero, cuando en realidad es el valor presente neto. Adicionalmente, el diseño fiscal de Argelia olvida que la tasa interna de retorno en *shale* es dramáticamente diferente para los primeros 3 años *vis a vis* los siguientes 15 a 20 años de la vida productiva de un pozo, es decir, los proyectos de *shale* requieren tasas de retorno anormalmente elevadas en los primeros años para compensar las muy bajas tasas de rentabilidad de los siguientes 15 a 20 años.

Contrario al caso de Argelia, destaca el caso del Reino Unido que incluso ha diseñado un régimen fiscal que otorga a un beneficio fiscal a través de un *uplift*, que genera que la tasa interna de retorno de los proyectos petroleros sea mayor después de impuestos que antes de los mismos.⁽³⁾ Incluso se puede mencionar también el caso de Alemania que, debido a su política de sustitución de energía nuclear y su diversificación de fuentes de suministro del gas ruso, levantó recientemente su moratoria en *shale* gas y ahora incluso permite la consolidación fiscal, un *carry forward* indefinido y tiene un impuesto federal



sobre la renta de 15% a 20.5%, el cual es aproximadamente la mitad de lo observado a nivel internacional.

No obstante las características peculiares del *shale*, en México se cuenta con un régimen fiscal más apegado al viejo paradigma que no diferencia entre yacimientos convencionales y no convencionales. Las iniciativas de leyes secundarias en materia fiscal sólo contemplan las diferencias entre aceite, gas asociado y no asociado, pero no los tratamientos diferentes por el origen del yacimiento de donde provienen dichos productos, es decir, yacimientos convencionales o no convencionales. Es clave recordar lo señalado en el párrafo introductorio de este artículo: “Por sencillo que parezca, la primera y más importante consideración para el desarrollo exitoso de la industria de

recursos no convencionales de shale es reconocer su calidad de recurso no convencional” y, por ende, tomar en cuenta sus características e implicaciones particulares en el diseño de su régimen fiscal, contractual y económico.

En síntesis, una ronda petrolera exitosa en *shale* para México requiere que las autoridades reconozcan las seis características distintivas de este recurso no convencional y sus implicaciones en materia de diseño tales como: el tamaño de los bloques, la devolución o no de áreas, el régimen fiscal y en especial el nivel de consolidación fiscal a permitir, el uso o no de bonos y/o factores R para no restar atractivo económico a los proyectos, el permitir esquemas de alianzas (i.e., conocido en inglés como ***unincorporated joint venture agreements***) vs constitución de empresas de propósito específico, entre otros factores. ●

⁽¹⁾ El conocimiento de la roca madre se debe a que la misma se descubrió con antelación, cuando los operadores petroleros llevaron a cabo trabajos para descubrir las formaciones de yacimientos convencionales.

⁽²⁾ Las implicaciones en materia económica del nivel de potencial de los recursos no convencionales es de tal magnitud, que renombrados economistas internacionales evalúan los proyectos asumiendo escenarios donde sólo 10% del monto de las reservas reportadas por la US EIA son explotables.

⁽³⁾ En el Reino Unido se permite una deducción fiscal adicional (i.e., conocido en inglés como un *uplift*) de 75% sobre el monto de las inversiones de capital para proyectos en *shale*.



▶ En el siglo pasado, la invención del plástico revolucionó el mundo. Hoy en día, Braskem está revolucionando la forma de hacer plástico.



Incluida entre las 50 empresas más innovadoras de Fast Company.

Braskem, empresa petroquímica productora de resinas plásticas y realizadora en conjunto con Grupo Idesa del mayor proyecto petroquímico en construcción en México, está entre las 50 empresas más innovadoras del mundo de acuerdo con Fast Company. Más que un reconocimiento global, es un incentivo para seguir buscando soluciones cada vez más sostenibles para la química y el plástico, contribuyendo a mejorar la calidad de vida de las personas. Acceda al sitio y conozca más sobre nuestros productos como I'm green™, polietileno hecho a partir de la caña de azúcar. I'm green™ es un recurso 100% renovable, que captura CO₂ del medio ambiente durante su proceso de fabricación. Es un ejemplo del fuerte compromiso de Braskem con el desarrollo socioambiental.

Braskem

Una de las empresas más innovadoras del mundo

Control de costos en CFE para reducir las tarifas eléctricas

Siempre se mantuvo a la CFE como un organismo de fomento, es decir, se privilegió la eficacia para proporcionar el servicio sobre la eficiencia y la competitividad.

GERARDO BAZÁN NAVARRETE, GILBERTO ORTÍZ MUÑIZ Y JESÚS CUEVAS SALGADO*

Se establece en la Reforma Energética que la Comisión Federal de Electricidad (CFE), igual que Petróleos Mexicanos, deberá ser una Empresa Productiva del Estado. Se entiende que deben obtener resultados económicos, es decir, que sus ingresos tendrán que ser mayores que sus costos. Se requerirá de una contabilidad objetiva, donde los subsidios deben aparecer perfectamente explícitos, así como los programas de apoyo a las políticas públicas que se determinen.

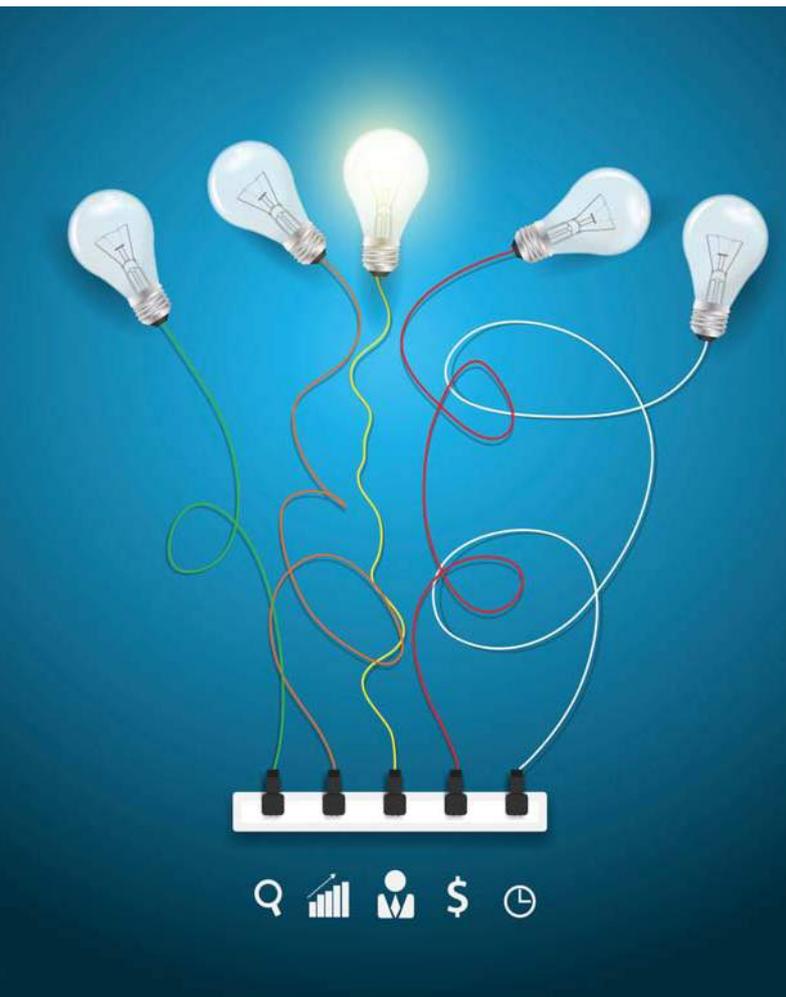
Al respecto, el control de costos es un tema al que, a pesar de las observaciones de los órganos de control, no se le ha prestado toda la atención que amerita. Como ejemplo, se cuenta con los análisis de la Auditoría Superior de la Federación, tema que se aborda posteriormente.

Por ese motivo se considera oportuno señalar diversos aspectos que evidencian la necesidad de establecer mecanismos que promuevan el sentido económico en todos los segmentos de los procesos y áreas de la Industria eléctrica, y queden acertadamente plasmados en la legislación secundaria.

En ese tenor, se entiende que la transformación de la CFE Empresa Productiva del Estado y la creación del mercado eléctrico inducirán por su propia naturaleza un desarrollo y operación económicos que conducirán a la reducción de los precios de la electricidad.

La presente nota incursiona en diferentes aspectos que, a la luz de la información disponible, aborda de una manera cualitativa diversos ejemplos que muestran sobrecostos, que indudablemente forman parte de los

*Miembro del Centro de Información del Programa Universitario de Energía de la UNAM (gerardorb@ yahoo.com), **Miembro del Consejo Químico y del Comité de Energéticos de Canacintra.(gortizyasoc@gmail.com), y *** Consultor independiente en temas de energía (jcuevasmx@hotmail.com).



altos precios de la electricidad en México.

Al respecto, no se pretende llevar a cabo una discusión especializada en la materia, solamente se desea señalar algunos aspectos del proceso del servicio público de energía eléctrica susceptibles de reducir el uso de recursos económicos para llevar a cabo su función.

Un tema fundamental es que la Administración Pública Federal siempre mantuvo a la CFE como un organismo de fomento, es decir, se privilegió la eficacia para proporcionar el servicio en todo el país independientemente de índices de eficiencia competitivos.

Ahora, reconociendo el alto grado de electrificación del país, la atención de la Administración Pública deberá estar enfocada en promover un desempeño económico competitivo, sin descuidar los avances logrados y las áreas pendientes del servicio eléctrico.

Asimismo, la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica establece que la nueva capacidad debe contratarse con base al costo mínimo de largo plazo (inversión + operación).

La Ley de Obra Pública y Servicios Relacionados con la Misma en un momento establecía que se debería contratar a quién ofreciera el precio mínimo de un producto un servicio; posteriormente

estipulaba que la contratación sería con quién ofreciera las mejores condiciones para el Estado.

Estos enunciados resultan un tanto inoperantes porque en la práctica y para el caso de centrales eléctricas, solamente podrían construirse ciclos combinados. En este contexto se sugiere evitar en la legislación secundaria en ciernes la inclusión del concepto de “costo mínimo”, ya que resulta imposible atenderlo y provoca confusión entre las áreas de supervisión y control y los encargados de las contrataciones.

Un asunto por demás complejo, tanto en su origen como en su tratamiento, son las pérdidas de electricidad en la distribución. Se sabe que son del doble de las reportadas por los países de la OECD y que la CFE ha estado llevando a cabo acciones concretas a reducirlas. Sin embargo, los resultados a la fecha muestran una tendencia de solución a largo plazo. Si bien se prevé que la iniciativa privada participará en esta encomienda, se requiere garantizar la aplicación de una metodología que evite rechazos y/o movimientos políticos contraproducentes.

Incursionando en aspectos más específicos se pueden señalar diversas áreas que hasta la fecha han producido sobrecostos.

- **Retrasos en la construcción de Infraestructura.**

La Auditoría Superior de la Federación revisó contratos de inversión celebrados entre 1999 y 2010 por montos superiores a los 100 millones de pesos cada uno, y encontró desfasamientos desde 377 hasta 754 días, que representan un promedio de 74.8%; estas situaciones ocasionaron incrementos hasta del 51.3 % respecto al monto contratado originalmente.

Entre las causas se encuentran proyectos ejecutivos incompletos, falta de liberación de derechos de vía, problemas ambientales y sociales. Cabe destacar los casos de El Cajón y La Yesca, diversas líneas de transmisión y gasoductos. La Reforma está considerando el tema de los derechos de vía, pero también se debe atender la completa formulación de los proyectos ejecutivos.

- **Ubicación geográfica.**

Varios proyectos de ciclo combinados presentan sobrecostos debido a que su potencia y eficiencia son sensibles a la disponibilidad de agua y a la altitud en el sitio donde se instalan. Cuando no existe agua de enfriamiento se instalan aerocondensadores, los cuales requieren un 10% de capacidad adicional. Por cada 100 m arriba del nivel medio del mar, la

potencia se degrada un 1%.

- **Excesiva capacidad instalada en centrales.**

Se sabe que por cada megawatt de demanda existe un 50% en capacidad adicional disponible en el país para servicio público de electricidad. Ahora bien, paradójica e irónicamente, no todo ese excedente es aprovechable, por diversas razones:

- ✓ **Obsolescencia y degradación.** Una buena parte de las centrales tiene 40 años o más de servicio y resulta impráctico modernizar sus instalaciones; aunque se ha mencionado programas de retiro, continúan ejerciendo gastos fijos de operación y mantenimiento.
- ✓ **Combustibles caros.** Este factor y baja eficiencia impide que varias centrales sean despachadas o lo hacen marginalmente.
- ✓ **Temporalidad de lluvias.** En época de sequías la capacidad hidroeléctrica instalada se ve disminuida.
- ✓ **Indisponibilidad de combustibles.** Ya sea por falta de transporte o baja calidad.
- ✓ **Cuellos de botella en la red de transmisión de alta tensión.**

Aunque se sabe que los programas de mantenimiento de las centrales y la eliminación de cuellos de botella en líneas de transmisión están orientados a corregir esta situación, aún se percibe la idea de que la CFE se encuentra en una situación de emergencia permanente, que desemboca en la construcción de capacidad nueva o adicional, en vez de optar por medidas de remediación sistemáticas, menos costosas para el erario público.

- **Planeación de la infraestructura de generación.**

Desde este punto de vista se pueden definir 3 etapas de crecimiento de la demanda: una primera etapa de crecimiento acelerado que llegó a presentar tasas del 9% anual, alrededor de la década de los 80; seguida de un período de atenuación de la demanda con tasas del orden del 5%, entre 1990 y el año 2000; y una tercera etapa que, a partir del año 2000 ha estado presentando signos de estancamiento.

La metodología integrada para pronosticar la demanda futura de mediano y largo plazos resultaba útil para el periodo de crecimiento acelerado, pero provoca sobreinversiones en generación en las etapas de demanda con baja dinámica o periodos recesivos.

Varios expertos señalan que “no hay kilowatt más caro que el que no se puede suministrar” y argumentan que el exceso



es un seguro contra altas tasas de crecimiento repentinas, y contra los largos periodos que requieren la construcción de las centrales. Polemizando un poco el tema, si fuera el caso, hay que tomar en cuenta las centrales que están en construcción y en proceso de licitación, así como que las centrales de ciclos combinados ya se pueden construir en lapsos menores a 36 meses y. Adicionalmente se debe tener en cuenta que la nueva área de interés de CFE será el gas natural, lo cual propiciará que los ciclos combinados tengan una participación preponderante en la generación eléctrica.

Aunque se sabe que ahora será el Centro Nacional de Control de la Energía (Cenace) quien realice los pronósticos de requerimientos de capacidad, esto no implica necesariamente un cambio de modelo. La propuesta es revisar la metodología convencional de planeación del parque de generación (basada en un PIB objetivo), porque puede ser una importante veta para el control y reducción de costos de la electricidad en México.

Por otro lado, desde el punto de vista del consumo, la implantación del mercado eléctrico permitirá a los consumidores, según su perfil de consumo y demanda, mantener sus contratos de suministro como hasta la fecha o establecer contratos bilaterales con generadores calificados o instalar o mantener centrales para

Creamos
química
para que
los paisajes
exuberantes
amen las
grandes
ciudades.

El sector de la construcción consume casi la mitad de la energía y recursos del planeta. Es una cantidad considerable sin duda, pero se puede reducir utilizando la química adecuada.

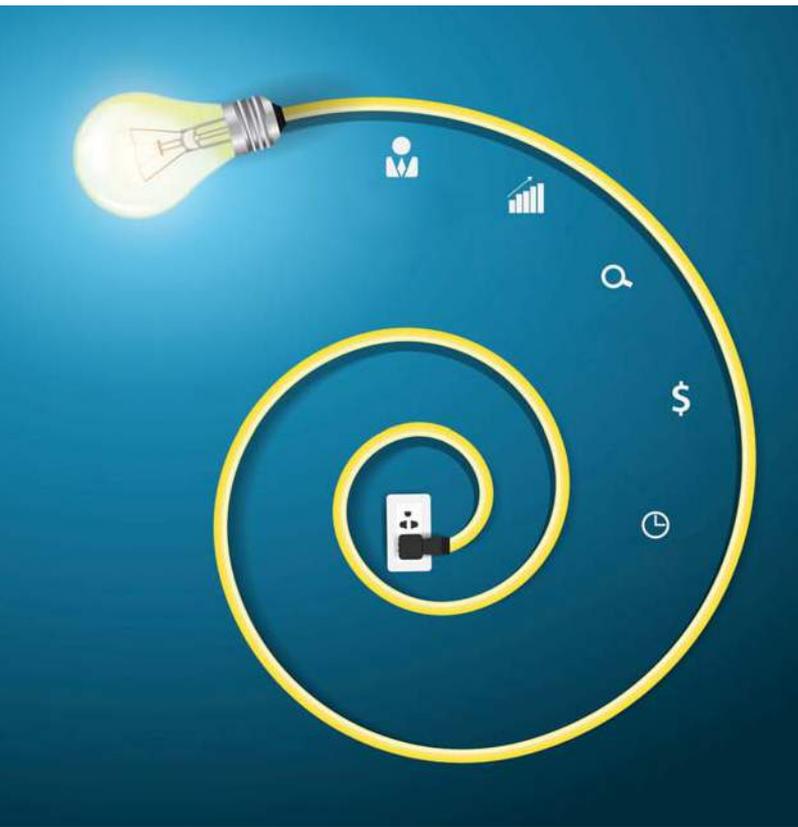
Hemos desarrollado una serie de soluciones que hacen de esta industria una actividad más respetuosa con el medio ambiente, logrando que los edificios sean más sólidos y eficientes durante su ciclo de vida. Como resultado, las nuevas iniciativas tienen un impacto menor sobre nuestros recursos a corto y largo plazo.

Si podemos construir más utilizando menos, es porque, en BASF, creamos química.

Para compartir nuestra visión, visite wecreatechemistry.com/construction

 **BASF**

The Chemical Company



autoabastecimiento, o una combinación de ellos.

Un aspecto a favor de los consumidores calificados será la consulta a un sistema de información en tiempo real sobre los precios del kWh que ofrece el sistema eléctrico al momento y para las siguientes horas. Este sistema estará a cargo del CENACE. Corresponde a los organismos de control y regulación (CENACE y Comisión Reguladora de Energía) evitar una posible especulación entre los suministradores o posibles intermediarios que desemboque en alzas de precios de la electricidad, como ocurrió en el Estado de California, en los Estados Unidos.

Tampoco se puede dejar de mencionar que la operación del mercado eléctrico impedirá la participación de las centrales obsoletas e ineficientes, las cuales lamentablemente deberán ser dadas de baja y proceder a su cierre o enajenación, en su caso, a fin de evitar los costos fijos y de mantenimiento de dichas centrales.

Otro tema de inquietud, que se ha manifestado en diversos medios de comunicación y que de alguna manera podría incidir en sobrecostos y detrimento de la imagen de las instituciones, es la posibilidad de integrar una masa de personal redundante, o bien salarios significativamente superiores a los recomendados por las buenas prácticas de la industria; esto, a raíz de la creación de nuevas instancias administrativas, operativas y regulatorias. Caso particular puede ser la proliferación y acromegalia de comités independientes, delineados en el gobierno corporativo.

No se omite mencionar el requerimiento de establecer, operar

y actualizar un sistema de información para el público en general

Además de los casos observados por la Auditoría Superior de la Federación, a través de un análisis somero se pueden identificar múltiples ejemplos de ineficiencia económica, lo que demuestra que la cultura sobre control de costos en las diversas actividades de la CFE tiene debilidades. Se presume que un análisis más amplio mostraría que algunos eventos se generan en su interior y otros son producto de agentes externos, entre otros, las políticas públicas. Esta característica debería ser motivo de atención para evitar su reproducción en la nueva arquitectura de la entidad y quedar corregida en la legislación secundaria y reglamentos.

Conclusiones y recomendaciones.

- 1.- A la fecha, los altos precios de electricidad se explican fundamentalmente por la falta de una filosofía y políticas públicas congruentes para establecer sistemas de control de costos en el sector energético.
- 2.- En materia de electricidad, el cumplimiento de la promesa de reducir las tarifas eléctricas estará supeditado al adecuado funcionamiento del mercado de energía eléctrica mancomunadamente con la capacidad de la industria eléctrica en su conjunto para asumir las prácticas de la empresa privada, con visión de responsabilidad social, particularmente en el control de costos en todos los procesos de la actividad.
- 3.- La legislación secundaria deberá ser consistente con los objetivos de la Reforma, por lo que deberá establecer un esquema de facultades y responsabilidades para los integrantes de la industria eléctrica que promueva y garanticen la competitividad del servicio eléctrico, tanto público como privado. En este sentido deberá evitar que las nuevas entidades hereden las prácticas de un control de costos relajado.
- 4.- Para llevar a cabo una transición ordenada en materia de control de costos, se requiere instrumentar a la brevedad sistemas de contabilidad ex profeso, que retroalimenten el diseño de tarifas, de tal manera que los subsidios, en su caso, queden explícitos. Esa contabilidad deberá quedar vinculada a los estados financieros de la entidad.
- 5.- Sería conveniente que círculos académicos, asociaciones civiles y especialistas en la materia asignaran una parte de sus esfuerzos al seguimiento permanente, y al análisis sistemático y compartido de la evolución de la Reforma Energética, tanto en el sector eléctrico como en hidrocarburos, con el propósito de enriquecer y modular el rumbo y resultados planteados. ●



saipem

INGENIERÍA & CONSTRUCCIÓN

Soluciones sorprendentes para los mayores desafíos en el sector de petróleo y gas

Saipem es un contratista general líder a nivel mundial, con una gama completa de servicios de gestión de proyectos, ingeniería, procura, construcción e instalación, con capacidades únicas en cuanto al diseño y la ejecución de proyectos *onshore* y *offshore* de gran escala, en particular en los mercados de petróleo y gas.

Actualmente en México, **Saipem** está desarrollando el Proyecto Gasolinas Limpias en las Refinerías de Tula y Salamanca a través de **Saimexicana**, en actividades *offshore* en el Golfo de México con Pemex PEP y en la construcción del gasoducto de 30" de Ø de Topolobampo a El Encino, Chihuahua.

Saimexicana cuenta con una creciente organización con servicios completos de ingeniería, procura, construcción y gestión de proyectos.

ONE WORD, ONE WORLD

Skills, Assets, Innovation, People, Environment, Market.

E&C



Expansion is on the **HORIZON**



Mexico's Oil & Gas Industry is Expanding and so is PECOM!

Join us at the 2015 event which will include an expanded exhibition area providing companies with the opportunity to reach decision makers within Mexico's oil and gas market. With two exhibit halls and an outdoor space, attendees are sure to find the right products, service and solutions at PECOM.

Find out more about this
exciting event by
visiting pecomexpo.com

PECOM

Petroleum Exhibition & Conference of Mexico

April 14 - 16, 2015

Parque Tabasco, Villahermosa, Tabasco, Mexico

Jennifer Granda OE Events Manager
Direct: 713.874.2202 | Cell: 832.544.5891
jgranda@atcomedia.com

Organized By: _____ Presented By: _____

ATCOmedia
Atlantic Communications Media

OE ▶ Offshore Engineer

Cambiar y competir, el reto de Pemex

De cara a la apertura, Pemex requiere conocer el costo por actividad en sus procesos sustantivos y de soporte.

ENRIQUE ROJO GRANADOS *

El entorno regulatorio y la competencia derivada de los profundos cambios abordados en la Reforma Energética provocarán que Pemex, sus organismos subsidiarios y filiales cambien de manera sustancial y continua durante varios años.

Las transformaciones estructurales, la toma de decisiones de alto impacto, la aparición de nuevos actores, la eliminación y/o adaptación de nuevas áreas, tanto de procesos sustantivos como de soporte, así como el nuevo contexto de financiamiento, harán necesario que cada unidad organizacional de Pemex se adapte rápidamente a una serie de nuevas realidades, entre las que se encuentran:

- Competir con operadores particulares nacionales y extranjeros en términos de calidad en el servicio y cumplimiento.
- Crear sinergias y propiciar las condiciones que permitan aprovechar economías de escala para lograr ser financieramente más eficientes y, por ende, más competitivos.
- Impulsar y fortalecer las ventajas competitivas de Pemex, por ejemplo, su infraestructura y su gran experiencia.

Ante el nuevo contexto surge una gran necesidad: tener visibilidad sobre el valor económico aportado por cada servicio que Pemex presta, en función del costo de todas sus actividades con total apego a los estándares internacionales, como las normas internacionales de información financiera (international financial reporting standards,

IFRS). Sin embargo, es un desafío determinar el costo de los servicios que Pemex presta a sus clientes actualmente.

Utilicemos este ejemplo: ¿si fuera un prestador de servicios profesionales, por ejemplo de servicios de asesoría legal, sería capaz de competir en términos de precios, sin saber cuánto le cuesta a su organización la nómina de sus colaboradores, los gastos fijos, los costos variables, la depreciación y amortización de sus inversiones de capital, el costo de oportunidad o los impuestos que estará obligado a pagar? Es más, ¿sería capaz de cotizar una hora de sus servicios sin conocer ninguno de estos datos? Pues esto es lo que pasa en algunos organismos del ecosistema oil & gas de nuestro país: no se conoce a ciencia cierta cuánto valen los servicios que determinadas áreas prestan, y todo tiene una simple y lógica explicación: nunca hubo necesidad de conocer el costo en detalle porque no existía un mercado abierto donde destacar en términos de competitividad en costos.

Todo parecería indicar que en Pemex calcular el costo de un proceso, por ejemplo el costo de exploración y producción, es sencillo: costo de operación PEP / barriles de crudo producidos = costo de producción por barril. Y si además aplicamos la fórmula: costo de producción por barril de crudo en México / precio del crudo en el mercado internacional / 100 = % de costo de producción por barril de crudo (un indicador de eficiencia que incluso podría compararse con el de otros operadores a nivel internacional) es sencillo, pero no es tan simple

• Director de Consultoría en la práctica del sector de Energía de PwC México (enrique.rojo@mx.pwc.com)

como parece.

Para identificar con precisión en qué actividades hacemos bien las cosas y en cuáles no somos tan competitivos debemos empezar por mapear las actividades críticas de nuestro negocio en la nueva cadena de valor, resultante de los cambios que apliquemos derivados de la Reforma Energética. En términos de capital debemos tomar en cuenta las infraestructuras, su antigüedad, su tiempo de depreciación, su vida útil, delimitar con precisión la propiedad de dichas infraestructuras; debemos saber, por ejemplo, hasta dónde llega el ducto, quién lo opera, a quién pertenece, quiénes lo usan, en qué proporción, temas críticos como el mantenimiento tanto predictivo-preventivo-correctivo, (siempre el gasto más alto, aunque a efectos de gestión sea tratado como una inversión operativa), índices de disponibilidad, confiabilidad operacional, seguridad, salud y protección ambiental y otros factores como la demanda y variaciones en el precio del crudo o el tipo de cambio.

Entonces, ¿cómo podremos competir con operadores privados sin contar con elementos y herramientas de gestión eficaces que permitan determinar y monitorear con precisión el costo de cada una de las actividades que integran un proceso sustantivo o de soporte completo? Y más aún, ¿quién validará que los costos calculados se apegan fielmente a las normas internacionales?

El cálculo del costo por actividad es un proceso por el que todas las unidades organizativas de Pemex (*upstream, midstream y downstream*) y al menos las dos primeras capas del ecosistema oil & gas (Tier 1 y Tier 2, incluyendo a las filiales de Pemex) deberán orquestar; sólo de esa forma serán capaces de identificar aquellas áreas en las que sus costos son realmente competitivos, podrán crear sinergias, aprovechar sus

economías de escala, establecer dónde están sus ventajas competitivas y, sobre todo, identificar las áreas de oportunidad que necesiten impulso a fin de ser más eficientes en la prestación de un servicio determinado a ellos mismos, a otros operadores y/o a socios estratégicos.

Por dónde comenzar

Lo primero es determinar las premisas de asignación de costos por procesos, así como la definición de los “impulsores” de recursos y procesos, de acuerdo con la información que se encuentre disponible para determinar un mapa de costos económicos y rentabilidad basado en las actividades core de la organización. Las principales actividades a realizar en términos de diseño son:

- Determinar los procesos y su estructura, así como los conductores (impulsores) de recursos y procesos de cada uno de los servicios prestados y reci-

bidos en una matriz de asignación.

- Diseñar el modelo de costos que contengan los centros de costo (recursos), procesos, objetos de costos, impulsores de recursos y procesos.

En cuanto a la construcción de un modelo de costeo adecuado, las actividades que se deben realizar son primordialmente:

- Generar información financiera basada en un nuevo sistema de asignación de costos, distinguiendo las actividades sustantivas de las actividades de soporte.
- Ingresar información del nuevo modelo de asignación de costos en función de los impulsores que se hayan identificado como críticos.
- Efectuar pruebas de generación de información y validarla con los responsables de los centros de costos.
- Validar los resultados.
- Determinar las principales diferencias entre el modelo actual vs. el nuevo modelo de asignación.
- Elaborar un informe de las principales diferencias del comparativo entre el modelo de asignación actual vs. el nuevo modelo y análisis de los mismos.

Estando tan cerca de la promulgación de la totalidad de las leyes secundarias de la Reforma Energética, es tiempo de establecer cuáles serán las reglas del juego del sector energético reestructurado y altamente competitivo, poniendo en marcha estas mejores prácticas de gestión y así, estar un paso delante de los nuevos jugadores, maximizar los resultados financieros de las nuevas compañías productivas del Estado y plantear una estrategia de largo plazo ganadora, teniendo en mente que estrategia no es estar siempre en lo correcto, sino estar siempre preparado para el cambio. ●





SUMINISTRO DE
PLANTAS DE COGENERACIÓN



ESTUDIOS DE
AHORRO DE ENERGÍA



REPARACIÓN DE TURBINAS DE GAS
AERODERIVADAS E INDUSTRIALES



PROYECTOS LLAVE EN MANO
EQUIPOS DE LIMPIEZA DE CALDERAS CON SOPLADORES
DE HOLLÍN INTELIGENTES Y SISTEMAS HYDROJET

ENERGY SOLUTIONS

Río Tíber No. 110, 4° Piso, Col. Cuauhtémoc, C.P. 06500, México D.F. Tel. (55) 5207 7345

www.rengen.com.mx

La Reforma, oportunidad para despegar en gas y electricidad

A mediados de junio pasado, el Senado de la República comenzó a emitir los proyectos de dictámenes de las nueve disposiciones jurídicas en materia de energía. En el marco de la discusión de las llamadas leyes secundarias, **Jaime Williams, presidente de la Comisión de Energía del Consejo Coordinador Empresarial (CCE)**, explica a **Energía a Debate** qué se espera de estas modificaciones en las actividades de transporte, distribución, almacenamiento de gas, petrolíferos y petroquímicos, así como de transmisión y distribución de electricidad.

En la entrevista, Williams expone las preocupaciones del organismo que representa, qué hay que corregir y cómo participan para enriquecer este marco jurídico en construcción.

¿Cómo ve el CCE el tema del 'midstream'?

Lo vemos nosotros muy importante por dos ángulos: comercialización de gas y de petrolíferos e hidrocarburos en general, y la parte eléctrica.

Aquí es donde se juntan los dos sectores: eléctrico y gas, pero parece como si fueran independientes. Hemos insistido mucho en que se haga la planeación de la infraestructura del transporte y la transmisión de manera integral. La Secretaría de Energía (SENER) ya está tomando más ese rol y creo que eso es positivo.

En la propuesta que se envió al Senado de las Leyes Secundarias, la Ley de Hidrocarburos y ahora el Dictamen, se intenta limpiar un poco lo que se veía ahí como, primero, un potencial conflicto de interés del Centro Nacional de Gas (CENAGAS), y luego, una potencial competencia desleal de Comisión Federal de Electricidad (CFE) en la parte de generación.

¿Cuál sería el conflicto de interés en gas?

Cuando se hace la reforma constitucional, se da el mandato a Pemex de ceder al CENAGAS la infraestructura de transporte con la idea de que no tenga conflicto de interés porque ahora Pemex es una empresa productiva del Estado y va a estar en el negocio de comercialización –no de transporte– sino nada más de comercialización.

Entonces, el CENAGAS se queda como el operador y el gestor de la capacidad de transporte. Yo creo que en este sentido el concepto es muy claro y está muy bien.

Se le pasan los activos –cosa que nos pareció un poco sorprendente, no lo esperábamos– porque eres permisionario al tener fierros. Entonces, ¿o eres gestor de permisionarios o eres permisionario? Nosotros propusimos una redacción para separar esos dos temas.

Pero la Comisión Federal de Electricidad está entrando también a la industria del gas...

Lo que vemos es que Pemex ha tenido una dominancia en la comercialización del gas por mucho tiempo. Ahora lo está tomando la CFE y lo está liderando aparte de la generación eléctrica. Pero obviamente ya tiene todos los ductos, tiene toda la reserva de capacidad del país, también en los puntos de internación y también toda la capacidad reservada en los gasoductos que aproximan el gas al país en la parte de Estados Unidos.

Entonces, hace su estrategia a la hora en que falta el gas para traer Ramones I y Ramones II, hace uso de la frontera, todo ello como lo hace Pemex Gas, esto es, como comercializador.

Bueno, nosotros como usuarios, desde el punto de vista de sector privado, difícil-

mente vamos a ser nosotros los transportistas de México, sino los comercializadores, los usuarios grandes, los generadores de electricidad. Ése es el interés que hay del sector privado, poder competir y tener tarifas que vengan de un proceso competitivo de licitaciones y de infraestructura.

Vemos que básicamente se están haciendo dos sistemas: la CFE está desarrollando el suyo del lado oeste del país, y Pemex del lado este, pero se están peleando por su estrategia, no hay una estrategia integral. Ahora vemos un monopolio en CFE que anuncia comercialización, ¡sólo le falta explorar y producir!

Esa iniciativa que tiene CFE de cambiar todo el oeste para el gas me parece fenomenal, bienvenida y hace mucho que se debió de haber hecho.

El que se añada capacidad de esos ductos tiene mucha lógica, de hacer un ducto de 30 pulgadas con todos los derechos de vía, con estaciones de medición, con toda la infraestructura de ductos y luego moverlo a 36 pulgadas ya no es marginal la inversión y la capacidad de reserva aumenta considerablemente. Pero de ahí a que ahora esa misma empresa compita deslealmente teniendo esa reserva en sus manos y le permitas competir en mercado, entonces compita o no compita ya le estás dejando arreglado el pastel y creo que eso no está bien.

Pero, ¿puede la CFE desarrollar toda esa infraestructura?

La CFE sí tiene las anclas necesarias para desarrollar infraestructura, nosotros la vemos como un jugador clave. Pero no sólo es eso, sino que hay una pretensión de comercializar y de sacar un negocio adicional. Claro, como empresas productivas del Estado quizá ya tengan un mandato distinto, pero empiezas a ver que hay una competencia distinta a la



Jaime Williams, presidente de la Comisión de Energía del Consejo Coordinador Empresarial (CCE)

que esperábamos en generación.

¿Dónde ven ustedes el conflicto de interés en la CFE?

Comienza a abrirse el mercado de generación eléctrica, pero no hemos visto las nuevas reglas. La CFE va a ser un competidor del sector privado. En el sector privado hay mucha experiencia en generación por todos los autoabastecimientos que hay. Muchas de las empresas que ya están participado ahora traen un mandato de negocio: entrar al mercado eléctrico.

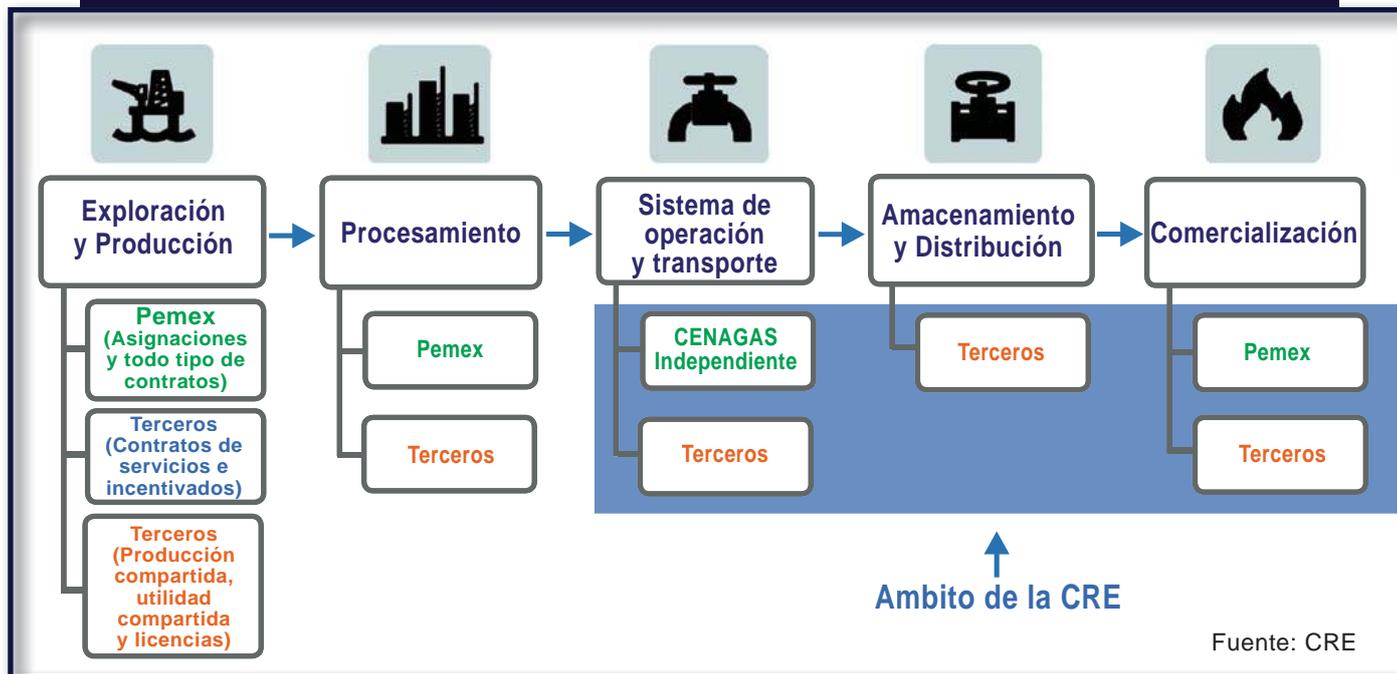
Pero a la hora que quieres hacer

eso te das cuenta de que la energía más competitiva es el gas natural, pero ya no tienes la misma claridad en esa división de competidor y proveedor de gas que es la CFE. Ahora, CFE tiene la capacidad de Estados Unidos en los puntos de internación, toda la capacidad reservada en los ductos de México y ¿con ella vas a competir en generación? ¿Cómo le vas a hacer para competir con alguien que ya tiene toda la capacidad reservada?

¿Qué proponen ustedes?

Toda esa capacidad reservada, en mi

Nueva estructura comercial del gas natural



opinión, debe pasar al CENAGAS. De hecho, en el mandato constitucional no estaba incluida la CFE, no se le dio el mandato de pasar los contratos de capacidad al CENAGAS. Sólo a Pemex se le dio el mandato. Surge ahora CFE como el otro monopolio de gas. Entonces, ¿cuál es el espíritu de haberlo hecho?

Imagínate un transportista que desarrolla ductos y que hace su proyecto. Su contraparte es CFE que le está reservando toda la capacidad que es un ancla importante para ver dónde meter, por ejemplo, los 200 millones de pies cúbicos en un sitio para después incluir otros 50 millones para el sector privado o para desarrollo industrial o distribución. Pero ese transportista tendría una contraparte distinta, sería el CENAGAS.

Y una vez que lo tiene el CENAGAS, se voltea y dice: "A ver, ustedes dos van a competir, ¿verdad? Entonces tú quieres hacer tus plantas privadas y tú CFE vas a estar también buscando el suministro básico para el sector. Hacemos una temporada abierta, hacemos una licitación, vemos quién quiere esa capacidad." Pero en igualdad de

circunstancias.

Ya cuando entren a competir, los dos están reservando en el CENAGAS y tienen una misma propuesta de gas natural, no siendo CFE el dueño de la capacidad reservada y de la molécula de Estados Unidos. Entonces, ¿cómo esperan que se desarrolle y que invierta el sector privado en generación, cuando CFE es un competidor en generación y ya tiene acaparada toda la capacidad en los gasoductos?

¿Considera sencilla la creación de un mercado de gas en México?

No es tan fácil. Y hay otro periodo de transición, por ejemplo la CFE todavía no es una empresa productiva del Estado, va a tardar en serlo, que tenga su gobierno corporativo, que tenga todo lo que se necesita para volverse empresa. Sus mandatos, sus nuevas leyes orgánicas, etcétera, van a tardar un tiempo. En dos años, la CFE ya acaparó otra vez toda la capacidad por lo menos para los próximos veinte años, y todavía no es empresa productiva del Estado. Entonces no tiene por qué traspasar eso. Ahora es un oligopolio, ahora son dos.

Hay mucho interés en el CCE de estar en el tema de comercialización de gas y desarrollar un mercado secundario de reserva de capacidad inclusive y tener opciones de comercializadores para molécula y transporte. Pero si Pemex tiene toda esa reserva de capacidad, ¿cómo vas a competir con él en comercialización?

Deberías ponerte arriba de lo que Pemex, o Pemex Gas, o Pemex Comercialización ofrece, que va a cambiar y que va a ser una empresa productiva del Estado. Para cuando eso ocurra ya arrancamos Ramones I y Ramones II, ya se tiene Agua Dulce con tres billones de pies cúbicos ahí, y lo están administrando ellos, no el CENAGAS.

Si el CENAGAS lo fuera a administrar, entonces levantas la mano como comercializador potencial o como usuario final y dices: 'Yo quiero vender mi gas directo'. Es decir, poderlo usar de manera directa y bajo las mismas circunstancias que lo usaría otro proveedor u otro comercializador. Entonces no queda claro cómo manejar esa dualidad entre Pemex, en la comercialización, y CFE en ambos, en la comercialización y en la generación, con la redacción que tiene

EL AHORRO Y USO EFICIENTE DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA ES UN BUEN NEGOCIO



Es para ti

- Industrial
- Empresario
- Comerciante
- Prestador de servicios
- Consumidor residencial



Ofrecemos

- Diagnósticos energéticos
- Asesoría y asistencia técnicas para implementar tecnologías eficientes



Obtén

- Financiamiento a tasas preferenciales para reemplazar tecnologías obsoletas y mejorar procesos
- Proyectos integrales de eficiencia energética



Eco-Crédito Empresarial

- Hasta \$350,000 de crédito para reemplazar aparatos y equipos obsoletos en Mipymes



Educaree

- Cursos
- Talleres de concientización y sensibilización
- Conferencias
- Capacitación



Sello FIDE

- Garantía de ahorro y calidad

Potencia la productividad de tu empresa y conviértela en un negocio sostenible

01 800 FIDETEL (343 3835)

Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica

Encuentra la oficina más cercana a tu domicilio en:

www.fide.org.mx

Síguenos en:



facebook.com/fidemx



[@fidemx](https://twitter.com/fidemx)



youtube.com/fidemx

ahorita el proyecto de dictamen.

La Comisión Federal de Competencia Económica (COFECE) entra a determinar dónde hay condiciones de competencia efectiva, eso está bien; pero no da el mandato claro de decir: No sólo es que estemos separando la propiedad del ducto del transporte, sino que realmente le esté cediendo la capacidad a un ente que no tenga ese conflicto de interés en un mercado nuevo. Y eso es lo que nosotros estamos tratando de que se aclare.

Falta mucho por hacer en materia de ductos, ¿qué propondría?

Gran parte de la razón por la cual no ha llegado el gas a 11 estados del país ha sido ésta: ¿cómo vas a invertir si no tienes la demanda? ¿Y cómo vas a poner la planta productiva si no tienes el ducto?

Entonces, necesitas esa primera demanda para decir: “Aquí hay un proyecto, aquí hay otro y aquí hay otro. Vamos a hacer este ducto y ahora sí ¿quién se suma?” De ahí las ‘temporadas abiertas’, porque levantas la mano: “Oye, de esos 200 millones de pies cúbicos que van a poner en esa zona, yo quiero 20.” Entonces empiezas a anunciarla y tienes un determinado periodo para levantar la mano y reservar capacidad.

Si ves los tamaños del sector privado y lo que se necesita para ductos, no te da la escala. Todo el consumo industrial del país es mil millones de pies cúbicos diarios. ¡No es nada!

¿Qué proyectos detonarían la infraestructura en ductos?

Todo el tema de gasoductos lo va a liderar el sector eléctrico. ¿Por qué no ha habido gas en el occidente? ¿Cómo es posible que los granos se generen en Sinaloa donde no hay gas, amoníaco ni fertilizantes?

Al final del día no tienes el tamaño para

mandar un ducto de 1,500 km con una demanda de 100 millones de pies cúbicos. Necesitas 500 millones, mil millones o más para poder proyectar esos grandes gasoductos. Estamos hablando de los que mallan por primera vez el país, de ahí puedes agarrar ramales, puede haber troncales y uniones, sinergias.

Yo creo que uno de los grandes aciertos que plantea la Reforma en ‘midstream’ es que incluye gestores, sistemas integrados de petrolíferos. Yo creo que es muy difícil tener un sistema integrado nacional, pero por lo menos te da pie a tener sistemas regionales de poliductos –una cosa muy buena– para sustituir el transporte en ruedas de gasolinas, diesel y petrolíferos, y después irlos integrando si es deseable. Entonces da pie a que se generen nuevos gestores, o “cenagases”, ahora de gasolinas, diesel e incluso de petrolíferos.

Ha mencionado la capacidad de reserva de gas. ¿Cómo andamos en ese tema?

Está topada en el centro. Ramones I y Ramones II van a desahogar ese cuello de botella. Realmente el ducto Cactus-Reynosa se hizo para sacar el gas de Cantarell, para exportarlo, no para importarlo, y en el ínter se construyeron y se repotenciaron plantas eléctricas a lo largo de ese gasoducto, se saturó y se convirtió a importación y ahora en cuello de botella. Lo malo es que es una sola columna vertebral con 7 mil megawatts de generación. La capacidad que hay en el sistema necesita aumentar. De hecho, las tarifas están diseñadas para aplicarse a aquellos que necesitan recibir el beneficio de esa capacidad disponible.

¿De cuánto serían esas tarifas?

No hay una clara definición, pero no creo que deba venir a nivel de ley ahorita, sino posteriormente en la regulación. Pero si tú quieres hacer un ducto troncal, las

tarifas no son suficientemente específicas como para dar la señal adecuada de que se instalen ductos pequeños intermedios para descuellar puntos críticos o para desarrollar polos industriales. Entonces, queda todo en manos del Estado o de que Pemex haga la tarifa, por lo que hay que ver si ya tiene la prioridad en el presupuesto.

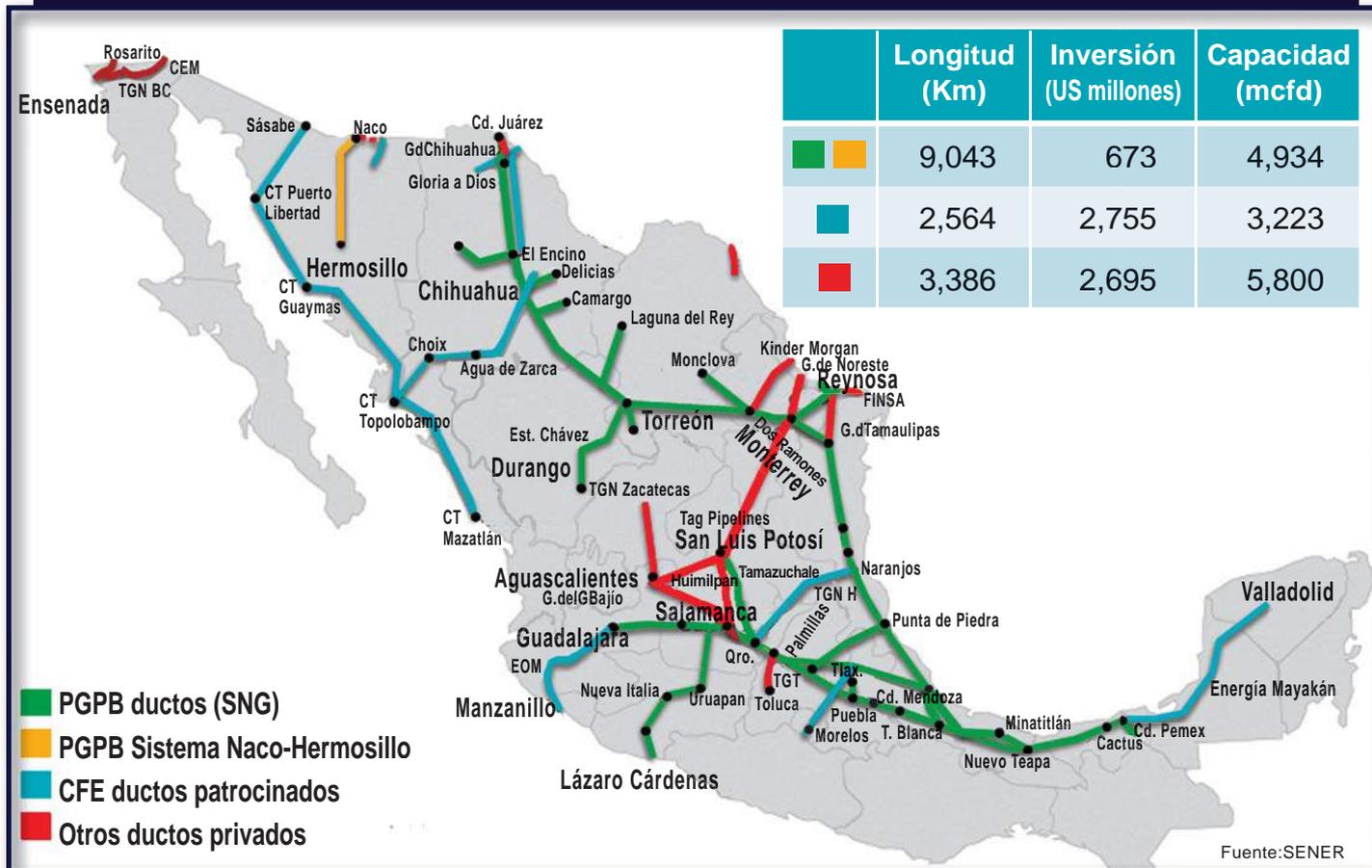
¿Cómo vislumbra usted el mercado eléctrico en unos 5 ó 10 años?

Será un mercado mucho más dinámico, mucha inversión en generación privada y cogeneración, aumentando mucho con base en gas. Veo renovables con un potencial enorme y se están sentando bases claras para que puedan hacer intercambio de energía entre privados. Yo creo que muchas empresas ya tienen en su ADN la sustentabilidad. Simplemente van a poner en su portafolio renovables por sentido común y porque va con su filosofía. Y no tan lejos del costo del gas a largo plazo.

Pero se necesita también definición de muchas reglas, en particular del mercado, porque lo que está ocurriendo actualmente es que los beneficios para las renovables no están quedando claros en la ley actual, por ejemplo, en el porteo.

Los incentivos ya son inherentes a los proyectos actuales, pero realmente no se ve claridad hacia adelante, porque el esquema de trabajo en el mercado es diferente. El banqueo, por ejemplo, es con base en un mercado. En la medida en que esa energía la pongas en el mercado, tu proyecto se verá mejor o peor. Entonces el cómo se va a reflejar ese incentivo que es el banqueo tiene mucho que ver en el desarrollo de esas energías. Cogeneración eficiente es un caso parecido. Tiene los incentivos de renovables, pero no está claro cuáles son los nuevos incentivos. Y lo que sí van a poder hacer ahora es poner esa

Sistema nacional integrado de infraestructura con gasoductos existentes y en desarrollo



electricidad en un mercado más ágil.

Yo creo que la parte eléctrica va a ser un detonante muy importante en inversión mucho más rápida que en otros aspectos que la Reforma está abriendo.

¿Y en gasoductos?

Lo veo mucho más activo, yo creo que es señal muy clara y muy buena para todos los transportistas, nada más hay que ver cómo van a jugar las empresas productivas del Estado en ese mercado y que podamos los privados estar en igualdad de circunstancias. Queda por ver de dónde provendrían los recursos y cómo se aplicarían las tarifas.

¿Tendremos suficiente gas para ello?

Tengo grandes dudas sobre la producción de gas en territorio mexicano. No es una actividad sencilla el gas que hay que sacar en lutitas, por ejemplo, requiere de

mucha infraestructura y mucha actividad que no tenemos y que habría que desarrollar, pero no veo a las empresas del país vecino muy entusiasmadas en venir a hacer lo mismo aquí.

No tenemos seguridad física, proveedores, las leyes se están haciendo, no hay un esquema fiscal, la propiedad de la tierra es todo un tema. Todavía ellos tienen mucho que hacer en Estados Unidos, el lugar en donde ya conocen las leyes, donde ya tienen todo definido y saben cómo operar, se sienten realmente en su cancha.

¿La Reforma Energética incentivará la inversión privada en gas?

Sí, inclusive a la hora en que te pones a analizar la Ley, la parte de las fórmulas para lo fiscal trae unos 'brackets' donde especifica que debajo de 5 dólares no tienes que hacer grandes aportaciones, es decir, si

hay incentivos para la producción nacional. El tema es que la forma de hacerlo va a tener implicaciones en decisiones de inversión.

Algunas empresas productoras han expresado que necesitan que las leyes tengan una flexibilidad adicional porque no estamos hablando de un mercado maduro. No saben qué van a encontrar en México en cuanto a gas, cómo va a ser la proporción de crudo o de líquidos. No se ha hecho la suficiente exploración. Por ello, piden que haya la posibilidad de modificar el contrato para poder moverse a otros pozos en caso de que no encuentren lo que buscan. En las leyes se están controlando mucho los procedimientos, los planes de perforación, los dictámenes para perforar, las aprobaciones de CNH, los tiempos, etc. Pero no se ve esa flexibilidad para poder cambiar los planes de perforación.

¿Cómo sería el esquema tarifario para

combustibles?

Lo que propone ahora Hacienda es poner un precio tope, se va subiendo el tope y todas las eficiencias que puedas ganar, esperan que se detonen en inversión. Atribuciones que antes eran de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) están pasando ahora a SENER y a Hacienda, pero finalmente el modelo lo plantea el gobierno federal y esperamos que funcione.

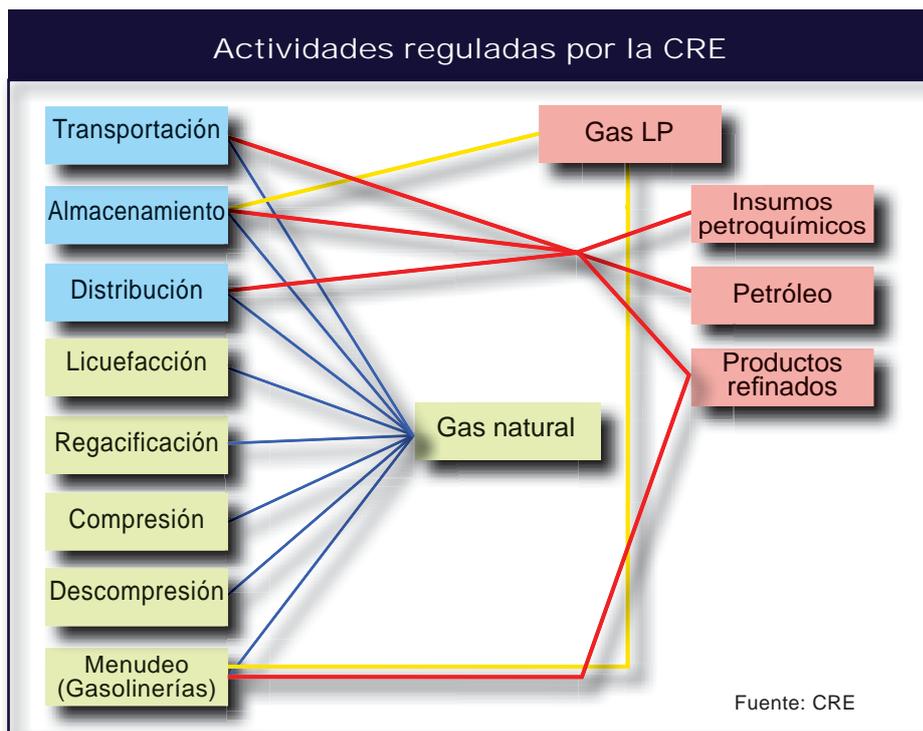
Hay mucho interés de inversión en este rubro, pero primero tienen que pasar las decisiones de ir subiendo el precio y cortar deficiencias donde las hay. No hay abastecimiento suficiente, no hay transporte suficiente, pero tampoco espero sistemas nacionales en petrolíferos, podría haberlos regionales.

Para regionalizar los sistemas de transporte, tiene que haber ventas de primera mano muy bien hechas y hay que saber cómo serán las ventas regionales y sus precios. Ahorita vale lo mismo la gasolina en la capital que en Tijuana. Pero no se mueve igual, son mercados diferentes y se suministran de manera distinta.

Y en el contexto de la Reforma, ¿cuál será el criterio para establecer las tarifas eléctricas, empezando por porteo y distribución, y luego transfiriendo al consumidor?

Ahorita lo que hay en la ley son criterios muy generales que tienen que ver con la estabilidad de la red y el crecimiento de la misma, aunado con eficiencia y en la distribución, pero no son claros, son numéricos pero no palpables.

Hemos estado pidiendo que se abra ese tema. La CRE lo va a tener que hacer, sí creo que van a tener que ajustarse. Hay muchos mitos sobre qué está pasando con las tarifas de transmisión porque se le achaca mucho a las renovables la intermitencia, el costo del banqueo, del porteo, del respaldo.



Todo esto se va a restablecer y se está estudiando desde hace varios meses.

Creemos que van a ser soluciones que van a permitir evacuar los recursos en el caso de renovables, dar estabilidad al sistema, aprovechar más los renovables que hay, que no están siendo realmente aprovechados en su potencial, como la solar. La gente que trabaja en la eólica ha visto que en Oaxaca contra Tamaulipas, el aire sopla en diferentes épocas del año. Esa diversidad se logra captar teniendo mayor participación de los parques como generadores, flexibilizando las reglas para que se pueda tener generación en varios puntos del país. Entonces, a la hora en que vayan proliferando las renovables, vas a tener usuarios que vayan requiriendo menos respaldo y menos condiciones. Al tener más jugadores le añaden más robustez al sistema. Estamos en la etapa inicial, pero creo que van a recalculer las tarifas.

Pero primero habrá que poner la casa en orden, ¿cierto?

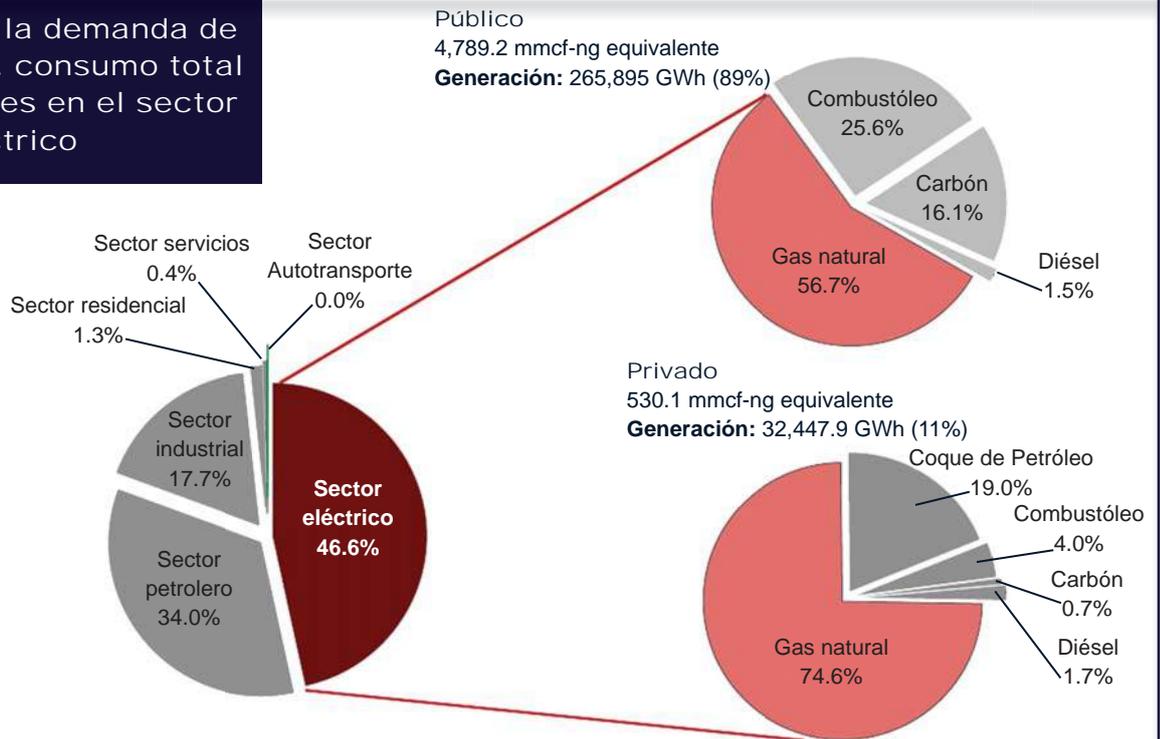
Estamos haciendo una propuesta de gobierno corporativo en todas las leyes, especialmente en las de Pemex y CFE, para

dar claridad e independencia a los consejeros, los comités de auditoría, las auditorías externas, la selección de los auditores, las responsabilidades, esto en conjunto con despachos privados para encontrar la forma en cómo apretar más las propuestas de leyes orgánicas. Es una locura que estés abriendo un sector tan grande sin tener mayores controles.

En la nueva Ley de Pemex y CFE se tomó un modelo de la OCDE. Hace como dos años, este organismo internacional hizo un peritaje de gobierno corporativo. Estaba la propuesta de enviar a Pemex y CFE a bolsa, por lo que la OCDE hizo un ejercicio de cuáles serían las reglas para una empresa en bolsa. Para hacer la nueva Ley Orgánica de Pemex y CFE se tomaron esos conceptos sobre la independencia de los consejeros, responsabilidad, transparencia y claridad de los comités, etc.

En ese contexto, sí hay un gran avance. Creemos que aún se puede mejorar, se está al 85% de lo que se podría ser una empresa totalmente apegada a prácticas de gobierno corporativo de corte internacional. Pero el camino andado es enorme, si se aprueban así y yo creo que tendrían grandes beneficios, aunque falta apretarle aquí y allá para evitar problemas.

Estructura de la demanda de gas natural vs. consumo total de combustibles en el sector eléctrico



Fuentes: SENER con datos de CFE, CRE e IMP.

¿Cómo calificaría a la Reforma Energética?

Muy positiva. Es un paso enorme y es necesaria. Si no la hubiéramos hecho, yo creo que México no podría tener la posibilidad de despegar. Creo que va a ser un detonante de inversión brutal si se hacen las cosas bien, se toman las decisiones adecuadas, se mantiene esa claridad para el inversionista y si se garantizan ciertas condiciones.

Es un proceso doloroso para muchos, inclusive vemos que el sector privado no interioriza el cambio, en el sentido de que ahora tendrá que ver por sí mismo el tema del suministro, por ejemplo. Ahora la Reforma también da una mejor oportunidad de resolver sus problemas. Es un cambio en la manera de operar.

Estamos apoyando cien por ciento. Tenemos miedos, dudas y preocupaciones, pero es necesaria y podría tener un rango de aportación a la economía bastante amplio. No creo que bajen las tarifas fácilmente, yo creo que eso es un argumento de venta necesario, pero ambiguo, porque las tarifas afectan muchos sectores y no todos ellos pueden bajarlas. Pero esperamos lograr competitividad. Si realmente los precios son

de mercado y hay competencia, no veo por qué el país pierda competitividad.

Respecto a las gasolinas, mientras no endereces el barco, ¿cómo vas a bajarlas ahorita? No puedes hacer más huecos fiscales, el país no está para huecos fiscales. No tienes por qué provocarlos y nosotros en ningún momento estamos pidiendo algo así.

¿En qué está participando el CCE para la consolidación de la reforma energética?

El CCE está participando en las nuevas leyes. Tenemos una forma de organizarnos mediante la cual las nueve iniciativas las vemos en cinco grupos: (1) hidrocarburos y sus órganos reguladores, (2) electricidad y mercados eléctricos, (3) ambiental, (4) gobierno corporativo, presupuesto, deuda pública e ingresos, (5) contenido nacional.

La voluntad del gobierno de que haya inversiones es muy alta, está escuchando, está dando ventanas de participación, de redacción inclusive en las leyes. Lo agradecemos mucho porque podemos conformar grupos de trabajo importantes. Ahorita hay más de 70 personas participando en el CCE, es muy difícil coordinarlo, pero está funcio-

nando, nos están escuchando.

Estamos solicitando que haya certidumbre para que los que estén ahorita en el periodo de transición, para quienes ya tienen permisos, derechos de vía, contratos de interconexión con la CFE, que ya tienen un concepto o una idea de autoabastecimiento, se les respete, ya que esa dinámica de inversión no la puedes frenar. Lo estamos poniendo en los transitorios, lo estamos cabildeando fortísimo. También entregamos un documento de alrededor de 700 hojas, hemos tenido reuniones, diciendo todas estas inquietudes. Queremos decirles: "con eso les vamos a dar certidumbre, van a poder operar y migrar a los nuevos contratos."

Hay que seguir trabajando en la definición del siguiente nivel de leyes, porque pareciera que salen las leyes secundarias y sale el sol, y yo creo que falta mucho. Faltan reglamentos, resoluciones, reglas de mercado, reglas de operación. Espero que prevalezca en el desarrollo de estas leyes el sentido de equidad en los mercados de acceso realmente abierto, de igualdad de oportunidades de inversión y de reglas claras. (ENTREVISTADO POR ULISES JUÁREZ). ●

México ampliará la participación de estas energías al 33% para el 2018

Por la democratización de las energías renovables: Joaquín Coldwell

Con el fin de explotar de manera sustentable, racional y equitativa el potencial de energías que se define en el Programa Especial de Aprovechamiento de las Energías Renovables 2014-2018, la estrategia será aumentar la capacidad y la generación de fuentes renovables, incrementar la inversión en generación, construcción y ampliación de la infraestructura, y elevar la participación de biocombustibles e impulsar el desarrollo tecnológico, de talento y cadenas de valor así como democratizar el acceso a las energías renovables, informó Pedro Joaquín Coldwell, Secretario de Energía.

Al inaugurar el Foro Internacional de Energías Renovables (FIER) celebrado en el municipio de Solidaridad, Quintana Roo, Joaquín Coldwell especificó que a lo largo del territorio nacional existen recursos probados para generar más de 18 mil gigawatts hora por año, con tecnologías geotérmica, minihidráulica, eólica, solar y de bioenergía. Destacó que a nivel internacional, de los casi 200 países que hay, sólo en 24 utilizan los recursos geotérmicos para la generación eléctrica, y México ocupa el quinto lugar en el mundo en este rubro. "Nos proponemos para el año 2018 ampliar la participación de energías renovables del país al 33 por ciento de la capacidad instalada", enfatizó.



Mario Molina, premio Nobel de Química; Pedro Joaquín Coldwell, Secretario de Energía y Steven Chu, premio Nobel de Física durante la inauguración del Foro Internacional de Energías Renovables (FIER).

Estos objetivos, indicó, se podrán alcanzar con las leyes secundarias de la Reforma Energética, que flexibilizan los requisitos para la generación de energía eléctrica, por lo que podrán participar lo mismo grandes empresas con tecnología de punta que las personas con una celda fotovoltaica en la azotea de su casa, que adquieran un calentador solar o que renten un pedazo de su tierra para instalar torres de generación eólica.

En su oportunidad, el Gobernador de Quintana Roo, Roberto Borge Ángulo, destacó que su administración estableció cuatro ejes estratégicos dentro del Plan Estatal de Desarrollo, de los cuales Quintana Roo Fuerte, establece lineamientos

específicos en materia de eficiencia energética mismos que se complementan con el eje Quintana Roo Verde, en materia de cambio climático y crecimiento verde.

Resaltó que con la aprobación de la Ley para el Fomento y Aprovechamiento de Fuentes de Energías Renovables en este Estado, la entidad se posiciona a la vanguardia en la promoción de energías renovables y eficiencia energética.

Por su parte, el Premio Nobel de Química, Mario Molina, señaló que en el contexto de las discusiones por la reforma energética en México, debe quedar muy claro que medio ambiente y desarrollo económico no están en pleito, al contrario se puede tener crecimiento financiero vig-

oroso y al mismo tiempo prospere el medio ambiente.

El laureado científico comentó que al margen de que se avecinan cambios importantes en el tipo de energía y la disponibilidad que se tenga para la sociedad en los próximos años, las reformas en la materia deben mejorar su productividad, protegiendo al medio ambiente. “Se pueden hacer las cosas, eventualmente implica un reto enorme porque hay que dejar de usar combustibles fósiles, pero es un esfuerzo que se puede hacer”.

Recomendó que México debe promover el uso de energía renovable y estar preparado para ir en busca del financiamiento internacional, para hacer esos cambios de tecnología.

Reafirmará México liderazgo en energías renovables: Leonardo Beltrán

Por su parte, al clausurar los trabajos de este Foro Internacional, el Subsecretario de Planeación y Transición Energética de la Secretaría de Energía, Maestro Leonardo Beltrán Rodríguez, apuntó que el Programa Especial de Aprovechamiento



Maestro Leonardo Beltrán Rodríguez, Subsecretario de Planeación y Transición Energética de la Secretaría de Energía.



Roberto Borge Ángulo, Gobernador de Quintana Roo; Pedro Joaquín Coldwell, Secretario de Energía y Mario Molina, premio Nobel de Química durante su participación en el Foro Internacional de Energías Renovables.

de las Energías Renovables 2014-2018, es la consolidación de la política pública de esta administración que con el nuevo marco jurídico y la reforma energética nos va a permitir reafirmar el liderazgo de México en el tema de las energías renovables.

Destacó que la meta es que al término de esta administración uno de cada cuatro megawatts se genere con energías limpias, partiendo de una visión de responsabilidad con el medio ambiente, de hacer sustentable al sector energético.

En el tema del financiamiento a las energías renovables, el subsecretario Leonardo Beltrán solicitó a las instituciones financieras internacionales y a la banca privada que genere mecanismos que impulsen el desarrollo de la pequeña y mediana empresas en temas de energía, a fin de consolidar esfuerzos.

El Foro Internacional de Energías Renovables contó con paneles donde se discutieron los proyectos en investigación científica y avance tecnológico para el despliegue de las energías renovables en regiones de menor desarrollo socioeconómico; experiencias globales sobre los marcos regulatorios para promover

la transición energética, así como las políticas públicas para el cumplimiento de las metas de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

En este evento asistieron los premios Nobel de Química, Mario Molina; de Física, Steven Chu; el Director Nacional de Energía de Uruguay, Ramón Mendez; la Directora Ejecutiva de la Agencia Internacional de Energía, Maria Van Der Hoeven; el Director Senior y Jefe de Industrias Energéticas del WEF, Roberto Bocca; el Gerente de la Unidad de Energía para Latinoamérica del Banco Mundial, Malcolm Cosgrove-Davies y el Especialista Senior sobre Cambio Climático del Banco Interamericano de Desarrollo, Claudio Alatorre Frenk.

En la clausura estuvieron también el Director Ejecutivo del Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE), José Luis Fernández Zayas; el Director del Instituto de Energías Renovables de la UNAM, Antonio del Río Portilla; el Director del Centro de Investigación Científica y de Educación Superior de Ensenada B. C. (Cicese), Federico Graef Ziehl y el Profesor Investigador de la Universidad de Harvard, Alan Aspuru.

2014
SYMPOSIUM

Mexican

ENERGY INFRASTRUCTURE

November 4

H O U S T O N , T X

Please join us November 4, 2014 at The Club Houston to hear about the current state of Mexican energy infrastructure and services, and to learn what are the short and long term needs and opportunities.

Join us for this exciting and memorable conference!

PETROLEUM
connection



www.petroleumconnection.com/MexEnergyInfra

La Reforma confronta la necesidad con los intereses

La dinámica política no siempre contribuye a los mejores propósitos de la industria.

LUIS VIELMA LOBO *

Arie de Geus, Director de Planeación de la Compañía Shell Internacional y creador del concepto de la planeación por escenarios en la década de los 70, solía decir: “planear es importante para cualquier negocio, pero ejecutar es el negocio” y esta frase resalta en nuestra mente en este momento crucial de México cuando se comienzan a debatir en el Congreso de la Unión las leyes secundarias que soportan la Reforma Energética.

Las 21 leyes secundarias - de las cuales 9 son nuevas y 12 son revisiones a leyes ya existentes - representan el mapa de ruta que facilita la implementación exitosa o no de la Reforma Energética; y como cualquier mapa de ruta que debemos seguir cuando decidimos emprender un viaje, más nos vale que sea la ruta correcta para llegar bien y oportunamente, de lo contrario nos perderemos o simplemente sufriremos para poder llegar a nuestro destino cansados y frustrados.

Esta analogía pudiera facilitar el entendimiento del momento crítico en que se encuentra el proceso de Reforma Energética: iniciamos el viaje (se aprobaron los cambios necesarios en la Constitución para detonar el proceso) y ahora nos encontramos detenidos en algún lugar del camino, confundidos y discutiendo con nuestros acompañantes, acerca del lugar para donde íbamos o bien si nos regresamos.

Entendemos que en un sistema democrático se deben dar las discusiones necesarias para escuchar planteamientos diversos, puntos de vista diferentes, pero



también aspiramos como ciudadanos a que el sistema debe propiciar entendimiento y respeto por las diferencias y más aún cuando las decisiones tomadas son aprobadas por mayoría.

No obstante, la dinámica política que se lleva no ha contribuido con este propósito, por el contrario, ahora se pretende llevar la discusión a la calle, pareciera que la posición de algunos representantes políticos es retrasar el proceso, obstaculizar su avance, sin importar el costo que tenga para el país. Llama la atención el grupo de personas que bajo el patrocinio de un partido de izquierda se han prestado de manera voluntaria, para ser parte de un show mediático.

Desde el inicio de este sexenio, el señor Presidente ha sido incluyente y por medio del denominado “Pacto por México” logró la convocatoria de los partidos más representativos del país, para lograr una gran concertación sobre un grupo de ini-

ciativas que el país necesita para dar un salto cuántico en su desempeño político, económico y social. Así de esta manera se fueron presentando un grupo de reformas que buscan adecuar las leyes existentes o reemplazar las mismas, por instrumentos legales más acordes con las nuevas realidades internacionales e internas, buscando mover a México hacia nuevos estadios en términos de competitividad.

Ese liderazgo inicial mostrado por el Presidente logró sus primeros frutos y con el respaldo de una importante mayoría parlamentaria se aprobaron reformas como la laboral, educativa, fiscal, política, telecomunicaciones y energética, siendo esta última la más necesitada por el país. Y decimos esto tomando en consideración que el crecimiento demográfico de México está entre los más grandes de Latinoamérica y el mundo, razón más que suficiente para demandar más energía cada año; sólo que el peso de esta demanda ha sido muy superior al peso de

**Director General de CBM Ingeniería Exploración y Producción, firma mexicana de consultoría especializada en los procesos sustantivos del sector petrolero y vicepresidente de Relaciones Internacionales de AMESPAC, organización que agrupa empresas mexicanas de servicios.*

la oferta, iniciándose un periodo de déficit energético que lleva ya varios años.

En el tema del gas podemos recordar que a finales de la década de los 70, México era prácticamente autosuficiente en energía y solo se importaba alrededor del 3% del consumo nacional de gas; actualmente esta importación se ha multiplicado 10 veces y de seguir bajo el esquema monopólico, este déficit en gas continuará incrementándose aceleradamente. La razón principal es lo poco atractivo que resultan para una paraestatal como Pemex realizar inversiones para explotar las reservas de gas existentes y que sin embargo se han ido incrementando con los descubrimientos de nuevos yacimientos, en aguas someras y profundas del Golfo de México.

La respuesta al por qué no es atractivo para Pemex Exploración y Producción explotar esas reservas de gas, tiene que ver con la rentabilidad de esos proyectos en comparación con muchos otros proyectos que buscan explotar reservas de petróleo y también con una inadecuada política fiscal que no incentiva a la paraestatal a invertir en la explotación de las reservas de gas existentes; de hecho se ha decidido importar el gas natural líquido LNG de otros países a un costo muy superior a lo que costaría producir esas reservas de gas existentes en el país.

En el tema de las gasolinas, el país vive una realidad muy similar a la del gas, pues el déficit también viene incrementándose aceleradamente en la última década, asociada principalmente al crecimiento del parque automotor en el país y la inoperancia de las refinerías para satisfacer esa demanda incremental anual. En el año 2000 el país importaba 25% de la gasolina requerida y actualmente importa cerca del 50%. Las refinerías a pesar de las inversiones realizadas en los dos últimos sexenios siguen operando

con grandes ineficiencias y sus balances son deficitarios, es decir son un costo para el país, no un beneficio.

El negocio petroquímico muy dependiente de las eficiencias operativas de las refinerías y de la disponibilidad del gas, ha sufrido también una importante caída; hace una década se importaba el 40 % de productos petroquímicos y fertilizantes, hoy día se está acercando al 70%.

El transporte de productos petrolíferos, entiéndase aceite, gasolina y otros derivados, se realiza en un alto porcentaje en camiones tanques, pues la red existente ha sido saturada hace ya varios años y no ha existido un programa de ampliación y remplazo de redes existentes por parte del monopolio estatal. Nuevamente el factor rentabilidad gobierna las decisiones estratégicas para la colocación de las inversiones y estas son orientadas a los proyectos de producción de petróleo básicamente.

Finalmente nos referimos al tema de la producción de petróleo, misma que en los últimos 10 años ha declinado aceleradamente. En el año 2004 Pemex producía 3.4 millones de barriles diarios, de los cuales alrededor del 50 % era aportado por los yacimientos del campo Cantarell - icono de la producción mexicana desde la década de los 70 cuando fue descubierto. Al lograr su pico de producción y romperse el balance energético de sus yacimientos, se inició una declinación que redujo brutalmente su aporte de producción hasta unos 250 mil barriles diarios, del total de la producción de unos 2.5 millones de barriles diarios.

Esta declinación de la producción en Cantarell pudo ser compensada principalmente por el desarrollo de otros yacimientos descubiertos en la década de los 90 y que Pemex venía desarrollando consciente de la realidad en la declinación que enfren-

taría en los yacimientos de su campo estrella Ku Maloob Zaap es el nombre de este otro gigante que en buen momento fue desarrollado y que hoy aporta alrededor de 900 mil barriles del total de producción del país.

Así que la historia nos muestra un país con déficits importantes en todos los renglones hidrocarburíferos y esta realidad viene golpeando día a día al ciudadano mexicano, pues tanto la gasolina como el gas y la energía eléctrica, se han ido encareciendo en la medida en que el país se ha visto en la necesidad de importar más energéticos.

También la historia nos muestra una etapa agotada de la industria energética en México. Una paraestatal que ha crecido extraordinariamente y que no ha tenido las flexibilidades para ajustar ese crecimiento poblacional y organizacional, a los cambios en el negocio petrolero, producto de la declinación de sus yacimientos, envejecimiento de sus refinerías, y escasez de gas y petroquímico.

Estas son las realidades que obligan a revisar el modelo energético del país, buscando no privatizar a Pemex como tanto ha sido difundido quizá por intereses políticos, sino por el contrario ampliar la base de ofertantes de energía en el país, que complementen a la empresa nacional. También modernizar la figura de la empresa nacional buscando darle un espacio para mejorar su productividad y finalmente abrir espacios para que empresas y empresarios mexicanos le apuesten al negocio energético, bien sea el de los hidrocarburos o las energías alternas que tanto las necesita el país.

El compromiso y apuesta es aprovechar las ventajas del modelo para migrar de un entorno de escasez y déficit a un entorno de abundancia que redunde en un balance positivo de ingresos para el país y que se transforme en una reducción de los costos de la energía para cada ciudadano mexicano. ●

Nuestro compromiso

es proveer soluciones
confiables para las
construcciones
más innovadoras

En CEMEX, además de producir los mejores materiales para la construcción, ofrecemos a nuestros clientes soluciones integrales de alto valor agregado. Por más de un siglo, hemos trabajado en alianza con constructores en todo el mundo para transformar su visión en realidades concretas. A través de innovación constante mostramos nuestro compromiso con el desarrollo de soluciones creativas y sustentables, necesarias para resolver los grandes retos de las construcciones de hoy y del mañana.

Juntos construimos un mejor futuro.



www.cemex.com

HOSPITAL SANT JOAN DE REUS. PICH-AGUILERA ARCHITECTS
COLABORACIÓN CON COREA-MORAN, ARCHITECTS. FOTOGRAFÍA POR ADRIÀ GOULA

TERCER FORO PETROLERO

INNOVACIÓN TECNOLÓGICA PARA IMPULSAR EL DESARROLLO
ENERGÉTICO DE TABASCO Y EL GOLFO DE MÉXICO



EXHIBICIÓN INTERAMERICANA DE
TECNOLOGÍA PETROLERA

23, 24 y 25
SEPTIEMBRE 2014



Con la participación de
empresas tractoras de:

BRASIL
COLOMBIA,
MÉXICO
USA,
VENEZUELA,

- Exposición de Proveedores de la Industria Petrolera,
- Encuentro de negocios,
- Conferencias magistrales,
- Programas de compras.

INFORMES Y REGISTRO EN:

www.coparmextabasco.org.mx

O EN LOS TELÉFONOS: +52 (993) 268 0267, (993) 268 0268



GRUPO COMUNICADOR ALBA
Tlacoquemécatl #21-101,
Col. del Valle, México D.F. 03100
ventas@grupoalba.com.mx
Tel: 55 59 61 69 / 55 59 08 66 /
55 59 22 07

Aristas de la Reforma

Es tiempo de cambiar formas de pensar.

RAMSES PECH*

La Reforma Energética es una adecuación tardía de México a la geopolítica energética mundial. Se promueve una apertura del mercado mexicano energético, para la reducción de la exposición de capital por parte del gobierno y para asegurar la continuidad del gasto corriente de México.

A México le interesa mantener el control estratégico y la visualización de cuanto hidrocarburo podemos tener en superficie para su distribución e comercialización para su venta o transformación, dejando como no estratégico a la cadena de transformación y logística.

En una primera fase, Petróleos Mexicanos (Pemex) tendrá que mantener la producción de petróleo crudo en 2.5 millones de barriles diarios y la de gas natural en 5.7 mil millones de pies cúbicos diarios. Esto debe de ser posible, basado en las asignaciones que resulten de la Ronda Cero en el mes de septiembre. La expectativa de la Reforma es elevar la producción de crudo a 3 millones de barriles diarios en el 2018 y a 3.5 millones en el 2025, mientras que la producción de gas deberá crecer a 8 mil millones de pies cúbicos diarios en 2018 y a 10.4 mil millones en el 2025, según la expectativa oficial.

Bajo los nuevos esquemas de exploración y extracción, en donde PEMEX puede participar en alianza o con socios, los modelos de contratos a utilizar serán:

- Licencia. Transmisión onerosa de hidrocarburos extraídos.
- Utilidad compartida. Porcentaje de la utilidad.
- Producción compartida. Porcentaje de la producción.
- Servicios. En efectivo.
- Combinaciones de los anteriores.

Con la Reforma, Pemex y las empresas privadas podrán participar en competencia en tres tipos de mercado.

- Exploración y extracción, a través de las asignaciones o los contratos para la evaluación, exploración, desarrollo y explotación de campos en forma eficiente, basado en factores de recuperación.
- Transformación y logística, mediante permisos emitidos para la inversión en infraestructura para la movilidad de crudo, gas o productos derivados y asignación de procesos específicos en refinación y petroquímica.
- Comercialización, a través de permisos para la venta de crudo, gas, gasolina o petrolíferos.

La iniciativa considera que Pemex o las compañías con con-

México ha perdido oportunidades en el sector energía por la falta de planeación estratégica de largo plazo. Hoy en día México está influido por las condiciones geopolíticas, pero no influye en las mismas, sino que sólo trata de cubrir necesidades internas y externas.

tratos de exploración y producción deberán (1) pagar derechos y (2) pagar el impuesto sobre la renta (ISR). A Pemex se le asignará un presupuesto y deberá pagar los derechos propuestos, pero se le reconocerán ciertos costos asociados a la operación o administración, con el sentido de poder mostrar en su estado de resultados utilidades después de impuestos.

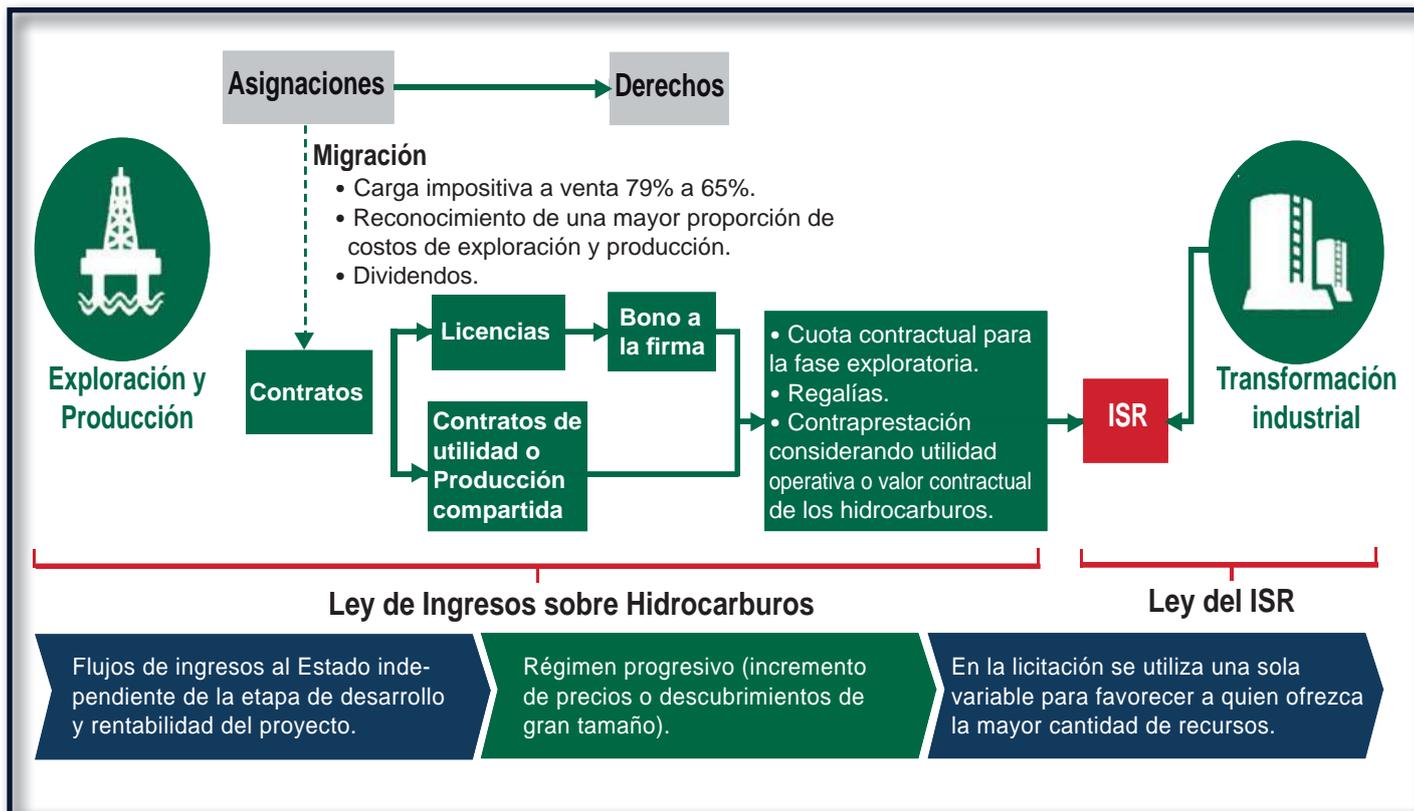
Las empresas privadas podrán reconocer dentro de los contratos asignados a sus proyectos que tienen tantas reservas por desarrollar y producciones futuras, con el fin de que puedan apalancarse para solicitar a las fuentes financieras recursos para la realización del proyecto, asumiendo ellas los riesgos y no del gobierno mexicano. Pero deberán aclarar en la solicitud de recursos que los hidrocarburos en el subsuelo son de la Nación.

Pemex tendrá que transformarse en una Empresa Productiva del Estado en un lapso máximo de dos años, con un nuevo consejo de administración, un nuevo esquema de remuneración a su personal, respetando sus derechos laborales, una nueva organización y nuevas reglas de rendición de cuentas.

Algunas funciones que hasta ahora ha tenido Pemex pasan a la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), a la Comisión Reguladora de Energía (CRE). Entre los activos e información que pasan a otras áreas del gobierno figuran:

- Transferencia de ductos e instalaciones de gas y contratos al Centro Nacional de Control de Gas Natural (CENAGAS)
- Información geológica, de instalaciones y operativa en el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNH)
- La adquisición y el procesamiento de información sísmica (a ser contratados por CNH).

*Consultor en materia energética. Ingeniero químico y master en Business Administration (MBA). (pech.ramses@yahoo.com.mx)



Otras consideraciones que afectan a Pemex incluyen:

- El fideicomiso público para promover el desarrollo de proveedores y contratistas nacionales de Pemex, creada en 2008, pasará al fideicomiso público para promover el desarrollo del proveedores nacionales de la industria energética, regido por la Secretaría de Economía.
- Pemex no podrá reportar reservas.
- Las negociaciones de terrenos en los nuevos contratos y en las actividades de exploración y explotación serán de jurisdicción federal
 - La Procuraduría Agraria deberá estar enterada
 - La Sener puede colocar testigos sociales
 - Al no estar de acuerdo, se acudirá a un juez de distrito
 - Apoyará el Centro Nacional de Avalúos
- En contratos de exploración y explotación de yacimientos transfronterizos Pemex tendrá una participación obligatoria de al menos el 20% de la inversión del proyecto.
- PEMEX no podrá iniciar actividades, perforar pozos, desarrollar, explorar o realizar estudios de superficie si no son autorizados por la Sener vía CNH.
- Al no cumplir con lo anterior, Pemex podrá ser sancionado con multas que pueden ir desde los 7,500 a 6 millones de salarios mininos del Distrito Federal.

México ha perdido oportunidades en el sector energía por la falta de aciertos en su planeación estratégica de largo plazo. Hoy en día

México está influido por las condiciones geopolíticas, pero no influye en las mismas, sino que sólo trata de cubrir necesidades internas y externas, por ejemplo ahora busca nichos para vender petróleo a Asia, Suiza y Hawái, porque la mezcla mexicana es cada día más difícil de colocar en el mercado a buen precio. No cubrir necesidades –que se originaron al no aprovechar oportunidades en el pasado– podría ocasionar un colapso financiero, energético y del crecimiento del país. Una vez cubiertas las necesidades de hoy, México podrá aspirar a volver a generar oportunidades. El mundo energético cambia, México llega tarde, por lo que tenemos que hacer la Reforma Energética en forma rápida y expedita, pero con planeación estratégica operativa, técnica, y económica, mas no política.

Dependemos del petróleo para mover la economía..... SI
 Pemex continuará laborando e incrementando su presencia.... SI
 Tenemos que organizarnos entre sindicatos, universidades, tecnológicos, empresarios, empresas, comunidades y gobierno estatal y federal, para ayudar a que PEMEX llegue a sus objetivos..... SI
 La industria de hidrocarburos es de alta inversión y de riesgo.. SI
 Cualquier variación en el tiempo de ejecución de proyectos en la industria de hidrocarburos afecta en llegar a los objetivos..... SI
 PEMEX seguirá siendo una empresa que depende de un presupuesto que le asigne la federación..... SI
 ¿Existen oportunidades con la Reforma? NO
 Más bien, existen necesidades de corto plazo por cubrir y se requiere planeación de largo plazo. ●

Carta de la Red por la Transición Energética al Secretario de Energía en relación a la NOM-020-ENER-2011 Eficiencia energética en edificaciones.- Envoltente de edificios para uso habitacional.

México, D.F., a 10 de junio de 2014.

**Lic. Pedro Joaquín Coldwell,
Secretario de Energía,
Presente.**

Estimado señor Secretario:

Como es de su conocimiento, la **Red por la Transición Energética** es un grupo plural, independiente y multidisciplinario, el cual por más de cinco años ha trabajado en la promoción, difusión e impulso de la energía limpia, la eficiencia energética, el transporte sustentable y el combate a las consecuencias del cambio climático en nuestro país, buscando generar una visión sectorial que promueva la transformación energética que requerimos.

Para la **Red**, el tema de la eficiencia energética es un tema de intenso interés. Por esta razón hemos seguido muy de cerca la creación, publicación y aplicación de la Norma Oficial Mexicana NOM-020-ENER-2011 Eficiencia energética en edificaciones.- Envoltente de edificios para uso habitacional, la cual de acuerdo con su artículo transitorio 16 establece que:

“Único.- La presente Norma Oficial Mexicana, una vez publicada en el Diario Oficial de la Federación como Norma Oficial Mexicana definitiva, entrará en vigor 120 días naturales posteriores a su publicación y a partir de esta fecha todos los edificios para uso habitacional comprendidos en el campo de aplicación de la misma serán verificados con base en ella.”

Sin embargo, a pesar de que la publicación de la NOM-020-ENER-2011 en el Diario Oficial de la Federación fue el 9 de agosto del 2011, hasta la fecha la aplicación de la misma no se ha realizado por parte de ninguna autoridad. Esta situación debió haber cambiado el pasado diciembre de 2013, cuando INFONAVIT publicó en su Boletín 091 la presentación con los Cambios al Manual Explicativo de la Hipoteca Verde (<http://boletin.dseinfonavit.org.mx/091/documento/HipotecaVerde-CambiosManualExplicativo2014.pdf>) señalando que:

“Se tiene programado exigir el cumplimiento de la NOM-020-ENER-2011 a partir del 1 de marzo del 2014”.

Sin embargo, esto no ocurrió ya que de acuerdo a lo informado a la **Red** por uno de nuestros miembros, la Asociación de Empresas para el Ahorro de Energía en la Edificación (AEAEE), el pasado 26 de febrero durante la celebración de la sesión de la Comisión Nacional Mixta de Desarrolladores de Vivienda, el Subdirector General de Sustentabilidad Social de INFONAVIT, informó que la obligatoriedad del cumplimiento de la NOM-020-ENER-2011 se suspendía indefinidamente.

Esa decisión nos preocupa sobremanera, ya que dicha NOM representa una oportunidad para colaborar en la mitigación del cambio climático desde el sector vivienda, a la vez que se convierte en el primer paso para lograr que las viviendas en zonas cálidas del país puedan cumplir con el criterio de habitabilidad, disminuyendo tanto el costo por subsidio energético como emisiones de CO₂ a la atmósfera.

Desde la **Red** reconocemos los esfuerzos realizados por el Gobierno Federal hacia la vivienda sustentable, entre los que destacan, el promover productos de calidad respaldados por las normas correspondientes, sobre todo de los productos que aportan a la sustentabilidad y en este caso en la eficiencia energética.

Sabemos que incluso antes de la publicación de esta NOM-020-ENER-2011, ya se habían incorporado a la vivienda productos con cumplimientos de otras normas como son la NMX-C-460-ONNCCE-2009 Aislamiento térmico – Valor “R” para las envoltentes de vivienda por zona térmica para la república mexicana; la NOM-018-ENER-2011 Aislantes térmicos para Edificaciones. Características, límites y métodos de prueba, con muy buenos resultados. Además de que la incorporación de dichos productos se convirtieron en requisitos de la Hipoteca Verde y los subsidios del Programa “Esta es tu Casa” de la Comisión Nacional de Vivienda (CONAVI).

Sin embargo, esto no ha sido suficiente, pues debemos recordar que en nuestro país se construyen al año cerca de 145,000 viviendas en zonas cálidas, con un costo para el erario de más de 240 millones de pesos en subsidios a la energía eléctrica. Con la aplicación de la NOM-020-ENER-2011 se estaría reduciendo el consumo de 40 millones de kWh y más de 80 millones de pesos en subsidios anualmente tan sólo en estas nuevas viviendas. Esto debido en gran medida a que la aplicación de aislamiento térmico en la vivienda puede reducir hasta el 50% de las necesidades de energía eléctrica para confort térmico.

Entendemos que esta NOM-020-ENER-2011, es el inicio de la transición hacia esquemas de eficiencia energética nacionales mucho más agresivos que nos permitirán mejorar la calidad de vida de los habitantes del país y de ahí la importancia de su cumplimiento.

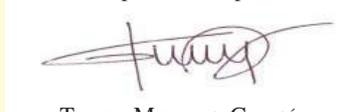
Por esta razón la **Red por la Transición Energética** preocupada por las consecuencias que se derivan por no ejecutar las acciones decididas para mejorar las condiciones ambientales y sustentables, solicita su intervención ante las diversas autoridades encargadas del tema de vivienda para lograr la plena aplicación de la NOM-020-ENER-2011. Todo esto para mejorar las condiciones de bienestar de las familias mexicanas que redundará finalmente en optimizar las condiciones para el mejor desarrollo de nuestro país.

Sin más por el momento, quedamos atentos a su respuesta.

ATENTAMENTE

RED POR LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Contacto para correspondencia:



TANIA MIJARES GARCÍA

Directora General

ASOCIACIÓN DE EMPRESAS PARA EL AHORRO DE ENERGÍA EN LA EDIFICACIÓN, A.C.

tmijares@ahorroenergia.org.mx

(Firmas adjuntas)

Individuos:

ALEJANDRO ARIAS BUSTAMANTE, CONSULTOR INDEPENDIENTE EN ENERGÍA; RAFAEL CARMONA DÁVILA, CTO DE GREEN MOMENTUM; MIGUEL ÁNGEL CERVANTES, CONSULTOR INDEPENDIENTE; DANIEL CHACÓN, ANALISTA EN MEDIO AMBIENTE, CAMBIO CLIMÁTICO Y ENERGÍA; ENRIQUE GARCÍA CORONA, ASESOR INDEPENDIENTE EN ENERGÍA; RODRIGO GALLEGOS; ESPECIALISTA EN POLÍTICAS PÚBLICAS Y ECONOMÍA; EVANGELINA HIRATA NAGASAKO, DIRECTORA TÉCNICA DEL ORGANISMO NACIONAL DE NORMALIZACIÓN Y CERTIFICACIÓN DE LA CONSTRUCCIÓN Y EDIFICACIÓN (ONNCCCE); ALEJANDRO LOREA, ANALISTA EN TEMAS DE MEDIO AMBIENTE Y ENERGÍA; DAVID MORILLÓN GALVEZ, ACADÉMICO DEL INSTITUTO DE INGENIERÍA DE LA UNAM; GABRIEL QUADRI DE LA TORRE, SIGEA; ÉDGAR SANDOVAL GARCÍA, CONSULTOR INDEPENDIENTE EN ENERGÍA; DAVID SHIELDS, DIRECTOR GENERAL DE ENERGÍA A DEBATE; JENNY TARDAN WALTZ, ESPECIALISTA EN ENERGÍA; ERNESTINA TORRES REYES, RENOVABLES DE MEXICO, S.A. DE C.V.; JORGE VILLARREAL, ANALISTA EN CAMBIO CLIMÁTICO Y ENERGÍA; ALEJANDRO VILLEGAS LOPEZ, CONSULTOR EN POLÍTICAS DE MOVILIDAD Y SUSTENTABILIDAD.

Organizaciones:

Asociación de Empresas para el Ahorro de Energía en la Edificación, A.C. (AEAE); Centro Mexicano de Derecho Ambiental, A.C. (CEMDA); Centro de Especialistas en Gestión Ambiental (CEGAM); Centro de Transporte Sustentable-Embarq (CTS-EMBARQ); Instituto de Políticas para el Transporte y el Desarrollo (ITDP); Inteligencia Pública, A.C.

c.c.p: *Lic. Jorge Carlos Ramírez Marín*, Secretario de Desarrollo Agrario, Territorial y Urbano (SEDATU); *Ing. Juan José Guerra Abud*, Secretario de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT); *Dr. Luis Videgaray Caso*, Secretario de Hacienda y Crédito Público (SHCP); *Arq. Rodrigo Alejandro Nieto Henríquez*, Subsecretario de Desarrollo Urbano y Vivienda (SEDATU); *Lic. Leonardo Beltrán Rodríguez*, Subsecretario de Planeación y Transición Energética (SENER); *Lic. Cuauhtémoc Ochoa Fernández*, Subsecretario de Fomento y Normatividad Ambiental (SEMARNAT); *Lic. Fernando Aportela Rodríguez*, Subsecretario de Hacienda y Crédito Público (SHCP); *Lic. Paloma Silva De Anzorena*, Directora General Comisión Nacional de Vivienda (CONAVI); *Ing. Odón de Buen Rodríguez*, Director General, Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE); *Lic. Alejandro Murat Hinojosa*, Director General INFONAVIT; *Lic. Edda Fernández Luiselli*, Coordinadora de Asesores de la Subsecretaría de Fomento y Normatividad Ambiental (SEMARNAT); *Lic. Santiago Creuheras Díaz*, Dirección General de Eficiencia Energética e Innovación Tecnológica (SENER); *Lic. Eduardo Torres Villanueva*, Subdirector General de Análisis y Sustentabilidad (CONAVI); *Lic. Jorge Wolpert Kuri*; Director General de Desarrollo Urbano, Suelo y Vivienda (SEDATU); *Arq. Carlos Zedillo Velasco*, Subdirector General de Sustentabilidad Social (INFONAVIT); *Senador David Penchyna Grub*, Presidente Comisión de Energía; *Diputado Marco Antonio Bernal Gutiérrez*, Presidente Comisión de Energía; *Andreas Gruner*, Asesor principal, Programa México-Alemán para NAMA Componente Vivienda; *Arq. José Luis Cortés*, Presidente del Colegio de Arquitectos; *Ing. Fernando Zárate*, Cámara Mexicana de la Industria de la Construcción (CMIC); *Sr. Juan Fernando Abusaid Quinard*, Presidente Cámara Nacional de la Industria de Desarrollo y Promoción de Vivienda (CANADEVI).

electricon®
2014

XV EXPO CONGRESO NACIONAL
DE LA INDUSTRIA DE LA CONSTRUCCIÓN ELÉCTRICA
ENERGÍA ELÉCTRICA SUSTENTABLE

REGÍSTRATE EN:

www.electricon.com.mx

GUADALAJARA
8-10 OCTUBRE 2014

En Expo Guadalajara



¡Síguenos!



Tel: 01 (33) 1812- 4458 - 01 (33) 1812-4459

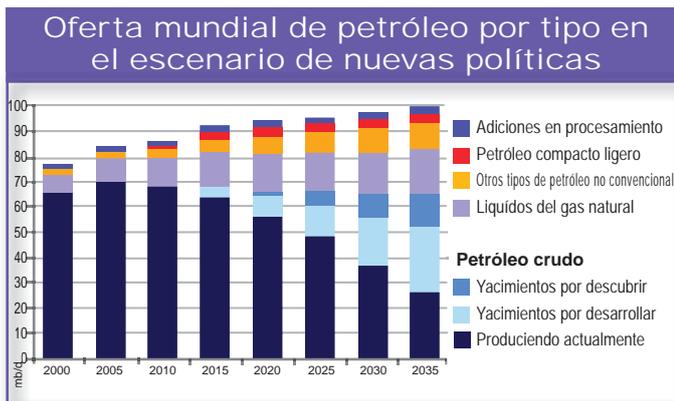


¿Crecerá la producción de crudo?

Se requieren cada vez mayores inversiones para agregar barriles adicionales.

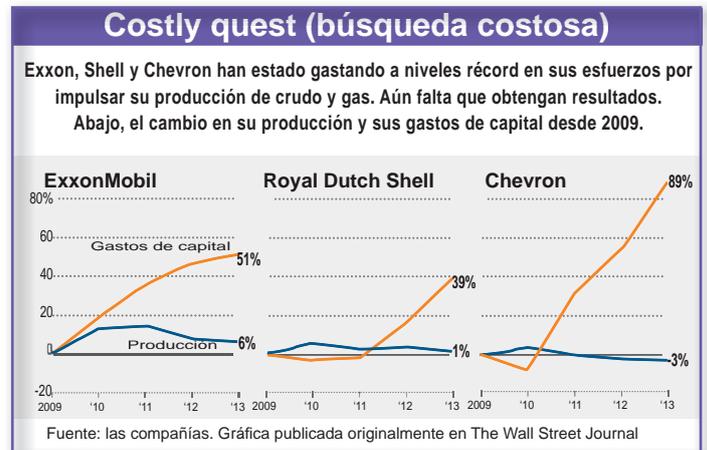
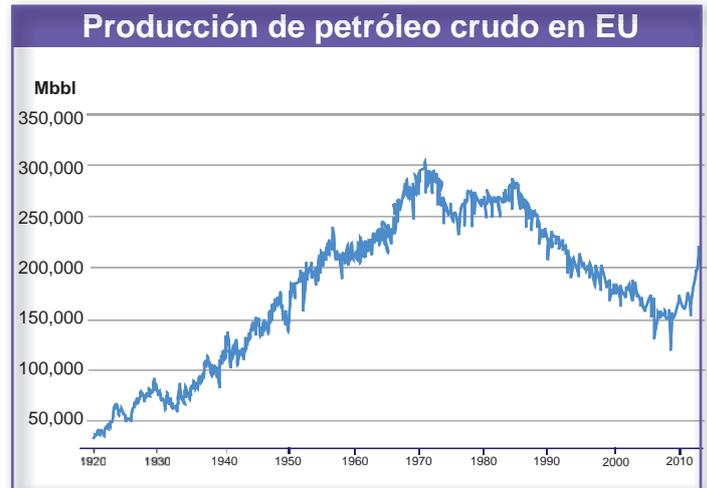
FERNANDO CHAVARRÍA*

El informe World Energy Outlook 2012 de la Agencia Internacional de Energía en el periodo 2011-2035 del escenario de “nuevas políticas” muestra que la producción total de petróleo crecerá de 87 millones de barriles diarios (b/d) en 2011 y 92 millones de b/d en 2015 a 100 millones de b/d en 2035. La producción de los actuales campos declinará un 1.4% anual, es decir, una reducción del 62% (42.3 millones de b/d) en 24 años, la cual sería compensada por los “campos todavía por desarrollar” y “campos por encontrar y desarrollar”, con tasas de crecimiento anual del orden del 4.9% y 3.8% respectivamente.



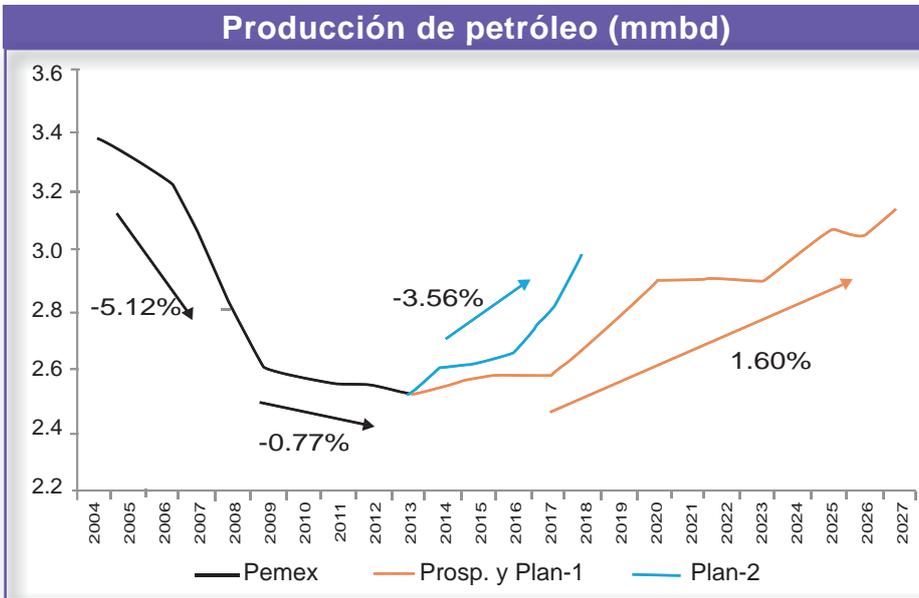
El incremento de la producción de petróleo de Estados Unidos (mayor consumidor actual), derivado en gran medida del “fracking”, modificó su tendencia, al pasar de una declinación anual del 1.7% en el periodo 1970-2008, a un incremento del 6.7% para el 2008-2012, logrando una producción de 6.5 millones de b/d en 2012, similar a la obtenida en 1953 y 1996. Se trata de un aumento del 30% respecto al 2008.

Es aún insuficiente para revertir la importación neta, derivada del consumo de los próximos años, o para modificar el incremento en los gastos de capital (inversión) en relación a la producción obtenida (ver gráfica de Costly Quest), poniendo en riesgo su rentabilidad, que es un requisito indispensable para estimular la producción.



Pasado el 2004, la tendencia de la producción en México cambió e inició su declive, con modificaciones en su comportamiento de -5.12% al -0.8% anual para periodos 2004-2009 y 2009-2013 respectivamente. La prospectiva del petróleo crudo 2013-2027 realizada por la Secretaria de Energía con crecimiento del 1.60% anual, muestra que se alcanzará 3.15 millones de b/d al final en este periodo, cifra que se encuentra más o menos en línea con las

*Ingeniero civil por la Universidad Autónoma de Chihuahua(UACH). Maestría en Estadística Aplicada (UACH) y Planeación y Sistemas (ULSA). Trabajó en Pemex Petroquímica en diferentes áreas. (ferchamex@hotmail.com)



expectativas generadas por funcionarios del sector en relación a la Reforma Energética.

La producción esperada de petróleo e inversión propuesta para los próximos años, según la IEA, contrasta con algunos resultados obtenidos (Costly Quest). Esto invita a revisar las perspectivas de la producción nacional y los niveles de inversión requeridos para lograr las metas esperadas. También en los últimos años en México se ha requerido más inversión en exploración y producción y no se ha podido frenar totalmente la caída de la producción. ¿La Reforma Energética atraerá las grandes inversiones prometidas? ¿Las inversiones podrán elevar la producción arriba de 3 millones de b/d? ●

Ideas de vanguardia. Construyendo nuevos paradigmas de negocios en la industria petrolera y de infraestructura

Ainda es una firma de consultoría formada por un equipo de profesionales con amplia experiencia en el diseño e implantación de estrategias de negocio, crecimiento, políticas públicas y cambios organizacionales.

En Ainda trabajamos con la alta dirección de empresas y organismos públicos para incrementar el valor que generen sus organizaciones y para asegurar el éxito de la instrumentación de las mismas.



Varsovia 38, piso 4
Col. Juárez
Delegación Cuauhtémoc
México, D.F. C.P. 06600
Tel: +52 (55) 5202 - 7690

El régimen fiscal de los contratos petroleros

Los contratos se adjudicarán mediante licitación pública a quien otorgue las mejores condiciones para el Estado.

SERGIO A. RAMÍREZ *

México, a pesar de ser un país productor de petróleo con un largo historial, no cuenta ni nunca ha contado con una verdadera fiscalidad petrolera (*oil and gas taxation*), tal vez porque al tener desde hace 76 años un solo contribuyente cautivo, el régimen fiscal mexicano se contenía desde 1960 en un solitario artículo de la Ley de Ingresos de la Federación de cada ejercicio fiscal. **Sin embargo, México está a punto de entrar a jugar en las ligas mayores de la fiscalidad petrolera.**

El pasado 30 de abril el Ejecutivo federal presentó ante el Senado de la República nueve iniciativas de diferentes leyes secundarias, que derivan de la reforma constitucional en materia de energía, publicada en el Diario Oficial de la Federación del 20 de diciembre de 2013.

Las iniciativas de Ley de Ingresos de Hidrocarburos, Ley del Fondo Mexicano del Petróleo (FOMEX) y Ley Federal del Presupuesto fueron remitidas a la Cámara de Diputados, ya que es conveniente recordar que en materia fiscal **es siempre cámara de origen obligatoria**, de acuerdo a lo dispuesto al artículo 72, Inciso H de la Constitución. Es de señalar la importante relación que guardarán entre sí:

a) **La Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos (LIF):** preverá los esquemas de ingresos que obtendrá el Estado mexicano derivados de las actividades de exploración y extracción, las disposiciones sobre la administración y supervisión de los aspectos financieros de los contratos, las atribuciones de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), así como diversas obligaciones en materia de transparencia y rendición de cuentas respecto de las contraprestaciones de los contratos y de sus ingresos, para que toda la información se encuentre al alcance de los ciudadanos.

b) **La Ley de Hidrocarburos (LH):** regulará los contratos petroleros, así como todos los aspectos sustantivos sobre las nuevas formas de desarrollar toda la cadena productiva de los hidrocarburos en nuestro país, en sus diversas actividades:

- Reconocimiento y exploración superficial, exploración y extracción (*'upstream'*).
- Transporte, almacenamiento, distribución y expendio al público de los diferentes hidrocarburos (*'midstream'*).

• *Ex gerente fiscal de Pemex. Miembro de la Asociación de Ex Funcionarios Superiores de Petróleos Mexicanos, EFSIP (taxandoil@prodigy.net.mx).*

- Tratamiento y refinación de petróleo y procesamiento de gas natural (*“downstream”*).

c) La Ley de Petróleos Mexicanos (LPM): tendrá por objeto establecer la organización, funcionamiento y evaluación de la futura empresa productiva del Estado (EPE), su régimen especial y el de sus empresas productivas subsidiarias y empresas filiales.

El análisis conjunto de las leyes citadas en el párrafo anterior permitirá entender de manera cabal e integral la fiscalidad petrolera y los sectores que la componen.

La LIH y el régimen fiscal de los contratos

Los contratos se adjudicarán mediante licitación pública a quien otorgue las mejores condiciones para el Estado. Todos los ingresos por contratos y asignaciones deberán depositarse en el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo (FOMEX). Para las asignaciones de PEMEX, no hay modificaciones substanciales con respecto a su esquema vigente de derechos (Ley Federal de Derechos, Capítulo XII: Hidrocarburos) que se incluirá a partir de 2015 en la LIH. El dividendo estatal para PEMEX lo determinará anualmente la SHCP y lo aprobará el Congreso. Para los organismos subsidiarios de transformación industrial se elimina el Impuesto sobre Rendimientos Petroleros (IRP) y en adelante se les aplica Impuesto sobre la Renta (ISR). Contiene disposiciones relativas a la transparencia y rendición de cuentas.

Premisas de la LIH para los contratos

De las contraprestaciones⁽¹⁾: La captura de la renta económica en beneficio del Estado generada por las actividades de exploración y extracción. (1) Régimen progresivo: La proporción de ingresos que reciba el Estado deberá aumentar conforme al precio del hidrocarburo y con el tamaño del yacimiento descubierto. (2) Régimen sencillo: El régimen debe contar con pocos componentes, con una estructura similar entre distintos tipos de campos y de hidrocarburos.

Variable de adjudicación siempre económica: La variable de adjudicación de los contratos será en todos los casos una única variable de naturaleza económica, atendiendo siempre a maximizar los ingresos. Considerando las circunstancias particulares de cada contrato, la SHCP podrá establecer el valor mínimo que sea aceptable para el Estado, de la variable de adjudicación. Así, la SHCP podrá optar por incluir en cualquier contrato alguna de las contraprestaciones señaladas en la LIH o una combinación de las mismas. En el caso de una migración de una asignación a un contrato, la SHCP determinará la tasa y la base aplicables a la

utilidad operativa:

VALOR CONTRACTUAL – DEDUCCIONES (REGALÍAS Y GASTOS, COSTOS Y DEPRECIACIÓN)

Mecanismo de ajuste⁽²⁾ sobre algunas contraprestaciones: Se determinará por cada contrato y tiene como objetivo fortalecer la **progresividad**, garantizando al Estado mexicano capturar la rentabilidad extraordinaria que se genere por menores costos, mayores precios y los más grandes descubrimientos mayores.

Prerrequisitos/Preselección: Otros elementos podrán ser establecidos para poder participar en los procesos licitatorios, en términos de la Ley de Hidrocarburos, como son porcentajes mínimos de contenido nacional y programas mínimos de inversión.

Determinación de los precios para los cálculos: Deberán reflejar el valor de mercado de los hidrocarburos (petróleo crudo, gas natural y condensados) que se produzcan en un área contractual, considerando en su caso: (1) ajustes que se requieran por calidad, (2) contenido de azufre, (3) costos de comercialización, transporte y logística, entre otros, y (4) grados API:

Los múltiples roles de la SHCP

La SHCP contará con las más importantes facultades y atribuciones para incidir en el destino de la reforma energética. Determinará las variables económicas dentro de las asignaciones y los contratos de exploración y extracción, además de que jugará un triple rol como contraparte en los contratos petroleros, como fiscalizador, a través del Servicio de Administración Tributaria (SAT), así como administrador único del FOMEX⁽³⁾, fideicomiso que cobrará todas las contraprestaciones provenientes de las asignaciones y contratos de exploración y extracción de hidrocarburos, salvo

(1) Las contraprestaciones tienen como finalidad garantizar un flujo de efectivo a favor del Estado, ya sea durante la etapa de exploración de los yacimientos o durante la etapa de producción. Exposición de Motivos de la LIH. Pág. 9

(2) Mecanismo de Ajuste: fórmula que establece la Secretaría en cada Contrato, que a partir de la rentabilidad en cada Período del Contratista, aumenta las Contraprestaciones a favor del Estado, mediante la modificación de alguno de los parámetros que determinan las Contraprestaciones del Contrato. (Art. 4° Frac. XII, Iniciativa LIH).

(3) Artículo 3° de la LIH.



los impuestos que serán recaudados y fiscalizados por el SAT.

Además, el artículo 36 de la LIH, señala: “Los contratos preverán que la SHCP, tendrá, entre otras, las siguientes funciones”: VI. Instruir al Fondo Mexicano del Petróleo el pago a los contratistas de las contraprestaciones que, en su caso y conforme al contrato les correspondan”.

Finalmente, el artículo 35 de la misma Iniciativa de la LIH establece que la SHCP, en el ejercicio de las funciones que se prevean en las disposiciones aplicables y en los contratos, **no será considerada autoridad**, por lo que no procederá recurso administrativo o judicial alguno en contra de sus determinaciones, mismas que sólo podrán ser cuestionadas en la forma y términos que se señalen en los contratos.

Elementos fiscales para los contratos

Los elementos comunes de licencias, utilidad compartida y producción compartida son la cuota para la fase exploratoria, la regalía, el mecanismo de ajuste y el cerco fiscal (ring fencing). En los contratos de licencia, hay bono de firma y el ganador es quien otorgue la contraprestación definida como una sobregalía o una sobretasa del ISRE (Impuesto Sobre la Renta Empresarial: 30%, personas físicas 35%). En los contratos de utilidad compartida y de producción compartida, el ganador es quien otorgue la contraprestación definida como un porcentaje de la utilidad, en efectivo o en especie (producción), respectivamente.

El rol del comercializador (Arts. 27 y 28 LIH): El comercializador entregará al FOMEX todos los ingresos derivados de la venta

de la producción contractual que de acuerdo a cada contrato corresponda al Estado, una vez descontado el pago de sus servicios, de conformidad con el contrato que formalice con la CNH.

Contrato entre el comercializador y la Comisión Nacional de Hidrocarburos (Art. 28 LH): La CNH, a petición del FOMEX, podrá contratar, a cualquier otra empresa productiva del Estado (EPE) o a una persona moral, mediante licitación pública, a cambio de una contraprestación por los servicios que preste de comercialización de los hidrocarburos.

Adjudicación directa (Artículo Octavo Transitorio de la LH). Sin embargo, la CNH podrá adjudicar de manera directa a PEMEX o alguna de sus empresas productivas subsidiarias o empresas filiales un contrato para la comercialización de los hidrocarburos, el cual no podrá tener una vigencia mayor al 31 de diciembre de 2017 y no podrá ser prorrogado o renovado.

El Fondo Mexicano del Petróleo

El FOMEX deberá transferir recursos para que los ingresos petroleros en el presupuesto sean de 4.7% del PIB. Este monto se distribuye entre destinos específicos, fondos de estabilización y el presupuesto, con la siguiente mecánica: La cantidad en pesos equivalente al 4.7% del PIB se estima de manera definitiva en Criterios Generales de Política Económica. Se le resta a ese monto la estimación del ISR a recaudar por los contratos. El faltante se obtiene del FOMEX. Los ingresos del FOMEX por encima de ese monto se destinan al ahorro de largo plazo.

El FOMEX recibe la renta petrolera y paga los costos de los contratos (licencias, utilidad compartida y producción compartida). Recibe los derechos por las asignaciones de Pemex. Realiza las transferencias al Presupuesto de Egresos de la Federación hasta por el 4.7 % del PIB. Lleva a cabo la administración patrimonial del ahorro de largo plazo. Recomienda a la Cámara de Diputados los rubros en que podrían emplearse los ingresos adicionales, cuando el ahorro supere el 3% (Fideicomitente: SHCP, quien preside el comité, y Secretaría de Energía. Fiduciario: Banco de México).

Renta petrolera

DE LOS INGRESOS POR CONTRATOS (TÍTULO SEGUNDO LIH)

Las contraprestaciones que se establezcan en los contratos se calcularán y entregarán al Estado y a los contratistas (PEMEX, EPE's y

	Licencias		Utilidad Compartida	Producción Compartida
	Contra Tasa	Prestación Base		
ISRE (30%)	✓	✓	✓	✓
Cuota para la fase exploratoria.	✓	✓	✓	✓
Regalía básica.	✓	✓	✓	✓
Bono a la firma.	✓	✓	x	x
Contraprestación del Estado (GANADOR).	✓ (Sobre-tasa de ISR)	✓ (Sobre regalía)	x	x
Porcentaje de la utilidad operativa (GANADOR).	x	x	✓ (Efectivo)	✓ (Especie)
Recuperación de costos.	✓	x	✓	✓
Mecanismo de ajuste (PROGRESIVIDAD).	✓	✓	✓	✓
Cerco fiscal (Ring Fencing).	✓	✓	✓	✓



LO QUE NO SE MIDE NO SE PUEDE CONTROLAR,
LO QUE NO SE CONTROLA NO SE PUEDE MEJORAR.

TE INVITAMOS A PARTICIPAR EN EL

1ER CONGRESO Y EXPOSICIÓN INTERNACIONAL DE MEDICIÓN DE FLUJO Y CALIDAD DE LOS HIDROCARBUROS 2014



12/13/14 • Noviembre 2014

www.congresomedicionhidrocarburos2014.com

COMITÉ ORGANIZADOR

Teléfonos:

Rubén Ostos Villaseñor ruben.ostos@pemex.com	+ 011 (52) 993 316.5619
Oscar López Ortiz oscar.lopezo@pemex.com	+ 011 (52) 993 316.6514
Jaime Edgar Martínez Hernández jaime.edgar.martinez@pemex.com	+ 011 (52) 993 316.5619

OPERADORA DEL EVENTO



Informes y ventas:

Gonzalo García
 gonzalo.garcia@consiisa.com | + 011 (52) 55 2159.1245
 a.hurtado@consiisa.com | + 011 (52) 55 6312.0738
 j.garcia@consiisa.com | + 011 (52) 55 6363.4520

www.consiisa.com

Parque Tabasco, Paseo Usumacinta SN,
Villahermosa, Tabasco. CP 86037,
Naves del Parque Tabasco



Personas Morales), conforme a los mecanismos previstos en cada contrato. El pago al Estado Mexicano de dichas contraprestaciones no exime a los contratistas del cumplimiento de las obligaciones en materia tributaria (Art. 5 LIH).

Contraprestaciones comunes a los contratos (licencia, utilidad y producción compartida):

1. *Cuota contractual para la fase exploratoria:* Se trata de un pago⁽⁴⁾ en beneficio del Estado por el área contractual que se encuentra en la fase de exploración y evita el acaparamiento de áreas por largos períodos. Es independiente del pago de contribuciones que deriven de la propiedad o tenencia de la tierra, como el impuesto predial. Es una contraprestación contractual, el pago se realiza en virtud de la titularidad del contrato.

Cuotas mensuales a favor del Estado mexicano en todos los contratos salvo el de servicios (art. 23 LIH)	
Los contratos preverán el pago mensual de una cuota contractual para la fase exploratoria, por el área contractual que no se encuentre en fase de producción de acuerdo a las siguientes cuotas:	
I. Durante los primeros 60 meses de vigencia del contrato	\$ 2,650.00 por kilómetro cuadrado
II. A partir del mes 61 de vigencia del contrato	\$ 4,250.00 por kilómetro cuadrado
Los valores para las cuotas mensuales se actualizarán cada año en el mes de enero, de acuerdo a la variación en el Índice Nacional de Precios al Consumidor en el año inmediato anterior.	

www.ceemx.com.mx

2. *Regalías:* Porcentajes pagados determinados en función de los ingresos brutos que deriven de la producción de hidrocarburos. Se prevé que aumente el porcentaje cuando lo haga el precio de cada hidrocarburo (petróleo, gas natural y condensados), garantizando que el Estado reciba un monto proporcionalmente mayor.

La tasa será distinta según se trate de petróleo, gas asociado o gas no asociado. Además, cuando el precio del gas sea menor a 5 dólares americanos (USD) por millón de BTU's (*British Thermal Units*) no se aplicará la regalía, y en particular cuando se trate de lutitas (*gas shale*), por la dificultad y precio de su extracción.

Se propone una "tasa moderada" (por ejemplo de 10% cuando el precio sea de 10 USD) para evitar el abandono temprano de un yacimiento debido a su baja rentabilidad.

Contraprestaciones en los contratos de licencia:

3. *Bono a la firma del contrato*⁽⁵⁾: Se trata de un monto es-

pecífico que será pagado en efectivo, al Estado mexicano, antes de que inicien las actividades de exploración y extracción, por el contratista, y será fijado en la licitación correspondiente o en el contrato mismo, cuando se trate de la migración de una asignación. Se propone que sea un monto conocido antes de las presentaciones de ofertas para que no sirva como variable de adjudicación.

4. *Aplicación de una tasa a la utilidad operativa o al valor contractual de los hidrocarburos.* Esta será la única variable económica que servirá de base para la adjudicación de los contratos de licencia.

PERÍODO:

Valor de los hidrocarburos producidos
 Menos el monto de las regalías efectivamente pagadas
Menos los costos y gastos y deducción de inversiones
 = Utilidad Operativa (%)

Limitaciones
Costos por encima de ciertos límites (Cap's).
Actividades distintas a los planes aprobados por la CNH.
Límite expresado en porcentaje de los ingresos brutos generados por el contrato en cada período.
Límite a las deducciones totales por período, las cuales podrán ser trasladadas a períodos subsecuentes. ⁽⁶⁾

Algunos conceptos no deducibles (Art. 13 LIH)
II. Los costos en que se incurra por negligencia o fraude del contratista.
III. Los donativos.
IV. Los costos y gastos por concepto de servidumbres, derechos de vía, ocupaciones temporales, etc.
VII. Los gastos relacionados con la capacitación que no cumplan con los lineamientos que emita la SHCP;
X: Los montos registrados como provisiones y reservas de fondos, excepto aquellos para el abandono de las instalaciones conforme a los lineamientos que emita la SHCP;
XIV. Los demás que se especifiquen en cada Contrato..... y los que se establezcan en los lineamientos que emita la SHCP.

(4) También se le considera como un bono de incentivo al desempeño o bono de castigo, tendiente a evitar por parte del contratista, el incumplimiento de los programas de inversión. Les Bonus en Fiscalité Pétrolière. Essaga, Stephane. Febrero de 2009.

(5) Bono de firma: Se considera como un derecho de "entrada". También llamado "bono en efectivo" o "bono al contado" normalmente es pagado al momento del otorgamiento del contrato de licencia o de producción compartida. Algunos países no imponen directamente bonos de firma sino a través de un mecanismo de subasta. Es un bono de primera generación, que ha acompañado desde su origen a los contratos petroleros.

(6) Se establece la posibilidad de acarrear pérdidas hasta por diez ejercicios fiscales para efectos de la determinación de la contraprestación.

Contraprestaciones en los contratos de utilidad y de producción compartida

Aplicación de un porcentaje la utilidad operativa, la que se distribuirá conforme a los porcentajes establecidos en el contrato:

a) *Contrato de utilidad compartida.* El contratista entregará la totalidad de la producción al comercializador convenido, quien a su vez entregará los ingresos producto de la comercialización al FOMEX, para su posterior distribución conforme al contrato respectivo.

b) *Contrato de producción compartida.* Las contraprestaciones se calcularán en especie, como una proporción de los hidrocarburos producidos. El Estado podrá contratar a un comercializador convenido, quien a su vez comercializará los hidrocarburos conforme al contrato respectivo.

De los contratos de servicios

Los contratistas entregarán la totalidad de la producción al Estado y sus contraprestaciones serán siempre en efectivo, de acuerdo con los estándares o usos de la industria, no estando obligados a cubrir regalías ni la cuota contractual para la fase exploratoria.

Principales obligaciones de los contratistas (Art. 28 LIH)

II. Entregar al FOMEX las Contraprestaciones a favor del Estado, cuando corresponda.

IV. Observar las reglas y bases sobre la procura de bienes y servicios para las actividades llevadas a cabo al amparo de los Contratos, conforme a **los lineamientos que emita la SHCP.**

VI. Pagar los derechos y aprovechamientos que se establezcan por la administración y supervisión de los Contratos o la supervisión y vigilancia de las actividades al amparo de los mismos, que realice la CNH y la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al medio Ambiente del Sector Hidrocarburos. (ANSIPA)

Contraprestaciones al contratista (Art. 29 LIH): Se pagarán una vez que el contratista realice las operaciones vinculadas con el objeto del propio contrato, por lo que en tanto no exista producción contractual, bajo ninguna circunstancia serán exigibles las Contraprestaciones a su favor ni se le otorgará anticipo alguno.

ASPECTOS FISCALES RELACIONADOS CON EL ISR

1. Precios de Transferencia. Cuando el contratista realice operaciones con partes relacionadas, tanto para la venta o comercialización de hidrocarburos como para la procura de insumos, materiales o servicios, serán aplicables las Guías sobre Precios de

Trasferencia para Empresas Multinacionales aprobadas por el Consejo de la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico en 1995 o aquéllas que las sustituyan. (Art. 30 LIH)

2. Participación solamente de empresas que no consoliden.

Las bases de licitación de los contratos y los contratos deberán prever que sólo podrán participar en los procesos de licitación, las personas morales o asociaciones en participación cuyo objeto sea exclusivamente la exploración y extracción de hidrocarburos y actividades conexas, y que no tributen en el régimen opcional para grupos de sociedades del Capítulo VI del Título Segundo de la Ley del Impuesto sobre la Renta.⁽⁷⁾ (Art. 31 LIH)

Cerco fiscal ('ring fencing'). Las personas o asociaciones arriba citadas, no podrán ser titulares de más de un contrato, excepto en los casos de empresas productivas del Estado, cuyo objeto sea exclusivamente la exploración y la extracción. Este término se originó en el Reino Unido y se utiliza para cercar las utilidades de petróleo y gas ('upstream'), ya que estas actividades son separadas de otras actividades de la misma compañía o grupo. Las actividades del 'ring fence' son tratadas como un negocio separado de todos los otros para fines fiscales, incluyendo la depreciación de bienes de capital.

3. Porcentajes de deducción para la determinación del ISR de los contratistas: Para efectos del impuesto sobre la renta, los contratistas en lugar de aplicar los porcentajes de deducción establecidos en los artículos 33 y 34 de la Ley del Impuesto sobre la Renta aplicarán los porcentajes del artículo 32 de la LIH.

Porcentajes de deducción para la determinación del impuesto sobre la renta de los contratistas (art. 32 LIH)

I. El 100% del Monto Original de Inversión de las inversiones realizadas para la Exploración, recuperación secundaria y mejorada(8).

II. El 25% del Monto Original de Inversión de las inversiones realizadas para el desarrollo y explotación de yacimientos de Petróleo o natural, en cada ejercicio.

III. El 10% del Monto Original de las inversiones realizadas en infraestructura de Almacenamiento y transporte indispensable para la ejecución del Contrato, como oleoductos, gasoductos, terminales, transporte o tanques de almacenamiento necesarios para llevar la Producción Contractual a los puntos de entrega, medición o fiscalización determinados cada contrato, en cada ejercicio.

Cuando el Contratista utilice bienes de las inversiones que no hubieren sido deducidos en su totalidad durante una Asignación, sólo podrá deducir el saldo pendiente por depreciar que corresponda a dicho contrato en términos de los lineamientos que al respecto emita la SHCP.

ATRIBUCIONES DE LA SHCP

Principales funciones de la SHCP que se preverán en los contratos (art. 36 LIH)

I. Determinar las bases y reglas sobre el registro de costos, gastos en inversiones, conforme a los lineamientos⁽⁹⁾ que emita.

II. Determinar las bases y reglas sobre la procura de bienes y servicios para las actividades llevadas a cabo al amparo de cada contrato, conforme a los lineamientos que emita. Para minimizar los costos, gastos e inversiones.

IV. Verificar el correcto pago de las regalías y Cuotas Contractuales para la Fase Exploratoria.

VI. Instruir al FOMEX el pago a los contratistas de las Contraprestaciones que, en su caso y conforme al Contrato, les correspondan.

VII: Verificar las operaciones y registros contables derivados del Contrato. Las funciones que realice a SHCP, serán sin perjuicio de las facultades en materia fiscal de las autoridades competentes, en términos de las leyes fiscales.

De las empresas productivas subsidiarias de Petróleos Mexicanos (Arts. 58 y 59 Ley de Petróleos Mexicanos): Son aquellas con personalidad jurídica propia y patrimonio propio, bajo la conducción, dirección y coordinación de PEMEX y que ubiquen en cualquiera de los siguientes supuestos:

- Realicen actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, en virtud de asignación o contrato de E y E ('upstream').
- Realicen alguna actividad con la conducción de la transformación de hidrocarburos o de los productos que se obtengan de su refinación o procesamiento ('downstream').
- Que no realicen su actividad como complemento, auxilio o apoyo a las actividades principales del objeto del PEMEX o de un vehículo para concretar un negocio específico.

Fusión de organismos subsidiarios de PEMEX. El Consejo de Administración de PEMEX ordenará, dentro de los ciento ochenta días naturales siguientes a la entrada en vigor de la Ley de Petróleos Mexicanos, la fusión y conversión en *empresas productivas subsidiarias*, de Pemex-Exploración y Producción y Pemex-Gas con Petroquímica Básica y de Pemex-Petroquímica con Pemex-Refinación. (Artículo Octavo Transitorio de la Iniciativa de Ley de Petróleos Mexicanos)

De las empresas filiales de PEMEX (Art. 60 Ley de Petróleos Mexicanos): Son aquellas en que participe directa o indirectamente, en más del cincuenta por ciento de su capital social con independencia de que se constituyan conforme a la legislación mexicana o la extranjera. No serán entidades paraestatales y tendrán la

naturaleza jurídica y se organizarán conforme al derecho privado del lugar de su constitución o creación.

Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria:

Las empresas productivas del Estado y sus empresas subsidiarias gozarán de autonomía presupuestal y sólo estarán sujetas al balance financiero y al techo de gasto de servicios personales que apruebe el Congreso de la Unión, a propuesta de la SHCP, y se regirán por el nuevo Título Quinto Bis del Régimen Presupuestario de las Empresas Productivas del Estado.⁽¹⁰⁾

Las empresas productivas del Estado y sus empresas productivas subsidiarias se sujetarán exclusivamente a lo dispuesto en el Título Quinto Bis de esta Ley." (Art. 5° Ley de Presupuesto)

OTRAS DISPOSICIONES IMPORTANTES

1. Reparto de Utilidades (PTU). Las utilidades de los contratistas y asignatarios no se repartirán entre sus trabajadores. Lo anterior sin perjuicio de que conforme a la legislación laboral, puedan otorgar a sus trabajadores cualquier incentivo, compensación, bono, gratificación o comisión por el desempeño de sus labores (Art. 67 LIH).

Lo anterior en atención a que la Exposición de Motivos⁽¹¹⁾ da como base al Artículo 123 constitucional, que señala en su Apartado A, fracción IX, inciso d): "La Ley podrá exceptuar de la obligación de repartir utilidades a las empresas de nueva creación *durante un número determinado y limitado de años*, a los trabajos de exploración y a otras actividades cuando lo justifique su naturaleza y condiciones particulares." Por lo anterior se estima exceptuar a las empresas que realicen actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, las cuáles gozan de un interés superlativo para la Nación Mexicana, y son consideradas estratégicas de acuerdo al artículo 28 de la misma Constitución.

2. Intervención del SAT. La SHCP ejercerá sus funciones a que se refiere esta Ley y las que se establezcan en los contratos, directamente

(7) Del Régimen Opcional para grupos de sociedades.

(8) Cuando un yacimiento petrolero llega al final de su vida útil, el grueso de su petróleo (tanto como dos tercios) queda en el suelo porque es demasiado difícil o demasiado caro sacarlo. Se estima que recuperar sólo el 1% extra en todo el mundo equivaldría 20 o 30,000 millones de barriles de petróleo recuperado adicionales. La mejora en las técnicas de recuperación (EOR) de petróleo está ayudando a extraer más petróleo hacia la superficie.

(9) Lineamiento: México. Rasgo característico de algo. RAE. Pareciera ser que los lineamientos serían obligatorios para las empresas privadas y que su emisión regular sería como una especie de resolución periódica.

(10) Página 12 de la Exposición de Motivos y Artículo 5° de la Ley de Presupuesto.

(11) Exposición de Motivos de la LIH, páginas de la 23 a la 26.



04|05|06 NOVIEMBRE

World Trade Center

Boca del Río, Veracruz, México

www.ltdh2015.com



3^{er} CONGRESO Y EXPOSICIÓN INTERNACIONAL

Logística, Transporte y Distribución de Hidrocarburos

VERACRUZ
NOVIEMBRE **2015**



Empresa Organizadora



(01) 55 2159-1245
(01) 55 6363-4520

www.consiisa.com
gonzalo.garcia@consiisa.com

o a través del Servicio de Administración Tributaria. (Art. 69 LIH).

3. Establecimiento permanente petrolero. Para los efectos de esta Ley, así como para la Ley del Impuesto sobre la renta, se considera que se constituye establecimiento permanente cuando un residente en el extranjero *realice las actividades a que se refiere la Ley de Hidrocarburos*⁽¹²⁾, en territorio nacional o en la zona económica exclusiva sobre la cual México tenga derecho, en un período que sumen en conjunto más de 30 días en cualquier período de 12 meses. (Art. 70 LIH)

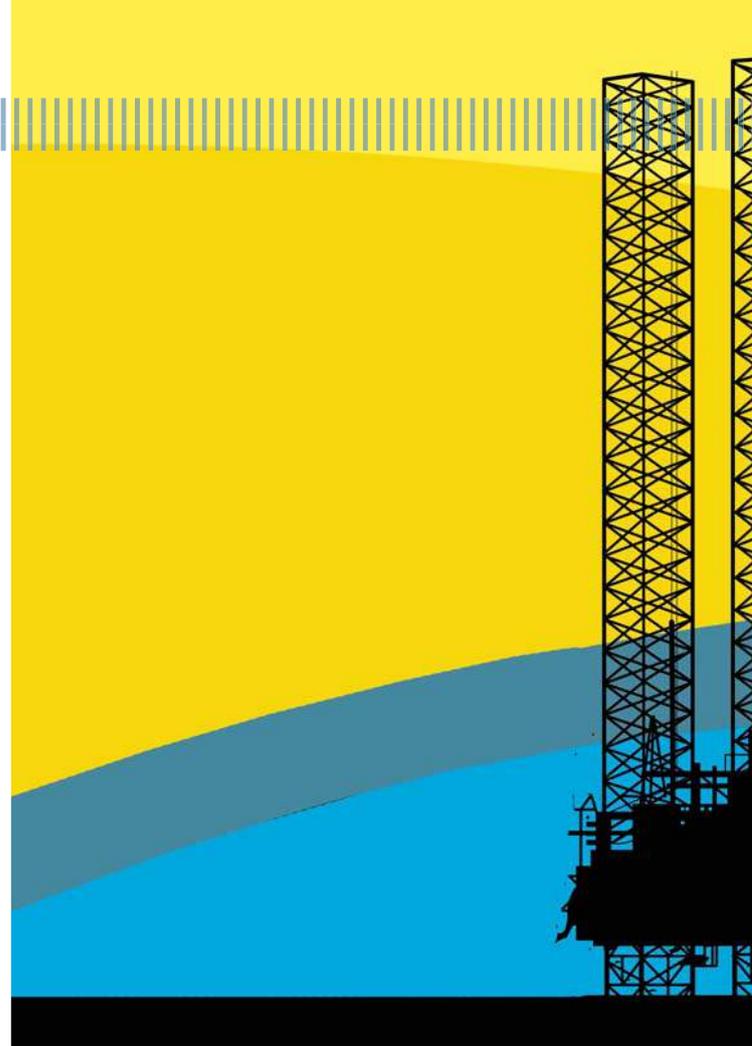
Cómputo de los 30 días. Se considerarán dentro del cómputo las actividades que se realicen por un parte relacionada del residente en el extranjero, siempre que las actividades sean idénticas o similares, o formen parte de un mismo proyecto.

Son partes relacionadas las señaladas en el artículo 179 de la LISR (De las Empresas Multinacionales).

El residente en el extranjero que constituya establecimiento permanente, pagará el impuesto sobre la renta que se cause de conformidad con la Ley de la materia.

4. Exención de sueldos, salarios y remuneraciones similares solamente por 30 días. Los salarios y remuneraciones similares que obtengan residentes en el extranjero, que se paguen por residentes en el extranjero, sin establecimiento permanente en el país, respecto de un empleo relacionado con las actividades de los contratistas o asignatarios a que se refiere la Ley sobre Hidrocarburos, realizado en territorio nacional o en la zona económica exclusiva sobre la cual México tenga derecho, en un plazo que exceda de **30 días** en cualquier período de 12 meses, estarán gravados con el artículo 154 de la Ley del Impuesto sobre la Renta (Ingresos por Salarios en territorio nacional).

Participación obligatoria de PEMEX en yacimientos transfronterizos (Tratado de Yacimientos Transfronterizos, México- USA *Transboundary Agreement*): El acuerdo establece un marco legal y fiscal para la perforación costa afuera en la frontera marítima del Golfo de México. El Senado mexicano había ya ratificado el acuerdo el 12 de abril de 2012. El 12 de octubre de 2013, el Senado de los EUA aprobó por unanimidad la ley S. 812 autorizando al Secretario del Interior a aplicar el acuerdo de hidrocarburos transfronterizos entre México y Estados Unidos. Finalmente el tratado entrará en vigor el 18 de julio de 2014. **Artículo 17 LH:** La Secretaría de Energía, con la asistencia de la CNH, establecerá una participación obligatoria de PEMEX u otra EPE en los contratos para la exploración y la extracción en aquellas áreas contractuales en las que exista la posibilidad de encontrar yacimientos transfronterizos, la cual será



de al menos el 20 por ciento de la inversión del proyecto. En caso de confirmarse la existencia de un yacimiento transfronterizo, se estará a lo dispuesto en los convenios de operación respectivos que se pacten con base en los tratados internacionales que México haya suscrito. El Tratado plantea también temas como el de establecimiento permanente, IMMEX e industria maquiladora, los acuerdos de unificación (*'unitization agreements'*) y los operadores.

LA COMPETITIVIDAD DE LOS CONTRATOS

A últimas fechas se ha comentado acerca de si los nuevos contratos petroleros resultarán atractivos para las empresas petroleras, tanto las internacionales como las domésticas. Uno de los objetivos torales de la reforma petrolera es atraer inversión privada y su posterior reinversión. Que las compañías petroleras internacionales (*'international oil companies'*, IOC) aporten:

1. La disposición a tomar grandes riesgos y exponer capital importante en la búsqueda de hidrocarburos.
2. La experiencia técnica en exploración y producción, incluyendo la tecnología, no está disponible para el país anfitrión.
3. El enorme capital requerido para desarrollar los grandes campos y la voluntad de invertir esos fondos años mucho antes de que se produzcan los ingresos.
4. El personal altamente entrenado y experimentado, capaz de administrar estos proyectos.⁽¹³⁾

Sin embargo, los recursos (financieros, tecnológicos y humanos) de cualquiera de las grandes empresas petroleras internacio-



nales son limitados, por lo que buscarán invertirlos en determinado momento en los países que representen mayores utilidades y seguridad para su cartera de proyectos. Así, en la mayoría de los casos, los países ricos en petróleo tratarán de atraer la participación de compañías internacionales con los recursos y conocimientos para ayudar a explotar y comercializar sus recursos energéticos. Pero una vez que empiezan a negociar, encontrarán que las empresas de petróleo y gas más importantes a menudo poseen mayores recursos financieros, conocimiento superior de los campos de petróleo o la minería y más experiencia en la negociación de contratos. Las negociaciones pueden tornarse rípidas cuando las compañías petroleras resienten las inversiones de exploración costosas, y buscarán recuperar más rápidamente tales gastos en cualquier negociación.⁽¹⁴⁾

Temas Debatidos

'Ring fencing'

Varias empresas han comentado a funcionarios de PEMEX su inconformidad con el llamado cerco fiscal (*'ring fencing'*) que se aplicará a cualquier tipo de contrato para evitar que las sociedades que sean titulares de más de un contrato consoliden las posibles pérdidas de un área contractual con los resultados positivos de otra. Por lo anterior se establecerá en las bases de licitación y en los contratos mismos que sólo podrán participar en los procesos de licitación para la adjudicación de cada contrato, empresas productivas del Estado, personas morales o asociaciones en participación, que no tributen en el "Régimen opcional para grupos de sociedades

de la Ley del Impuesto sobre la Renta, el cual vino a sustituir, de manera muy limitada al anterior "régimen de consolidación."

El sector de exploración y producción frecuentemente tiene un período mayor o ilimitado para poder acreditar hacia el futuro sus pérdidas (*'carry forward losses'*). Sin embargo en la industria petrolera mundial se utiliza el mecanismo de:

- *'Ring Fencing'*: permite aislar las utilidades de las actividades del *'upstream'* de las otras actividades de la misma compañía o grupo. En Reino Unido las pérdidas en actividades de exploración y producción (*'offshore'* y *'onshore'*) pueden ser acreditadas contra las ganancias del *'midstream'* y/o *'downstream'* pero no a la inversa.
- Cerco Fiscal (México): permite delimitar los resultados de cada contrato, tanto en inversiones, gastos e ingresos, permitiendo determinar en forma precisa la rentabilidad de cada área contractual y evitando que la consolidación pueda erosionar la base impositiva.

Así, en Noruega se permite el *'ring fencing'* para todo el *'offshore'* mientras que en una gran cantidad de países en desarrollo se utiliza el cerco fiscal licencia por licencia solamente, como lo que se propone en México. En principio, parece ser que se está analizando la posibilidad de establecer el cerco fiscal a nivel de bloque, porque el contratista podría consolidar sus pérdidas contra las utilidades de todos los contratos que tuviera a este nivel.

¿Burocracia excesiva?

Por otra parte, empresas nacionales han opinado negativamente sobre las iniciativas de leyes secundarias energéticas:

- 1.- Toda la caja en todos los casos la controla el Estado (licencias y contratos). El contratista invierte y produce y ellos después de una revisión exhaustiva dicen cuándo pagan o entregan.
- 2.- Se requerirá tener una organización paralela y una superburocracia. Se requiere de una simplificación administrativa y de las mejores prácticas de regulación internacional que permitan una operación ágil, eficiente, eficaz, y permita en condiciones de seguridad una continuidad operativa de la industria.
- 3.- Cada plan, decisión o paso que requiera dar el contratista

(12) Exposición de Motivos de a LIH, página 26.

(13) Meehan, Nathan. Types of International Petroleum Fiscal Regimes. Futuro Presidente de la Sociedad de Ingenieros Pteroleros (2016). Baker Hughes Reservoir Blog. My 7, 2011.

(14) Radon, Jenik. Chapter 3: How to Negotiate Your Oil Agreement? 2007.

RÉGIMEN FISCAL DE LA INDUSTRIA PETROLERA

Régimen General

Impuesto sobre la Renta.
Pagos al extranjero.
Establecimiento permanente / EP.
Tratados y Acuerdos en material fiscal.
Impuesto al Valor Agregado.
IEPS (3): Combustibles fósiles, gasolinas y diesel.
Ley Aduanera.
Tratados en materia de comercio exterior.
Ley Federal de Derechos.
Contribuciones de Seguridad Social.
Impuestos Estatales y Municipales.
Predial.
Nóminas.
Derechos de agua.

FISCALIZACIÓN INTERNACIONAL
Empresas multinacionales: BEPS
Personas físicas: FATCA

Régimen Específico

No reparto de PTU: contratistas y asignatarios en actividades de exploración y extracción.
EP petrolero: 30 días. Actividades de exploración y producción (LIH/LH).
Exención ISR expatriados: 30 días. Ej. Rotators.
Cerco fiscal (*Ring Fencing*).
Deducibilidades de maquinaria y equipo (ART. 32 LIH).
Tratado Yacimientos Transfronterizos (México-EUA).
Unificación (*Unitization*) Participación obligatoria de Pemex. *Shipping*.

PENDIENTES
Cesión de intereses en un contrato petrolero (*farm in / farm out*).
Renuncia a los contratos (*Relinquishment*).
Desmantelamiento (*Decommissioning*).
Gasto por abandono.
Tratamientos específicos fiscales, aduaneros.
Importación y Exportación de Hidrocarburos.
Importación de maquinaria y equipo.

www.ceemx.com.mx

necesita autorización de la CNH/SENER y potencialmente de SHCP. Esto es inoperante en una industria dinámica, evolutiva y que tiene que tomar decisiones rápidas.

- 4.- Discrecionalidad o ambigüedad en varios artículos (incertidumbre).
- 5.- Los contratos estarán supeditados y limitados a dichas leyes más los lineamientos que establezca SENER y SHCP (entre ellas cláusulas de ajuste).

Regímenes aduaneros

México carece de regímenes aduaneros específicos relacionados con las actividades de petróleo y gas. Brasil cuenta con la normativa del gobierno federal denominada "REPETRO", a través del cual se otorgan tratamientos aduaneros especiales para la industria petrolera como: depósito aduanero especial para las plataformas de petróleo y gas, contratadas por empresas ubicadas en el extranjero para fines de exploración y perforación. El REPETRO (Régimen Especial Aduanero de Importación y Exportación de Bienes destinados a la Exploración y Explotación de Petróleo y Gas) pretende reducir el impuesto a las empresas involucradas en actividades de petróleo y gas y opera mediante la concesión de una suspensión de impuestos federales causados por la importación de bienes y activos específicos

CONCLUSIONES

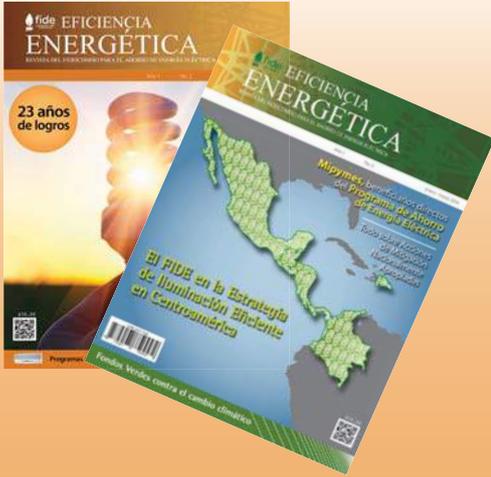
1. Debe existir congruencia entre las normas técnicas y las normas fiscales, buscando hacer atractivos y competitivos los contratos petroleros mexicanos a partir de un sistema equitativo en el reparto de los ingresos petroleros entre el Estado y el inversionista.
2. Se debe desarrollar un moderno y sencillo régimen fiscal de la industria petrolera, el que debe cumplirse cotidianamente.
3. Se debe crear una Administración Especial de la Fiscalidad de la Energía, dependiente de la Administración General de Grandes Contribuyentes del SAT para los sectores de hidrocarburos, electricidad y energías renovables.
4. Se requiere una coordinación permanente y cercana entre los funcionarios de la Subsecretaría de Ingresos de la SHCP, los de la Subsecretaría de Hidrocarburos de la SENER y los de la Comisión Nacional de Hidrocarburos. Sería recomendable también la participación regular del Subsecretario de Ingresos de la SHCP y del Jefe del SAT en el Consejo Consultivo de Energía, junto con los funcionarios de alto nivel de las diversas áreas y de los órganos reguladores de la SENER. ●



EFICIENCIA

ENERGÉTICA

Es una publicación del Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica (FIDE)



Revista especializada
en el sector eléctrico

Los mejores contenidos
que refieren el uso eficiente
y sostenible de la electricidad

¡Suscríbete ahora mismo!

1 año

4 números

\$200.00

A partir de 4 suscripciones
la 5ª es gratuita

.....
Empresa

.....
R.F.C.

.....
Nombre y Apellidos

.....
Dirección (Calle, Número, Colonia)

.....
Código Postal

.....
Ciudad o Municipio

.....
Teléfonos

.....
Fax

.....
Correo electrónico

.....
Giro o especialidad

Depósito bancario a nombre del FIDE en HSBC, sucursal No. 3003, cuenta No. 017741332-6. Transmite copia de este cupón junto con la copia de su ficha de depósito escaneados al correo electrónico carla.garmendia@cfе.gob.mx

Esta información está protegida por la Ley de Protección de Datos Personales en posesión de los particulares

Le enviaremos su recibo a vuelta de correo

Mariano Escobedo No. 420, 1er piso Col. Anzures. C.P. 11590

México DF, Tel.: (55) 1101 0520. Llame sin costo al 01 800 343 3835

Petróleo y cuidado ambiental

Las mejores prácticas pueden ayudar a acelerar las nuevas inversiones.

ALVARO RÍOS ROCA*

Un reciente taller realizado en Lima, Perú, analizó a profundidad la problemática ambiental y de consulta previa, relativa a la industria petrolera en varios países de la región latinoamericana. A continuación, presentamos algunas conclusiones a manera de resaltar mejores prácticas y tendencias. Lo anterior con el ánimo de aportar al debate regional y tratar de reducir el número de contratos en situación de fuerza mayor y acelerar inversiones en el sector hidrocarburos.

En general, los trámites ambientales y de consulta previa no radican en los ministerios de Energía o de Hidrocarburos, sino más bien en otros ministerios o instituciones especializadas que defienden temas ambientales o aspectos sociales respectivamente. Radicar estos temas en el ministerio del mismo ramo que promueven la actividad es convertirlos en juez y parte.

Para temas ambientales, la práctica recomendada es crear institucionalidad dentro los ministerios encargados del medio ambiente. En estas instituciones debe recaer toda la responsabilidad para recibir, evaluar, aprobar y dar seguimiento a “todos” los temas ambientales referidos a hidrocarburos. Los agentes de ninguna manera deben ser dirigidos a otras instituciones y esta entidad debe canalizar y coordinar con otras instituciones del Estado (arqueología, etc.).

En casi la mayoría de los países estudiados, también existe una sola entidad que coordina la actividad de consulta previa, que es un tema social. La empresa o agente ejecuta la consulta previa (con sus planes exploratorios definidos) en coordinación con esta institución social, que no es la institución

ambiental y menos aún la institución que impulsa las actividades del sector, como es el caso de Perupetro en Perú. En Colombia, por ejemplo, es el Ministerio del Interior, a través de la dirección de consulta previa, quien realiza esta coordinación y aprueba los acuerdos alcanzados con las comunidades.

Estas dos instituciones deben contar con recursos humanos técnicos e idóneos, así como el equipamiento respectivo y los aspectos administrativos necesarios para su gestión y funcionamiento. En Colombia, por ejemplo, la entidad reguladora ANH, que administra las áreas y promueve la actividad exploratoria, ha entregado recursos al ANLA (Autoridad Nacional de Licencias Ambientales) para la contratación de más de 40 funcionarios técnicos especializados que le permiten cumplir sus actividades establecidas por ley y cumplir con los plazos establecidos.

La consulta debe ser realizada únicamente a los pueblos originarios indígenas y las mismas deben estar claramente identificadas previamente por el Ministerio de Cultura u otra institución que dé seguimiento a la consulta y tenga bajo su mando temas sociales. El área de acción y a quiénes consultar debe estar claramente identificado previo a que el agente económico realice la consulta.

La compensación económica es, sin duda, uno de los objetivos de la consulta y se concluyó que es mejor tener montos techo establecidos por ley –que guarden relación con el proyecto o actividad– y de esta manera no estar sujeto a pedidos irracionales o negociaciones interminables. Las exigencias son cada vez mayores y muchas veces es casi imposible arribar a acuerdos y esto demora las inversiones.

Ecuador, por ejemplo, ha establecido una metodología de compensación máxima, a cargo de una entidad estatal, que maneja los montos derivados de un porcentaje de las utilidades de las empresas y que están destinados a la compensación para comunidades originarias. Se está debatiendo en algunos países establecer compensaciones máximas y se recomienda que las mismas puedan darse sobre la siguiente base:

Un porcentaje de la inversión del proyecto en exploración, transporte y otras. Un porcentaje del monto de los hidrocarburos comercializados cuando ocurra la explotación. Estas compensaciones no serían entregadas de manera monetaria sino a través de proyectos a solicitud de las comunidades del lugar.

Cabe destacar que en Ecuador se ha desarrollado un modelo informático denominado Sistema Único de Información Ambiental, SUIA. Este modelo está implantado en la unidad especializada de la entidad ambiental donde se realiza la solicitud de todos los procesos de licencias y permisos ambientales. Este sistema está totalmente desarrollado en forma digital y permite una efectiva interfase entre la empresa y la autoridad ambiental.

En conclusión, la mayoría de los países estudiados en la región tienen esta configuración de dos instituciones, una para aspectos ambientales y otra para llevar adelante la Consulta Previa. Fijar montos techo para las compensaciones es un camino que sin duda debe estudiarse. Lo anterior puede sin duda acelerar las inversiones que tanto necesita la región. Además, son experiencias que pueden ser relevantes para México, ahora que se alista a crear un regulado ambiental para la actividad de hidrocarburos. ●

*Socio Director de Gas Energy y Drillinginfo. Fue Secretario Ejecutivo de OLADE y ministro de Hidrocarburos de Bolivia.

Es la experiencia...
***Un verdadero aliado
estratégico para tu negocio***



PwC, en su conjunto, se ha convertido en la principal firma de servicios integrales de estrategia y ejecución.

Ofrecemos a los clientes la combinación de una asesoría estratégica especializada y resultados comprobados gracias a su incomparable trayectoria y experiencia.

Nuestros clientes obtendrán asesoría estratégica práctica de personas que conocen las oportunidades y riesgos de la implementación y expertos que conocen el contexto estratégico para una ejecución adecuada.

Servicios:

- Desarrollo de servicios basados en estrategias
- Realizar transformaciones basadas en la estrategia- Mejora de procesos, controles, capacidades de recursos humanos y tecnología para ofrecer un conjunto de estrategias ganadoras
- Transformar modelos operativos y organizacionales para incrementar la competitividad en el mercado
- Generar estrategias de ingreso al mercado para empresas nuevas y existentes
- Establecer entidades gubernamentales nuevas o hacer que evolucionen las existentes (funciones, responsabilidades, procesos, infraestructura, tecnología)
- Planes para la optimización de activos
- Planes para la reducción de costos

Mariano Escobedo 573 • Col. Rincón del Bosque • México, D. F. • 5263 6000

Contactos:

.....
Guillermo Pineda
Socio Líder de Energía
(55) 5263 6082
guillermo.pineda@mx.pwc.com
.....

Síguenos:



¿QUIERES SABER QUÉ ESTÁ PASANDO EN TU POZO?

¡PETROLINK te da la solución en Tiempo Real!

- Integración de información técnico operativa de Exploración y Producción
- Transmisión y monitoreo de parámetros de perforación en Tiempo Real
- Seguimiento y evaluación de intervenciones a pozos
- Distribución rápida y segura de información entre operadoras, compañías de servicio, contratistas e instituciones gubernamentales



El Líder Independiente en Soluciones de **Tiempo Real**
Real-Time | Real People | Real Results

petrolink