



77200

ISSN 2007-6096

609005

energía a debate

Una revista escrita por expertos del sector energético

Enfoques sobre la Reforma Energética



Herfried Wöss

- **Protección de las inversiones**

Análisis jurídico del Dr. Herfried Wöss

- **Tarifas eléctricas**

Elvira Creel y Verónica Irastorza

- **Implementación de las Rondas**

José Pablo Rinkenbach

- **Regulación ambiental**

Francisco Javier Camarena Juárez

- **Mitigación de emisiones de GEI**

Textos de José Miguel González Santaló
y de Angel de la Vega N. y Daniel Alejandro Pacheco R.

- **Las oportunidades del IMP**

Entrevista con el Dr. Ernesto Ríos Patrón



Ernesto Ríos Patrón

Servicios Profesionales Para el Sector Energético



ABS Group

SERVICIOS DE MÉXICO S.A. DE C.V.

La Misión de **ABS Group of Companies**, es ser un proveedor líder global de servicios técnicos que permita a nuestros clientes operar mejor con seguridad, confiabilidad, eficiencia y en cumplimiento con los reglamentos y normas correspondientes. Estamos centrados en agregar valor a las industrias a las que presentamos servicios y en captar sinergias estratégicamente con ABS.

Los servicios de **ABS Group** están dirigidos a clientes que buscan una solución más **proactiva** para mejorar la toma de decisiones con los objetivos de lograr una reducción de costes del ciclo de vida, evitando el tiempo de inactividad no planificado, para reducir el riesgo y aumentar la seguridad.

Muchas instalaciones se acercan al final de su vida útil de diseño, los propietarios de activos y los operadores están buscando maneras de extender el servicio **Onsite** de estas unidades de una manera más segura, más fiable y compatible.

Proporcionamos servicios integrados de inspección, verificación y certificación a los sectores industriales y gubernamentales en la inspección de terceros y verificación del diseño de los servicios de representación integral del Propietario, **ABS Group** es el asesor cualificado e independiente, lo que necesita para hacer frente a sus especificaciones con base en estándares mexicanas e Internacionales.

De un vistazo a nuestros servicios.

- *Análisis de Peligro de Procesos (PHA).
- *Análisis Cuantitativo de Riesgos (QRA).
- *Estudios de Peligros de Operatividad (HAZOP).
- *Estudios de Identificación de Peligros (HAZID).
- *Evaluación de Riesgos.
- *Evaluación de Riesgo Programáticas.
- *Niveles de Seguridad de la Integridad.
- *Plan de Respuesta y Emergencia.
- *Seguridad Portuaria
- *Soporte en la Gestión de Procesos de Seguridad.
- *Proceso de Análisis de Riesgo.
- *Investigación de Incidentes y Análisis de Causa Raíz.
- *Auditorías PSM.
- *Evaluación en la Cultura de Seguridad y Mejoramiento.
- *Desarrollo de Procedimientos
- *Sistema de Gestión de Evaluación Corporativa.
- *Análisis de Riesgo.
- *Metodología de Riesgo y Capacitación en Software.
- *Modelaje de Fuego - Explosión y ubicación de Planta.

UNIDADES DE VERIFICACIÓN EN GAS NATURAL

- NOM-001-SECRE-2010
- NOM-002-SECRE-2010
- NOM-007-SECRE-2010

www.abs-group.com

www.absconsulting.com

Administración de la integridad.

- Administración de la calidad en los proyectos.
- Inspecciones a terceros y auditorías a distribuidores.
- Administración de la confiabilidad y del mantenimiento.
- Verificación de ingeniería, diseños y análisis especializados.
- Inspección Basada en Riesgo e inspecciones independientes.

Administración de riesgos.

- Modelaje de Catástrofes.
- Análisis de Peligros - HAZOP, HAZID Studies y Análisis de Capas de protección (LOPA).
- Evaluación de Riesgos - Evaluación Cuantitativa de Riesgos y Modelaje Probabilístico de Riesgo.
- Seguridad y vulnerabilidad.
- Análisis de explosiones y detonaciones.

Administración de la seguridad.

- Administración de la seguridad de los procesos.
- Sistemas de Administración de la seguridad y protección.
- Análisis de riesgos en los procesos.
- Investigación de incidentes y Análisis de Causa Raíz.
- Evaluación y capacitación para una cultura de la seguridad.

¡¡¡Viviendo en un Mundo más Seguro.!!!

OFICINA MEXICO.

Hamburgo #254-201
Col. Juárez, C.P.06600, Ciudad de México.
Tel. +52 (55)5511 4240 FAX +52(55)55256294

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



Jortiz@eagle.org	Jtorga@eagle.org	Vavila@eagle.org	Cmartinez@eagle.org	Jorosa@eagle.org	Rfernandez@eagle.org
Ciudad de México	Cd. del Carmen	Reynosa	Tampico	Veracruz	Poza Rica
Minatitlán					
55 55258680	938 3824530	899 9202727	833 2134452	229 9808133	782 8227942

19,319

días de innovación pionera.

1961

2015



Sistemas de producción de OneSubsea: más de 50 años de innovación en árboles submarinos

Desde 1961, año en que alcanza la innovación tecnológica con el primer árbol submarino del mundo, OneSubsea cuenta con un historial inigualable de desarrollo de tecnología revolucionaria: el primer árbol submarino, el primer árbol horizontal (SpoolTree®), el primer árbol submarino de 15,000 psi y el primer y único sistema de producción submarino completamente eléctrico.

Seguimos innovando y estamos liderando el camino hacia nuevos límites: presiones más altas, temperaturas más altas y aguas más profundas. Proporcionamos a nuestros clientes soluciones avanzadas que aumentan el recobro, así como operaciones más seguras y confiables, riesgo reducido, mejor rentabilidad, y producción optimizada. Visite onesubsea.slb.com/innovacionpionera





ASOCIACIÓN MEXICANA DE GAS NATURAL, A.C.

Catálogo de cursos

“Soldadura en tubería de acero”

TEMARIO:

- Soldadura.
- Métodos de soldadura.
- El acero.
- Los electrodos.
- Máquinas de soldar.

- Reguladores con carga por piloto.
- Reguladores con carga por instrumento.

“Normatividad del Gas Natural”

TEMARIO:

- Ley Federal sobre Metrología y Normalización.
- El Reglamento de Gas Natural.
- Directivas.
- El permiso de distribución.
- Normas Oficiales Mexicanas.

“Mantenimiento de redes”

TEMARIO:

- Inspección y mantenimiento del sistema.
- Programa interno de protección civil.
- Localización, evaluación y reparación de fugas.
- Manual de emergencia.

“Protección catódica Nivel I”

TEMARIO:

- Clasificación y tipos de corrosión.
- Serie electromotriz.
- Sistemas de protección.
- Recubrimientos anticorrosivos

“Generalidades del Gas Natural”

TEMARIO:

- Tipos de instalaciones.
- Formas de conducción.
- Medición.
- Puesta en gas de una instalación.
- Transformación de aparatos.

“Detección y centrado de fugas”

TEMARIO:

- Definiciones.
- Métodos de detección.
- Recursos materiales.
- Detección de fugas.
- Clasificación de fugas y criterios de acción.
- Historial de fugas y auto evaluación.
- Documentación de los resultados.
- Nuevas tecnologías en detección de fugas.

“Básico de medición para Gas Natural”

TEMARIO:

- Medidores de desplazamiento positivo.
- NOM-014-SCFI-1997 Medidores.
- Medidores de tipo rotatorios.
- Medidores de tipo turbina.
- Medidores de orificio.

“Protección catódica Nivel II”

TEMARIO:

“Básico de regulación para Gas Natural”

TEMARIO:

- El elemento restrictivo.
- El elemento de carga (o respuesta).
- Reguladores auto operados.

- Análisis de los criterios de protección.
- Potenciales (tipos, pruebas y análisis de lecturas).
- Revisión de encamisados metálicos.
- Detección de interferencias y corrientes parásitas.
- Cálculo de un sistema de protección catódica.

Cursos de Certificación:

- Soldadura de polietileno.
- Jefe de obra.
- Instalaciones de aprovechamiento de gas natural.

Prontuario Regulatorio y Directorio de la AMGN 2014-2015

Gas Natural Prontuario Regulatorio

2014-2015



Contenido:

- Marco regulatorio de la industria de hidrocarburos y particularmente del gas natural en México.
- Normas Oficiales Mexicanas sobre gas natural.
- Estadística de la industria.

Costo \$350.00 más IVA.

Ponemos a sus órdenes en nuestras oficinas las recomendaciones técnicas presentadas en CD:

- RT-D/T-01/06 Cruzamientos y paralelismo de redes y gasoductos de Gas Natural.
- RT-D/T-02/03 Seguridad en obras de canalización de Gas Natural.
- RT-D/T-03/03 Señalización en obras de canalización de Gas Natural.
- RT-D/T-04/06 Puesta en servicio de una red de distribución de gas después de una interrupción de suministro en una zona.

Costo: \$200.00 más IVA.

En caso de requerir un curso especial para su empresa o de una materia en particular, nos ponemos a sus órdenes en nuestras oficinas ubicadas en:

Moliere No. 128 int. 1A Col. Polanco C.P. 11560 México, D.F.
www.amgn.org.mx jsandoval@amgn.org.mx Tels/fax: (55) 5276 2711 y 5276 2100

Revisar la Reforma

México ha realizado la Reforma Energética más amplia y profunda del hemisferio. Es la primera Reforma constitucional en energía en más de 50 años en el país y resultó imprescindible hacerlo por el agotamiento del modelo monopólico estatal. El nuevo paradigma brinda condiciones de apertura, creación de mercados, competencia y competitividad, con una nueva estructura de las industrias petrolera, eléctrica y de gas, y con un gobierno regulador, más que propietario y empresario.

Hasta ahora, la Reforma ha detonado cerca de 26 mil millones de dólares en nuevas inversiones, entre la Ronda Uno, estudios sísmicos, subastas eléctricas, gasoductos y ciclos combinados. Es una cifra bastante menor a la esperada cuando se aprobó la enmienda a la Carta Magna a fines de 2012, pero sigue latente el potencial para generar inversiones muchísimo mayores con la Ronda 1.4, la Ronda 2 y las futuras subastas eléctricas.

Sin embargo, el colapso de los precios del petróleo ha sido un golpe brutal a las expectativas y genera serias dudas acerca del futuro de Pemex y de la industria petrolera en general. Se percibe un Pemex en malas condiciones, que, en vez de ser autónomo, parece ser más dependiente que nunca de la Secretaría de Hacienda. Sus ingresos, tanto en la transformación industrial –que ahora representa cerca de 45% del total– como en la producción de crudo, siguen siendo el sostén de las finanzas públicas vía impuestos y derechos, en vez de ser motor del crecimiento de la empresa productiva del Estado.

Se invierte menos en exploración y producción y no se atiende refinación y petroquímica. La importación de combustibles se dispara, representa una sangría de divisas y se convierte en un riesgo para la seguridad energética. La apertura del mercado de combustibles espera definiciones y certidumbre en el modelo y en el ritmo de apertura. Pero, ¿realmente podemos darnos el lujo de un sistema energético basado en importaciones? Ciertamente, no checa con nuestro modelo histórico como un país productor y exportador de petróleo.

Quizás la mayor oportunidad energética que tiene el país es lo relativo a la transición energética y al uso sustentable de la energía. Hay que enfatizar que México tiene obligaciones bajo el Acuerdo de París en materia de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, incluyendo el compromiso de que el 35% de la generación eléctrica se realice con energía limpia en el año 2024. La energía renovable ya fue la ganadora en las subastas eléctricas recientes. La Ley de Transición Energética ya brinda un impulso a redes eléctricas inteligentes y eficiencia energética.

Es oportuno asumir la mentalidad de la transición energética, porque la energía limpia se produce en el país, no se importa. Pero también hay que corregir problemas y desviaciones en la industria petrolera. Como advierten algunos autores en esta edición, es hora de afinar o rectificar en los aspectos de la Reforma Energética que no están dando buen resultado.

David Shields.

Año 13 Edición No.77
NOVIEMBRE/DICIEMBRE DE 2016.
CIUDAD DE MÉXICO



Circulación certificada por
LLOYD INTERNATIONAL



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

www.energiaadebate.com

DIRECTOR GENERAL

David Shields Campbell

GERENTE GENERAL

José Mario Hernández López

GERENTE DE RELACIONES PÚBLICAS

Ing. Alfredo Rangel Islas
rangel_energiaadebate@yahoo.com.mx

COORDINADOR DE PROYECTOS

Ulises Juárez

U.S. ADVERTISING:

Dr. George Baker.
g.baker@energia.com

DISTRIBUCIÓN: Héctor González B.

DISEÑO: Concepción Santamarina E.

SITIO INTERNET: Eduardo Lang

ADMINISTRACIÓN: Armando B. Cruz

INFORMACIÓN SOBRE
PUBLICIDAD Y SUSCRIPCIONES AL
CORREO ELECTRÓNICO:

energia_adebate@yahoo.com.mx
mundi.comunicaciones@yahoo.com.mx

Y EN LOS TELÉFONOS:

7045-9973 y 7045-1667

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.

Ofreciendo **Ideas y Tecnologías** a México desde 1994

PECOM

Exposición y Conferencia del Petróleo de México

un evento de **OE**

Del 28 al 30 de marzo del

2017

Parque Tabasco, Nave 3, Villahermosa, Tabasco, México

DESCUBRE EL POTENCIAL Y APROVECHA LAS OPORTUNIDADES DEL SECTOR ENERGÉTICO DE MÉXICO

La Próxima Ronda de Aguas Profundas en México es una **OPORTUNIDAD** para Consolidarte Frente a un Mercado Competitivo

Cinturón Plegado Perdido

Golfo de México

Cuenca Salina

Villahermosa, Tabasco, México
Capital Petrolera de México

Secretaría de Energía de México



Cuarta Licitación de Ronda Uno:
5 de Diciembre del 2016

Ponencias Magistrales Presentadas Por:



Diputada Federal,
Georgina Trujillo Zentella
Presidente de la Comisión de Energía de la LXIII Legislatura



Mtro. Oscar Roldán Flores
Titular del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNH)



Lic. Ricardo Fitz Mendoza
Secretario de Energía, Recursos Naturales y Protección Ambiental de la Secretaría de Energía del Estado de Tabasco



Dr. David Madero Suárez
Director General del Centro Nacional del Control del Gas Natural (CENAGAS)



Lic. Guillermo García Alcocer
Comisionado Presidente, Comisión Reguladora de Energía



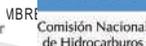
Dr. David Gustavo Rodríguez Rosario
Secretario de Desarrollo Económico y Turismo del Estado de Tabasco

INTÉGRATE, ATRAE INVERSIONES Y CONSOLIDA EL FUTURO DE MÉXICO.

Para información sobre exposición y patrocinios favor comuníquese con
Jennifer Granda | Directora de PECOM | Email jgranda@atcomedia.com | Directo +1.713.874.2202 | Móvil +1.832.544.5891

www.pecomexpo.mx

Patrocinador Plata: Apoyado por:



Contenido

Sobre la implementación de las rondas petroleras.
JOSÉ PABLO RINKENBACH LIZÁRRAGA...

8

Reforma Energética e impacto social:
lo deseable y lo posible.

HERNANDO AGUILERA Y LOURDES ZENTENO...

12

Hacia un crecimiento petrolero sustentable.

LUIS VIELMA LOBO...

19

El IMP renovará capacidades y crecerá en el nuevo
mercado.

ENTREVISTA AL DR. ERNESTO RÍOS PATRÓN...

21

Tiempo de rectificar.

**GERARDO R. BAZÁN NAVARRETE, GILBERTO
ORTIZ MUÑOZ Y JESÚS CUEVAS SALGADO...**

25

Los costos de la regulación ambiental
en materia de hidrocarburos.

FRANCISCO JAVIER CAMARENA JUÁREZ...

31

Optimización petrolera: mantenibilidad,
constructibilidad y operabilidad.

ALVARO ALFONZO Y FABIOLA ACOSTA...

36

Protección de inversiones
y la Reforma Energética en México.

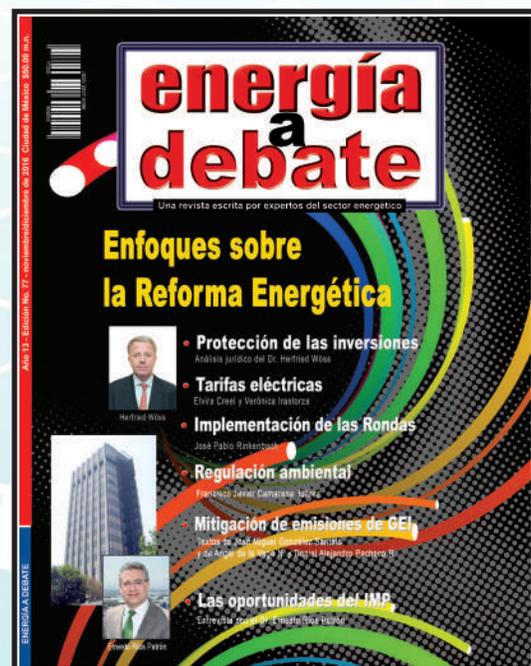
HERFRIED WÖSS...

42

Tarifas, la señal clave para el éxito de la reforma.

ELVIRA CREEL Y VERÓNICA IRASTORZA...

52



Los costos de reducir emisiones de CO₂.
JOSÉ MIGUEL GONZÁLEZ SANTALÓ...

66

Los compromisos de mitigación
de gases de efecto invernadero.

**ANGEL DE LA VEGA NAVARRO, DANIEL
ALEJANDRO PACHECO ROJAS...**

69

Los perversos subsidios.

ALVARO RÍOS ROCA...

74

Sobre la implementación de las rondas petroleras

El gran asunto pendiente es definir el futuro de Pemex y cómo transformarlo.

JOSÉ PABLO RINKENBACH LIZÁRRAGA*

A casi dos años de la publicación de la primera convocatoria de rondas petroleras de la Reforma Energética por parte del Gobierno Federal, el país ha tenido un avance silencioso, aunque constante, en materia de hidrocarburos. Claramente, este avance se ha dado preponderantemente a nivel de industria a través de dichas rondas, más no así en Pemex.

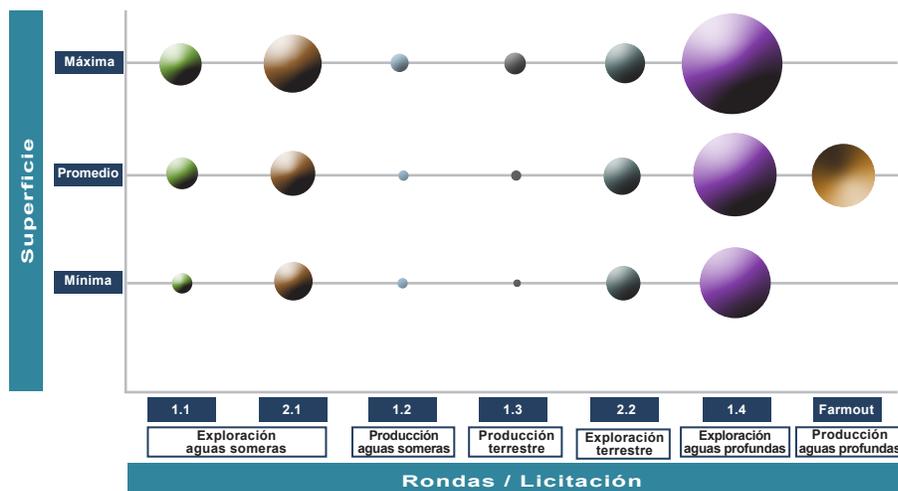
Si bien en primera instancia pudiera lucir modesto dicho avance, en realidad, el mismo es notable dado (i) el corto período de tiempo en que se ha realizado, (ii) un entorno internacional de bajos precios del petróleo, (iii) y el hecho de que varias de las instituciones responsables se encontraban en un periodo de maduración y fortalecimiento, así como de emisión de regulaciones para completar el entramado legal de la industria.

En tan solo dos años, el Gobierno Federal ha realizado seis convocatorias de rondas petroleras que han implicado más de 70 bloques/áreas a cargo de la CNH y una convocatoria para un *farmout* de PEMEX. Tan sólo en las primeras tres convocatorias, se ha impulsado la creación de más de una veintena de empresas petroleras nacionales y la llegada al país de empresas operadoras internacionales. A la fecha ningún participante se ha inconformado por falta de equidad o transparencia en los procesos de licitación de la CNH. Esto último es un elemento indispensable para seguir construyendo una industria petrolera robusta y seguir atrayendo inversiones al sector.

Otro elemento que ha sido clave para lograr un avance cons-

Superficie máxima, promedio y mínima de campos por Ronda

(Tamaño de burbuja= Km²)

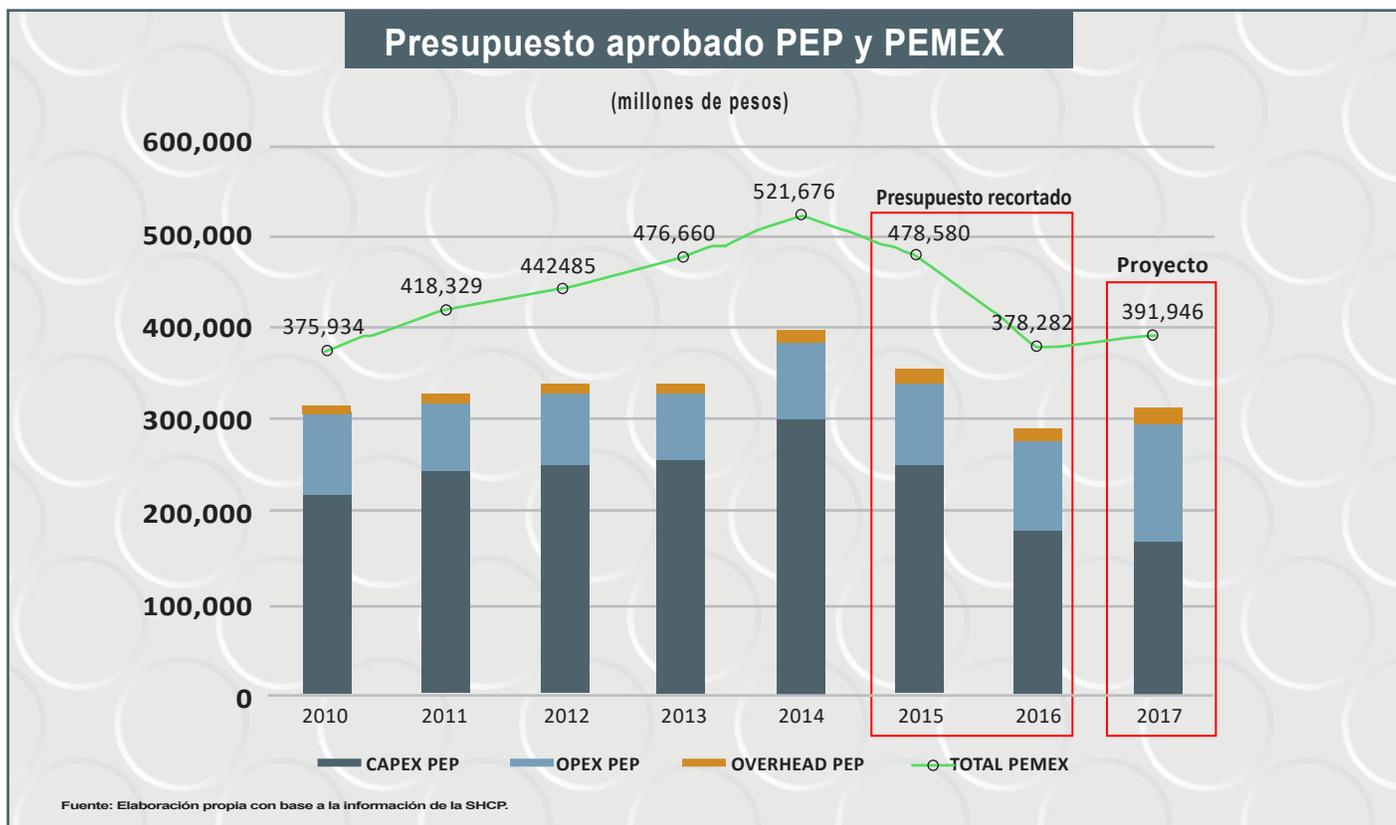


Fuente: Rondas México

tante en la implementación de las rondas petroleras ha sido la apertura del Gobierno Federal a escuchar al mercado y ajustar los términos y condiciones para hacerlos más competitivos. Durante las tres primeras convocatorias los principales retos eran, entre otros, los siguientes: (i) tamaño de los bloques de exploración, (ii) mecanismos de ajuste y rentabilidades a esperar, (iii) procesos de licitación que incentivan sobreofertas (*i.e.*, *winner's curse*) y pudieran hacer inviable el desarrollo de los campos petroleros.

Por lo que respecta al tamaño de los bloques, la Sener casi duplicó la superficie promedio de los bloques de exploración de aguas someras. Mientras que en la Ronda 1.1 de exploración en aguas someras la superficie promedio de los bloques/áreas fue de 302 km², para la Ronda 2.1 dicha superficie promedio es de 594 km². Asimismo llama la atención que incluso el bloque más pequeño

*Maestro en Negocios por Rochester y cuenta con diversos estudios especializados en materia contractual y fiscal en la industria petrolera. Es coordinador del Programa de Inversiones en Energía del ITAM. Es Director de Inversiones en Ainda Energía & Infraestructura y Director de Ainda Consultores.



de la ronda 2.1. es casi cuatro veces más grandes que el respectivo de la Ronda 1.2. Lo anterior es muy relevante, ya que aumentan la probabilidad de descubrir acumulaciones que puedan ser comercialmente explotables. Seguramente, este elemento permitirá que en la Ronda 2.1 se otorguen más campos vis a vis la Ronda 1.1.

En materia del modelo económico de los contratos petroleros destacan positivamente los siguientes aspectos:

1. **Modelo de contrato:** Después de varias rondas pareciera que el

Gobierno Mexicano ya encontró un modelo de contrato y económico con el que se siente cómodo.

a. **Aguas profundas:** Contratos de licencia, con contraprestación mínima y máxima y uso de bono a la firma

b. **Aguas someras:** Contratos de producción compartida con contraprestación mínima

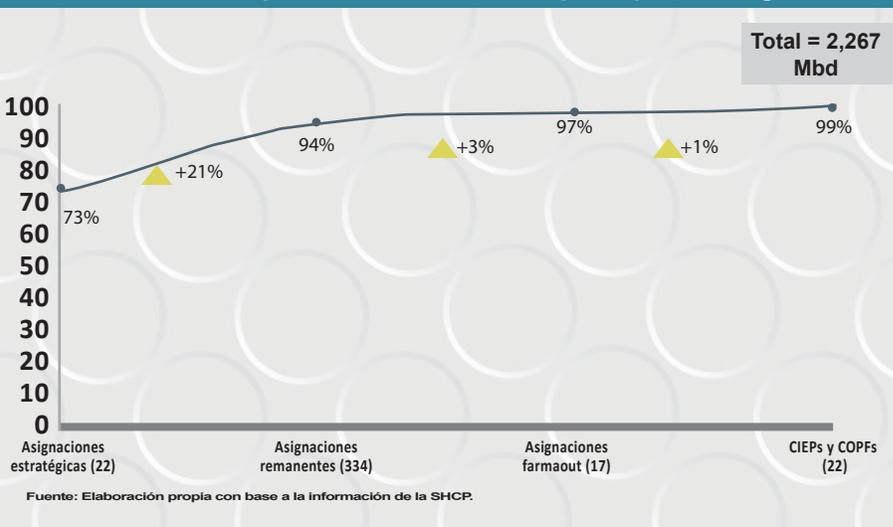
c. **Tierra:** Contratos de licencia, con contraprestación mínima. Queda la interrogante de si el Gobierno anunciará en el futuro una contraprestación máxima y el uso de bono a la firma

Pareciera que se optó por el modelo de contrato de producción compartida en aguas someras, dado que el Gobierno

cuenta con mayor información de los yacimientos y puede ejercer mayor control, mientras que en aguas profundas y tierra se ha privilegiado la licencia como un modelo que es más eficiente para la labor de supervisión y seguimiento.

2. **Contraprestación máxima:** Si bien desde la Ronda 1.2, la SHCP anunció, con anticipación a la presentación de ofertas económicas, una contraprestación mínima que el Estado exige por cada tipo de campo, no exigió una contraprestación máxima.

Distribución de la producción de aceite por tipo de asignación



Ronda campos Ecopetrol 2016

1 Aspectos clave de la Ronda Campos: Ecopetrol 2016

Aspectos clave: oportunidad

1. Venta de activos de producción (hasta un 100% del WI);
2. Los activos tienen potencial de incremento de producción por reparaciones, EOR e infill drilling;
3. Serán contratos de licencia;
4. Potencial exploratorio.

Aspectos clave: requisitos

1. Capacidad económica financiera de cada oportunidad: **6 millones de USD.**
2. Podrán participar operadores, compañías prestadoras de servicios e inversionistas petroleros;
3. El mínimo de participación debe ser del 30% del WI;
4. Los lineamientos serán utilizados en la Ronda Colombia 2014.

3 Proceso de asignación



Fuente: ECOPETROL

2 Campos ofrecidos en la Ronda

Campo	OOIP (MMBE)	Factor de recobro (%)
Río de Oro	104	12
Petrólea	109	35
Carbonera La Silla	32	4
Río Zulia	339	45
Lebrija	16	2
Barranca Lebrija	11	6
Cristalina	34	21
Pavas Cachira	25	1
Garza	39	6
La Rompida	69	02
Somagoso	17	7
Caguán	165	15
Santa Clara	122	12
Hobo	195	24
Santana	90	26
Nororiente	128	4
Nancy	60	12
Tambaqui	4	-
Valmagro	30	20
Camoa	5	8

Lo anterior, bajo el paradigma de que en un mercado eficiente las empresas sabrían cuánto ofertar. Sin embargo, en la Ronda 1.3 el objetivo de desarrollar empresas petroleras nacionales, fomentó que participaran empresas sin conocimiento o experiencia previos en el sector y que sobreofertaran, lo cual a su vez pone en riesgo el desarrollo de los campos que ganaron. Por ello, desde la convocatoria 1.4, el Gobierno ya estableció parámetros de contraprestación máxima que ayudarán a atemperar un potencial *winner's course*.

3. **Bonos:** Si bien el bono a la firma es un instrumento que puede ser utilizado en las licencias, no fue hasta la ronda *farmout* de aguas profundas que el gobierno lo consideró. Lo anterior hace sentido bajo la lógica de que el bono mitiga en algo la incertidumbre y larga espera del Estado por percibir ingresos de proyectos de aguas profundas que llegan a tardar más de 8 años en producir el primer barril de petróleo.

El bono a la firma, además de darle liquidez al Gobierno y Pemex, es un elemento eficiente para evitar ofertas especulativas como se presentaron en la Ronda 1.3 donde no existió un sistema de incentivos/penalizaciones eficiente que evitaran lo anterior.

Sería positivo que el Gobierno utilizara el bono en las licencias de tierra como un mecanismo de autoselección de licitantes. Sólo los licitantes con mayor reputación y experiencia tendrían la capacidad financiera para hacer frente al pago de altos bonos a la firma.

No obstante estos avances en la industria nacional de hidrocar-

buros, existe una desilusión generalizada en el sector, que pudiera ser consecuencia de expectativas irracionales acerca de los beneficios a obtener, así como por el desempeño reciente de Pemex. Con respecto al primer punto, en realidad, mucho de la desilusión que se percibe deriva de un manejo inadecuado de expectativas que se comunicaron durante la etapa de diseño de la Reforma Energética. El Gobierno generó expectativas muy optimistas acerca de los tiempos para obtener los beneficios de la Reforma. La sociedad en general percibió que los beneficios serían inmediatos, cuando en realidad el puro desarrollo de un proyecto petrolero toma años en mostrar sus primeros resultados.

Como se mencionó anteriormente, si bien en estos dos años la industria de hidrocarburos en México avanzó de manera constante, en el caso de Pemex esto no ha sido así. Desde agosto de 2013 cuando la Secretaría de Energía otorgó la Ronda Cero a Pemex, hemos escuchado en innumerables foros y eventos que Pemex recibió como parte de la misma 83% de las reservas 3P y 21% del recurso prospectivo. Sin embargo, con la caída en el presupuesto asignado a Pemex en fechas recientes hemos empezado a escuchar cuestionamientos acerca de cuál es la capacidad real de ejecución de Pemex para explotar dichos recursos. El presupuesto de inversión propuesto para 2017 para Pemex Exploración y Producción es el más bajo en 7 años.

Las limitaciones de presupuesto y endeudamiento, aunado al hecho de que la explotación de varios campos no es rentable a los

actuales niveles de precios, hacen imperativo que Pemex defina a la brevedad qué asignaciones mantendrá sin socio, cuáles con socio (farmout) y cuáles eventualmente devolvería. Dados los compromisos de trabajo y los plazos establecidos en ley, entre más pase el tiempo, las asignaciones de Pemex menos rentables, en vez de ser explotables vía farmout o farmin, perderán su "option value" y es potencialmente factible que reviertan a la Nación.

En la actualidad Pemex tiene 395 asignaciones, de las cuáles 109 son de exploración y 286 de extracción. Dado el recorte presupuestal que enfrenta, se ve inviable que Pemex pueda seguir operando todas sus asignaciones. Lo anterior impone el reto de focalizar sus recursos en sus activos más importantes. Alrededor de 15% de sus asignaciones representan cerca del 75% de su producción y reservas. Pemex tiene la oportunidad de crear más valor al especializarse en yacimientos marinos someros y utilizar los farmouts para sus asignaciones terrestres y de aguas profundas.

De hecho, a nivel internacional existen casos extremos, donde

otros operadores han salido en su totalidad de sus campos menos rentables para centrarse en los más estratégicos. Recientemente, Ecopetrol decidió vender el 100% del *working interest* de 20 activos de producción a través de una licitación pública coordinada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

En síntesis, a casi dos años de inicio de la implantación de la Reforma Energética el gran asunto pendiente ha sido la transformación y fortalecimiento de Pemex. El inicio del uso de las alianzas es un primer paso en la dirección correcta, aunque falta desplegar un programa de farmouts y farmins más ambicioso y acelerado. Es importante destacar que el fortalecimiento de Pemex no se reduce a inyectarle mayores recursos financieros. Es imprescindible un cambio cultural, la asimilación de nuevos paradigmas de negocio y operativos que seguramente las alianzas y/o asociaciones con terceros proveerán. Posiblemente uno de los paradigmas más relevantes para Pemex es si prefiere ser una empresa grande y no rentable o una más chica y rentable. Solo el tiempo nos dirá. ●



Te ofrecemos un equipo de expertos que conoce muy bien el sector petrolero mexicano y estamos listos para apoyarte a obtener el mejor resultado posible en un entorno que cada día exige mayor eficiencia.

Nuestra trayectoria en México confirma nuestra experiencia en proyectos de asistencia técnica para Exploración y Producción:

- ◆ Diseño de pozos y optimización de producción.
- ◆ Desarrollo de modelos de negocio.
- ◆ Análisis económicos-financieros.
- ◆ Estrategias de contratación.
- ◆ Capacitación acelerada en los procesos clave de EyP.

Contáctanos para ofrecerte la mejor alternativa posible.

✉ contact@cbmex.com.mx

🖱 www.cbmex.com.mx

Reforma Energética e impacto social: lo deseable y lo posible

Se buscan cambios en los paradigmas de gestión y creación de valor para las comunidades.

HERNANDO AGUILERA* Y LOURDES ZENTENO**

Los mexicanos, en fechas recientes, nos dimos un nuevo marco regulatorio en el sector energético. No fue un proceso fácil, sino de muchos años de trabajo, de mucho talento invertido, de explorar nuevos caminos, de un entorno global que nos invitaba de muchas formas a romper con paradigmas de décadas en torno a un sector monopolizado por el Estado, con todo lo que esto implica.

El reto de la implementación no será un tema menor. Empieza a vivirse este momento y con ello el interés de la industria a influir y participar del proceso.

Las diversas instancias gubernamentales, existentes y recientemente creadas a partir de la propia Reforma Energética, establece nuevas reglas del juego y hay un tema que en particular genera inquietud y que aquí abordamos: ¿Qué impactos sociales traerá para las personas que convivirán de manera cotidiana con estas empresas que empiezan a llegar a sus poblados, con todos los efectos positivos y negativos naturales de un fenómeno sociológico que se presenta al generarse una nueva actividad económica en lugares alejados de flujos de inversión relevantes en el pasado?

La pregunta que genera todo esto es si pasaremos de una industria monopolizada por el gobierno a un simple cambio de manos de riesgos, inversiones y gestión privada, o a cambios más profundos de paradigmas de gestión y creación de valor para las comunidades en donde se operarán estos grandes consorcios compuestos por manos mexicanas y extranjeras.

Mucho se habla de las normas recién creadas para otorgar licencias de operación a las empresas aspirantes a obtener contratos para la exploración y en general la producción, y permisos para el transporte y distribución hidrocarburos y energías limpias. Estas normas contemplan el adecuado diagnóstico de los impactos sociales y medioambientales para mitigar riesgos y asegurar una convivencia sana con las comunidades en cuestión. Mucho se habla también de cierta incomodidad que genera a algunas empresas de

lo impuesto por el gobierno por generar procesos de desarrollo local y hasta expresiones como “somos una empresa de energía, no una ONG”.

La visión social de los proyectos energéticos. Otro cambio de paradigma.

Los permisionarios o contratistas con derechos a realizar actividades ligadas a la producción y transporte de la energía tienen que ejecutar construcciones e instalaciones en predios propiedad de terceros, así como operar con los márgenes de cualquier industria de riesgo.

Las obras impactan a las comunidades y en el medio ambiente. Por ello, tanto la Ley de Hidrocarburos como la de la Industria Eléctrica, para el desarrollo y ejecución de proyectos energéticos, se obliga a identificar la línea base social, así como elaborar una manifestación de impacto social y proponer medidas de mitigación y un plan de gestión social que son sometidos a consideración de la Secretaría de Energía.

Los planes de gestión social operan durante la vida del proyecto y tienen por objeto aminorar los impactos negativos de un proyecto. Asimismo, la normatividad obliga a indemnizar los daños y pagar por el uso y ocupación de tierras. El pago por la ocupación en los casos en los que son bienes colectivos, como en el caso de bienes de uso común, se pueden pagar con obras en comunidad.

En este contexto, se estima que esta obligación de ley, que pudiera parecer ociosa o sólo un requisito costoso, creemos que es una oportunidad excepcional desde diversas ópticas. En una primera instancia, permiten estas acciones no sólo generar las condiciones que le den viabilidad al proyecto en sus primeros momentos, sino que se obtiene la “licencia social” como algunos la denominan, y cuidan la relación, podrán mantener en operación su proyecto durante todo el tiempo que estén vigentes los permisos. En una segunda óptica, y ésta es tan atractiva como las anteriores, consiste en generar valor en los proyectos energéticos, cuando su impacto en su entorno social se desarrolla conforme a nuevos

*CEO Fundador y **Consultora Asociada del Social Value Institute (hernando.aguilera@svalue.org, lourdes.zenteno@svalue.org)

criterios de operación, así como de control, pues resulta de vital importancia mantener criterios objetivos para medir el impacto en el entorno social de los proyectos para identificar los beneficios y corregir las desviaciones.

La inversión por sí misma no necesariamente genera desarrollo, si no hay intencionalidad.

Aunque pudiera resultar obvio, la intencionalidad con que se ejecuten las normas antes descritas será la diferencia entre un desarrollo real de las personas que habitan las comunidades, o un proceso meramente administrativo de otorgamiento de permisos y, con ello, la operación tradicional de empresas que llegan a hacer negocios en poblados en esta idea de *business as usual*.

La relación que se da normalmente cuando se encuentran estas dos realidades (dinero y necesidad) se convierte en extorsión. Si no se ponen de acuerdo con los líderes comunitarios, si no se establecen relaciones con las autoridades municipales, y se logra que “chorree a todos” los beneficios de esta inversión, se corre el peligro de detener la operación, de no obtener los derechos de vía o mantener climas de tensión constante que incrementan los riesgos de una convivencia sana.

Tras la Reforma Energética, que abrió las puertas al sector privado y después de más de 70 años les permite participar en el sector energético a partir de las leyes que han sido promulgadas para acompañar esta apertura de mercado, posibilita a los permisionarios y contratistas a desarrollarse en este sector llevando a cabo sus proyectos, así como la de crear valor económico y compartirlo con las comunidades en cuestión, lo cual trae consigo un retorno más amplio en el largo plazo y un crecimiento sustentable para ambos actores involucrados.

Esta faceta implica que los contratistas y permisionarios pueden ser actores diferenciadores en la sociedad, siempre que desde el planteamiento de su objeto y programas de acción asuman una clara intencionalidad de perseguir este propósito, y de manera razonable se planteen de una forma clara lo que pretenden alcanzar, con método y responsabilidad; es decir, que defina los elementos que permita la ejecución sistémica de tareas ejecutadas por muchas personas, de manera eslabonada y sustentable. Cuando se piensa en la palabra inversión en la Reforma Energética se liga inmediatamente con posibilidades de desarrollo; sin embargo, éstas no vienen inmediatamente. Debe de haber una intencionalidad para percibir mejoras en procesos económicos. De lo contrario, los procesos se vuelven más lentos y de desarrollo no ordenado, y en ocasiones en sentidos contrarios.



Foto: Secretaría de Energía.

Alinear los intereses para la creación de valor social. Business as unusual.

En este contexto se encuentra el tema del impacto social, el cual tiene un carácter preventivo para considerar los posibles cambios en las diferentes dimensiones como lo podrían ser los aspectos sociales y culturales de la población. La idea detrás de esto es que los proyectos sean capaces de demostrar que han considerado y mapeado los cambios, y que posteriormente muestren los cambios que se habían predicho.

Tradicionalmente, los proyectos de corte filantrópico se han planteado desde la fuerza de la caridad “con el corazón”, es decir, nacen como inspiración de personas que ven una necesidad en su entorno, y hacen todo lo que está a su alcance para cambiarlo, para imprimir justicia al mundo, para atenuar el dolor o para curar experiencias pasadas a través de evitar que otros vivan lo mismo.

En este sentido, las organizaciones han sido un paliativo fundamental en el mundo, y han generado grandes testimonios de lo que la humanidad debería de ser: preocuparse y ocuparse por el

prójimo. Sin embargo, a medida que los problemas crecen, los recursos se limitan y la sociedad demanda resultados. Estos modelos basados “en el corazón” parecen ser insuficientes.

Es así como nace la necesidad de nutrir estos modelos de elementos complementarios que den ya no sólo “corazón”, sino también “cabeza”; es decir, un modelo de operación que permita en el contexto actual, generar indicadores de gestión que permita al modelo adaptarse al entorno, y sobre todo, indicadores de resultado final que permitan frasear de mejor manera el éxito.

Pasar de la poesía a la transparencia y luego a los resultados significa que los informes de impacto ya no bastan con establecer el número de trabajos creados.

El negocio de la energía es un negocio de largo plazo y requiere relaciones intensivas con la comunidad en la que operan, por lo que es conveniente para el negocio crear desarrollo.

Hoy existe para las empresas que requieren relaciones intensivas en comunidad la oportunidad para vincular los negocios con la sociedad, siendo conveniente para el negocio el generar relación con la comunidad.

Tan sólo redefinir su propósito hacia la creación de valor compartido de modo que el valor monetario que se genera traiga consigo un valor para la sociedad que enfrenta retos, se expanden las ganancias para los negocios, y el compartirlo con las comunidades que se relaciona trae consigo oportunidades de crecimiento sustentable en el largo plazo.

Las empresas pueden implementar dicha dirección mediante distintas estrategias, como lo es la redefinición

de productividad a lo largo de su cadena de valor y mediante la creación de clústeres dentro de la industria que soporten las distintas ubicaciones de las empresas. El valor compartido tiene el potencial de traer la nueva ola de innovación y crecimiento pro-

ductivo en la economía global, ya que abre las puertas a las necesidades que aún no han sido satisfechas, servir a un gran nuevo mercado, así como obtener ventajas competitivas al dirigir esfuerzos hacia los déficits sociales que implican costos internos. ●



RESIDUOSEXPO

MANEJO / CONFINAMIENTO / TRANSFORMACIÓN / RECUPERACIÓN / COMERCIALIZACIÓN

La única exposición y foro de negocios de
GESTIÓN DE RESIDUOS en México

28-30

Marzo

2017

EXPO GUADALAJARA

Guadalajara, Jalisco
México

www.residuosexpo.com



MÁS DE 11 MIL

VISITANTES

EN LA EDICIÓN 2015

- Acceda a nuevos mercados de alto potencial.
- El 50% de los visitantes son **Directores y Propietarios de Empresas** y deciden las compras de su empresa.
- Reales oportunidades de negocio para su empresa: **40% de los participantes busca nuevos proveedores y tiene intención de comprar maquinaria en los próximos meses**



“Estar presentes en Residuos Expo nos ha dado un enorme empuje, las expectativas se ven muy prometedoras y la experiencia ha sido de primer nivel”

Enrique Martínez -RIISA

RESERVE SU STAND HOY MISMO

en: www.ResiduosExpo.com



EPC PARA
DUCTOS DE GAS Y LÍQUIDOS

VENTA DE TURBINAS
Y EQUIPOS PARA GENERACIÓN

ESTUDIOS DE INGENIERÍA
PARA PROYECTOS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA

PROYECTOS LLAVE EN MANO EPC
SOLUCIONES ENERGÉTICAS DE ALTA CALIDAD
PARA LA INDUSTRIA EN GENERAL

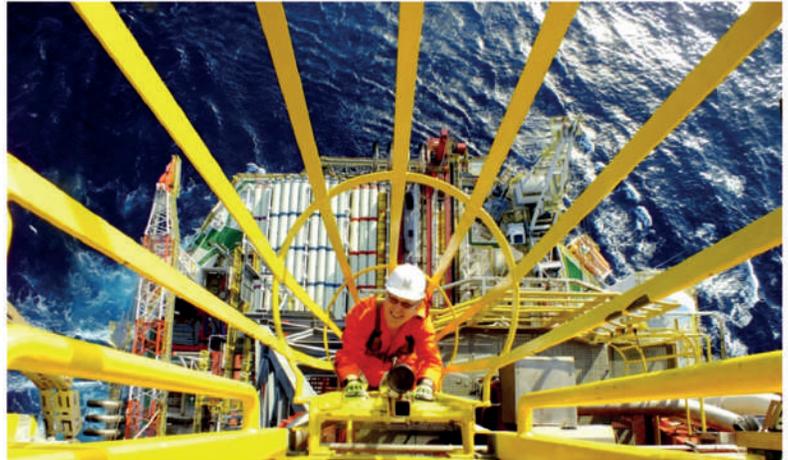
REPARACIÓN DE TURBINAS DE GAS
AERODERIVADAS E INDUSTRIALES

Turbina FT8 PW POWER SYSTEMS suministrada e instalada
por Rengen Energy Solutions en Central Termoeléctrica
Valle de México - CFE

Turbina FT8 PW POWER SYSTEMS suministrada e instalada
por Rengen Energy Solutions en Central Xul-Ha
Chetumal - CFE

RÍO PÁNUCO NO. 55, 2º PISO, COL. CUAUHTÉMOC, C.P. 06500, MÉXICO, D.F.
Tel. (55) 5207-7074 / www.rengen.com.mx

Sustainable **Safety** Solutions for **Industry**



ERM partners with industry to bring **innovative, differentiated and performance enhancing** Safety, Health & Environmental solutions, so that they can achieve a **profound and sustainable difference** to their people and communities.

Health, Safety and Environment (HSE) Dynamics:

Industry spends billions of dollars on improving Health, Safety & Environment (HSE) performance every year, in design, capital projects, construction, operation & decommissioning of their assets.

Fatalities persist, major property loss and environmental spills continue to occur, and the drive to zero harm & loss gives smaller incremental gains (around 5%) with expanding resource costs (up to 25% of OpEx).

Major Accidents & Incidents are high profile concerns, with media & stakeholders quickly disseminating negative events affecting reputation and impacting enterprise value.

The burden of HSE processes & programs on leaders and people within the organization result in a devaluing of safety as a compliance & paperwork tool rather than a culture of care requirement.

The supply chain contains suppliers and contractors that need to provide engaged, aligned and transparent performance.

Disparate approaches to HSE result in fragmentation of the leadership message and the inability to efficiently collect & make sense of key data to allow identification & management of critical risks.

What We See in the Market:

- ⊖ High labour turnover and aging of workforce.
- ⊖ Increased investment in HSE systems.
- ⊖ Disconnect between leadership words and actions, inconsistent implementation, management and assurance.
- ⊖ Have a no-blame culture, that is not how employees feel when an incident occurs.
- ⊖ Serious injuries and fatalities persist.
- ⊖ Heightened stakeholder awareness.
 - ❖ Mainstream news.
 - ❖ Sustainability reports.
 - ❖ Watchdogs.
- ⊖ New safety processes introduced, yet not delivering the results required.



ERM'S Value Proposition

Enabling our clients to achieve significant & sustainable positive change in HSE performance, through highly impactful tailored approaches.

- ✓ **Breathe life into existing processes and procedures**, to help our clients successfully manage both expected and unexpected situations.
- ✓ Design, plan and construct **successful major capital projects**.
- ✓ **Implement positive safety and leadership transformation** approaches through people at all levels.
- ✓ **Measureable performance improvement** in leading/ lagging indicators.
- ✓ **Higher value** from existing, or even reduced, operational spend on safety.
- ✓ **Greater acceptance of change** by managing the change process from system & cultural perspectives.

The challenge of safety: Getting it right for your business

Leading companies are leveraging a number of best practices to improve efficiency and effectiveness.



A business case that establishes the link between HSE and operational excellence.



Equipping the workforce with the tools and attitude to stay safe at work and at home; a mindset shift.



Enhancing leadership capabilities to drive and sustain performance improvement.



Process safety approaches that reduce the chances of catastrophic incidents.



Robust data management processes that track performance and shed light on future trends.



Systems that is right-sized and fit-for-purpose.



Continual improvement through Operational Excellence.

ERM is partnering with clients to support their Sustainable Safety programs.

CONTACTOS:

erm.mexico@erm.com
www.erm.com

Jaime Martínez
Senior Partner
+52 55 5000 2513
jaime.martinez@erm.com

Ivette Catalán
Partner
+52 55 5000 2526
ivette.catalan@erm.com

Hacia un crecimiento petrolero sustentable

La empresa nacional debe tener un rol central en el nuevo panorama.

LUIS VIELMA LOBO*

Las agencias calificadoras de riesgo han venido siguiendo cuidadosamente la evolución del comportamiento de la economía mexicana durante todo este año. Inicialmente, los factores externos asociados al comportamiento de la economía mundial –afectada por la contracción del crecimiento de los grandes países consumidores de energía como China y la India– y el consecuente impacto en los niveles de consumo de energía, y posteriormente factores del país relacionados con el tema del endeudamiento para compensar la caída de ingresos, han conformado un escenario de riesgo para la calificación crediticia del país y su capacidad de aumentar los niveles de deuda.

La reacción gubernamental para mitigar esta situación ha sido un programa de recortes presupuestarios ejecutados a lo largo del año en curso y que mantendrá su severidad en el presupuesto considerado para el próximo año. Así que el crecimiento económico inicialmente programado para el país, estimado en 3 puntos del PIB, al final del año apenas si alcanzará los 2 puntos, y el Banco de México ha señalado que su principal objetivo es mantener la inflación en los niveles inicialmente estimados del orden del 3% anual.

Pero la severidad u objetividad de las agencias calificadoras ha lanzado advertencias al gobierno federal para que la empresa petrolera nacional también controle sus niveles de endeudamiento, a fin de evitar distorsiones futuras en el balance general de las finanzas del país. Ya desde inicios del año PEMEX tuvo un recorte presupuestario del orden de los 100 mil millones de pesos, es decir, casi un tercio de su presupuesto. Adicionalmente recibió la instrucción de mantener sus niveles de producción de hidrocarburos y esta decisión ha impactado de manera importante sus programas de mantenimiento de su capacidad de exploración y producción.

Una empresa petrolera requiere de capital, necesita presupuesto para desarrollar sus planes de trabajo, independientemente que sea privada, pública o estatal, realizando inversiones



en exploración/producción y mantenimiento. Las reducciones presupuestarias afectan ambos renglones. En el caso de la empresa nacional mexicana, las inversiones se han reducido notablemente, en lo particular las relacionadas a la exploración, y la realidad de este negocio petrolero es que si no se descubren nuevas reservas la tendencia de las empresas es descapitalizarse, afectando su valor.

Al limitarse la capacidad de endeudamiento de la empresa nacional, se le coloca en una situación extrema, pues además de disponer de un presupuesto que para el próximo año representa un 50% de sus necesidades, no tiene opciones para mantener su capacidad de producción y menos aún pensar en recuperar la senda perdida del crecimiento. En ese sentido, cada proyecto incluido en el portafolio o cartera de la empresa debe evaluarse según sus condiciones y podremos observar que existen proyectos que son autosustentables, mismos que inicialmente requieren de capex y opex para poder ejecutarse y luego ellos generaran sus ingresos para pagar financiamientos que han permitido el desarrollo de los mismos, después de dejar al Estado el “government take” acordado.

* Director General de CBM Ingeniería Exploración y Producción, empresa mexicana de ingeniería especializada en los procesos de la cadena de valor de exploración y producción. Vicepresidente de Relaciones Internacionales de la Asociación Mexicana de Empresas de Servicio AMESPAC, miembro de los consejos editoriales de la revista *Petróleo y Energía* y el periódico *Reforma*. Conferencista invitado en eventos nacionales e internacionales.

Por otra parte, PEMEX debe acelerar sus proyectos de farmouts aprobados por la Secretaría de Energía y la Comisión Nacional de Hidrocarburos y además buscar opciones alternas que la complementen técnica y financieramente, diferentes a la manera tradicional de contratar que tiene. Sin duda alguna existen limitaciones presupuestarias del Estado y otras prioridades sociales del gobierno, pero el enfoque financiero de PEMEX debe verse con una óptica diferente que el resto de las instituciones del Estado que por definición son centros de gastos, lo contrario de la empresa petrolera nacional que históricamente ha sido un centro de ingresos y ganancias. PEMEX debe seguir siendo la empresa nacional por excelencia, independientemente del desarrollo del mercado de inversionistas de empresas internacionales y debe seguir recibiendo el apoyo del Estado para que pueda seguir adelante exitosamente, entendiendo sus nuevas realidades y enfrentando sus miedos y paradigmas.

Entendemos que México está viviendo un proceso de Reforma Energética, que transformará la naturaleza de la matriz energética en el futuro. Es el único país que se ha atrevido a plantearse una Reforma Energética integral en un solo tiempo. Otros países han hecho reformas por sectores, bien sea hidrocarburos, electricidad, o energías limpias y nuclear. Este hecho ha despertado la atención del sector privado internacional, luego de ir disipando dudas acerca del compromiso del gobierno para realizarlo, con la ejecución de las tres licitaciones realizadas de Ronda Uno en hidrocarburos, y las subastas en electricidad y energías limpias.

Hoy día no existen dudas que el país llevará adelante el programa de reforma del sector, que se planteó desde el inicio del

Por ello la importancia de hacer una pausa y reflexionar sobre las opciones que pudiera tener PEMEX para enfrentar sus retos de mantenimiento de sus capacidades ahora y de crecimiento en el futuro y plantear claramente que la opción de deuda no es algo malo, si los proyectos tienen capacidad de generación, es decir, si son autosustentables. Lo que sí es malo es endeudarse sin tener esa capacidad de pago o retorno del capital invertido, como ha sucedido en ocasiones en el pasado.

sexenio, atrayendo a dar sus pasos iniciales en el país a 30 empresas petroleras, 34 empresas eléctricas y 23 empresas de energías limpias. Las ofertas hechas al gobierno han sido muy competitivas y representan alternativas muy rentables para el Estado mexicano, por el aporte que harán las mismas por medio de regalías, impuestos y sobre todo por el impacto social y económico que aún está por materializarse.

La comunidad internacional también entiende que en el tema de hidrocarburos, México cuenta con un importante mapa de cuencas con una historia que supera el siglo y en los últimos 78 años han sido exploradas y explotadas por la empresa nacional. Esto representa una gran oportunidad

para aquellas empresas que recién están comenzando y las que entrarán en próximas licitaciones. Los desarrollos tecnológicos no pueden separarse de este mapa de cuencas que incluye desde las formaciones lutíticas (*shales*) del norte del país, las aguas profundas del Golfo de México, los campos someros y maduros en varias regiones y los más recientes descubrimientos de crudos extra pesados en aguas someras al frente de Campeche.

Las empresas internacionales y también las de servicio de diferentes tecnologías que serán utilizadas, pero es esencial entender el negocio y los requerimientos de capital al inicio de cualquier proyecto de manera intensiva, para luego lograr los retornos de la inversión hecha, una vez que se consoliden los planes y se den los resultados.

Si revisamos las aperturas internacionales hechas con anterioridad en nuestro hemisferio, las empresas nacionales siempre han jugado un rol importante, en algunos casos lideran estos procesos de apertura y en otros reciben la prioridad para llevar adelante sus alianzas o asociaciones. No ha sido así en México y ello abre un proceso más difícil ahora para que la empresa nacional desarrolle sus asociaciones o alianzas, proceso que por cierto también lo lleva el Estado.

Por ello la importancia de hacer una pausa y reflexionar sobre las opciones que pudiera tener PEMEX para enfrentar sus retos de mantenimiento de sus capacidades ahora y de crecimiento en el futuro y plantear claramente que la opción de deuda no es algo malo, si los proyectos tienen capacidad de generación, es decir, si son autosustentables. Lo que sí es malo es endeudarse sin tener esa capacidad de pago o retorno del capital invertido, como ha sucedido en ocasiones en el pasado. ●

El IMP renovará capacidades y crecerá en el nuevo mercado

El Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) cuenta con capacidades que le permiten augurar un futuro muy prometedor, a pesar de que por ahora toda la industria petrolera se encuentre en dificultades, ya que es la organización del Estado en mejores condiciones de crecer en el nuevo mercado, afirma su Director General, el Dr. Ernesto Ríos Patrón, en entrevista con David Shields, director de esta revista.

¿Cómo definiría usted la actuación del IMP en la actualidad?

A lo que nos dedicamos es a generar capacidades. La investigación y desarrollo tecnológico aplicado genera capacidades, conocimiento, saber cómo hacer algo y cómo hacerlo diferente, cómo hacerlo innovador, o cómo asimilarlo y desarrollarlo.

En ingeniería, diseñamos infraestructura —no la construimos— y con la infraestructura generamos capacidades. Si hablas de modelos geológicos en exploración, si hablas de interpretaciones sísmicas, es lo mismo, lo que estás haciendo es brindar capacidades a las empresas.

¿Cuál sería la principal fortaleza del Instituto?

El conocimiento es la fortaleza del IMP y el conocimiento reside en las personas. Por lo tanto, son las personas que conocen algo para generar capacidades. La suma de esas competencias, la manera en que las enfocamos en un tema y la experiencia acumulada, son nuestras fortalezas.

La composición demográfica del Instituto nos da una edad promedio de entre los 45 y 50 años, lo cual nos genera mucha experiencia, más los años de permanencia ininterrumpida en el Instituto, que promedia los 25 años en los investigadores. Son muchas horas de trabajo acumuladas, de experiencia.

¿Detecta también debilidades?

Tenemos gran parte de esa comu-



DR. ERNESTO RÍOS PATRÓN, DIRECTOR GENERAL DEL INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO.

nidad cerca del momento de jubilarse. Es una debilidad en el sentido de que, si tú quieres manejar bien el conocimiento, necesitas tener una distribución de edades de los investigadores, porque se puede generar grandes soluciones con la experiencia, pero también debe participar el que tiene hambre de aprender. La misma fortaleza, de conocimiento y experiencia, si no la cuidamos, se puede volver en una debilidad, si el personal se va. Entonces, ¿Qué es lo que toca cuidar en una institución como el IMP? Es el balance de las competencias y la

manera en que se aprovechan para generar capacidades.

Otra puede ser que, desde que el IMP nació, está sujeto a competencia, formal o informal. Porque, además, no nació siendo parte de Pemex, ni jurídicamente ni administrativamente el Instituto ha sido nunca parte de Pemex. Sin embargo, el Instituto depende tanto de Pemex porque había un solo operador petrolero en México.

Asimismo, el IMP no es una Empresa Productiva del Estado. No tenemos un régimen normativo que nos facilite la compe-

tencia, a diferencia de las ahora Empresas Productivas del Estado. Sin embargo, la fortaleza en esto reside en que, por no ser una EPE, no tenemos que darle dinero al Estado, sino que tenemos que darle capacidades.

¿Cómo es que se enfoca el IMP en las competencias?

Anteriormente teníamos que ganar nuestro presupuesto ante Pemex. Teníamos que convencerlo de que valía la pena que nos demandara servicios. Con el tiempo teníamos que competir en precio. Ahí comenzó el verdadero tema de competencias. En la crisis económica de 1982, ante la falta de liquidez, se reforzó el pedido de Pemex al IMP por servicios, ya no nada más la ingeniería, el crecimiento y la explotación, sino servicios que le ayudaran a favorecer la explotación, el barril de hoy por encima del barril del mañana y por encima del barril del futuro. Entonces, el Instituto se empezó a concentrar más en dar servicios que favorecieran la operación y la generación de volumen de barriles.

Posteriormente, entre 1997 y 2004 se reabren formalmente las áreas de investigación y se puso la meta de pasar de tener 50 doctores a contar con 300 doctores, que son los que tenemos hoy.

¿Cuál es la diferencia entre el IMP y, por ejemplo, el Instituto Politécnico Nacional o las universidades?

Nosotros no estamos para la generación de conocimiento, sino para la solución de problemas promoviendo productos y capacidades diferenciadas. En servicio –ingeniería, pruebas rutinarias de laboratorio, modelos de interpretación de sísmica– tenemos una cartera muy amplia. Un servicio es algo para lo que utilizas un conocimiento con metodología conocida y probada, que puedes adaptar de forma tal que tienes un resultado esperado o vas a resolver algo en un parámetro conocido.

¿Y el desarrollo de tecnología?

Tenemos investigadores con experiencia académica, pero lo que nos piden ya no es investigación, sino tecnología. Por eso, el IMP ha tenido que enfocar sus capacidades para transformarlas en tecnología productiva. Actualmente, la evolución del Instituto es tal que ya generamos tecnología diferenciada generadora de alto valor en un entorno competitivo mundial, sin haber perdido la capacidad de proveer los servicios.

Hoy, contamos con tecnología de punta para actividades como recuperación secundaria y mejorada por organismos microbianos, productividad de pozos verticales de alta relación gas-aceite –conocida como *Venturi*– y productos químicos para recuperación secundaria y mejorada, entre otras

¿De dónde obtienen recursos?

Nosotros no recibimos presupuesto, sino fondos fiscales. ¿Cuál es la diferencia? El fondo fiscal tiene reglas y usos específicos, el presupuesto cubre la operación. Los fondos empezaron en 2008. Ante la caída que sufre el mercado petrolero actualmente, gracias a los fondos fiscales puedo mantener por un rato una cierta capacidad técnica mejor que lo que pueden hacer compañías de servicios como Schlumberger, Weatherford y Halliburton; varias empresas locales en Ciudad del Carmen, Campeche, ya se salieron del mercado. Los fondos nos generaron una reserva. Ellos ya recortaron personal y redujeron el alcance de su negocio. Nosotros en el IMP apenas hemos empezado a recortar porque lo hemos tratado de evitar lo más posible.

¿Cómo les ha impactado la crisis de los precios del petróleo?

El Instituto tiene 3,000 empleados, incluyendo a 300 investigadores. Para pagarles, el Instituto vive de lo que vende. Facturaba en 2013 una cantidad de 3,700 millones de pesos. En 2014, en cuyos me-

ses finales comenzó la crisis de los precios del petróleo, facturó 3,400 millones. El año pasado, facturamos 2,400 millones de pesos, se nos cayeron mil millones de un golpe. Este año, vamos a facturar alrededor de 1,500 millones de pesos.

El punto de toma de decisiones por el momento está en la capacidad instalada técnica y en el nivel de flujo de efectivo para sostenerla. Además, si Pemex antes exploraba para generar 2 millones 200 mil barriles diarios y la perspectiva es que ahora va a generar 1 millón 900 mil o 1 millón 800 mil barriles, la capacidad de estudios que necesita para la producción también va a bajar. Mi verdadera preocupación se vuelve en mantener las capacidades técnicas, al experto, al especialista, al investigador.

¿Es lo más caro?

En la estructura de costos, lo más caro es la nómina, como en cualquier organización de servicios. Si quieres ser una buena organización de servicios que resuelva temas, no serás necesariamente la más barata, sino la más experta; pero, para ser experto, tienes que pagar salarios que tiendan a mantener a los que son expertos. Entonces nuestros salarios a nivel técnico son de los mejores en México. Esto ha permitido que mantengamos una plantilla y que no se vaya. Esa es una de nuestras prioridades. Mi costo de nómina son 2,400 millones de pesos. Mi costo total hace dos años era cercano a los 2,800 millones de pesos. Si caigo a 1,500, hay una preocupación, hay una posibilidad de pérdida de estas capacidades técnicas.

Entonces, hay dificultades.

Esto sería sólo si el IMP tuviera que pensar en términos de su estado de resultados. Pero hay un fideicomiso que se generó a partir de remanentes de varios años, más recursos fiscales que se acumularon. Llegamos a recibir en algunos años hasta 700 y 800 millones de pesos anuales,

cuando nos gastábamos del orden de 200 millones de pesos en investigación. Entonces, acumulamos cerca de 3 mil millones de pesos, gracias a los cuales no se ha oído que el IMP haya tenido una desbandada de personal. En pocas palabras, lo único que estoy haciendo es valorar y quedarme con una capacidad técnica porque veo que la industria va a crecer. Estamos aprendiendo qué tan rápido y a qué ritmo lo que dejó de demandar Pemex ahora lo pedirán otros. Maximizamos la permanencia de las capacidades del IMP porque el mercado las va a demandar.

¿Cómo se ubica el Instituto en el marco de la Reforma Energética?

Con la Reforma se decidió hacer una adecuación al Decreto de creación del Instituto. Antes de 2014, que fue la última revisión, nuestro Consejo de Administración lo presidía el Director General de Pemex y la mayoría de los asientos los tenía la petrolera. Ahora, el presidente de nuestro Consejo de Administración es el Secretario de Energía, Pemex tiene solo un asiento, nos abren dos espacios para Consejeros Independientes que están en proceso de designación, y se mantienen otros Consejeros que ya teníamos, que son UNAM, UAM, IPN, CONACYT y SEMARNAT.

Entonces, la señal es muy clara. Ya aprendimos a desarrollar capacidades, ahora lo tenemos que hacer de manera competitiva para el desarrollo de la nueva industria. Por lo tanto, lo que la Reforma genera al Instituto son oportunidades de hacer lo que sabe hacer para desarrollar cosas nuevas, con visiones diferentes, con intereses económicos diferentes, porque una cosa es el interés económico de generar recursos para el presupuesto del Estado, y otra cosa para beneficios económicos para maximizar el valor de inversionistas. Las decisiones son diferentes. Se nos abre una gran posibilidad de crecimiento.



¿Qué oportunidades ve con la Reforma?

Son cuatro. Primero, crecer en temas de shale y aguas profundas y hacerlo junto con toda la industria. No estamos amarrados a la competitividad de Pemex, puesto que, si Pemex no entra a aguas profundas por su cuenta, el IMP puede tratar de convencer a su socio, o a empresas que ganan licitaciones por su cuenta. Por eso mantuvimos inversiones en nuestro Centro de Investigaciones de Aguas Profundas.

Segundo, campos maduros. Algunas de las compañías que vienen a tomar esos campos, como los de la Ronda 1.3, van a requerir de competencias tecnológicas en recuperación secundaria y mejorada, que es lo que hemos estado desarrollando en los últimos 10 años. Cuando la Comisión Nacional de Hidrocarburos tenga que evaluarles su perfil de producción, esperamos un repunte de nuestra demanda porque habrá compañías que empiecen a pedirnos este tipo de trabajos que otros dejaron de hacer.

Tercero, la actuación de los entes reguladores más sus necesidades técnicas. Ellos necesitan fortaleza desde la perspectiva técnica. Si la CNH, la CRE, el CENAGAS –aunque es más bien un operador– y la ASEA no tienen un cierto grado de competencia técnica que se puede estar renovando, no pueden regular óptimamente, Ahí reside nuestra oportunidad.

Los reguladores van a promover un cierto comportamiento técnico y operativo de todos los operadores. En esto hay muchos temas, entra medición, línea base ambiental, manejo de la información para exploración, entre otros, que son oportunidades para el IMP. La medición es una oportunidad, una competencia técnica que antes no teníamos. El Estado quiere asegurarse de que lo que las empresas le reportan de extracción corresponda a la realidad.

Y cuarto, la internacionalización. Actualmente sale caro cobrar a Pemex, por lo que hemos ido a buscar oportunidades con

otras empresas, como por ejemplo, YPF de Argentina, los nuevos bloques en Cuba o los pequeños yacimientos del sur de Texas.

Dentro de esos conceptos, ¿la exploración es una actividad de interés para el IMP?

Por supuesto. Que Pemex ya no tenga presupuesto para la exploración no significa que la industria deje de hacerlo. El trabajo del IMP no es sacar sísmica, sino la interpretación y el desarrollo de modelos. Además, esperamos que se vuelva a recuperar parte de la demanda que ahora cayó del lado de Pemex.

Estamos negociando intensamente con la CNH para crear una Litoteca Nacional. Llevamos compitiendo para que seamos nosotros quienes llevemos ese proyecto. Si no la llevamos nosotros, la pueden llevar otros, como la UNAM, Schlumberger o tal vez una empresa creada explícitamente para ello por el gobierno de Canadá. Nosotros competimos de manera genuina, transparente y legal con todos los medios que tenemos. Uno de ellos es la información de exploración, el Estado declaró a la CNH como dueña porque tiene un interés para el Estado por lo que no le conviene que el administrador sea un ente diferente del Estado.

¿Qué están haciendo en transformación industrial?

La realidad es que ya no vamos a tener dinero presupuestal para el desarrollo de downstream como lo hubo por muchos años. Para refinación y petroquímica el único que ponía dinero era el Estado y desde hace muchos años el dinero de presupuesto que se pone para transformación industrial claramente ha venido siendo menos.

Vamos a seguir manteniendo capacidades particularmente en tres grandes elementos, más una en la que nos vamos a transformar. Las vamos a mantener –conservar la capacidad que ya tenemos– en hidrot ratamiento, confiabilidad, ingeniería FEED (Front-End Engineering Design) y PMC (Project Management Consultant).



DAVID SHIELDS, DIRECTOR GENERAL DE ESTA REVISTA, CON EL DR. ERNESTO RÍOS PATRÓN.

Queremos impulsar nuestra capacidad de ingeniería en la infraestructura de ductos y gas natural, es decir, pasar de ser la firma más experimentada en México en el diseño de plantas industriales y plataformas, a ser también la firma más competente y confiable en la ingeniería de ductos para gas natural. En el corto plazo, se prevé que la mayor inversión en infraestructura viene en ductos de gas natural, terminales y estaciones de servicios, es decir, en todos los temas de transporte y distribución.

¿Hay otros proyectos específicos que son prioridad ahora?

- 1.- Centro de Tecnología en Aguas Profundas, que es un proyecto interno.
- 2.- Incremento de productividad de

pozos en la Región Sureste, que es una suma de proyectos que estamos empujando.

3.- Interpretación y preparación de información de lutitas. Es transformar prospectiva en reservas de shale, a través de la evaluación del potencial petrolero.

4.- Regionalización de la línea base ambiental, que también es un conjunto de proyectos. Está destinado para la ASEA para determinar la acción de las nuevas empresas en las zonas donde están trabajando bajo una misma metodología.

5.- Recuperación secundaria y mejorada.

6.- Tenemos resultados de Investigación y Desarrollo Tecnológico en donde hemos traducido la investigación en aplicación. Aquí, nosotros inventamos un laboratorio móvil de fracking que es único en el mundo. Regula y analiza en tiempo real lo que está sucediendo en el fracking. Todo está patentado porque armamos un sistema de protección intelectual.

Entonces, ¿Usted ve un futuro promisorio?

El IMP es un garante de la monetización de las inversiones que lleguen a la aplicación de conocimiento, con excelencia y bajo costo. Tenemos un futuro brillante, muy prometedor, a pesar de que por ahora toda la industria se encuentre en un bache. Creo que ahora somos la organización del Estado que está en la mejor condición de crecer en el nuevo mercado. Podemos ser buenos socios para generar negocios rentables permanentes con los que van llegando, por lo que somos un medio para crecer.

El Instituto está decidido a mantener y renovar capacidades técnicas. Las mantendremos hasta donde tengamos que mantenerlas y las crearemos hasta donde las tengamos que crecer. Tenemos una ventaja: no tenemos que maximizar el valor de una acción, por lo tanto, puedo regresar todo el remanente que genere a infraestructura y desarrollo. Traemos resultados a nivel mundial muy competitivos, lo que da mucha confianza para poder crecer más allá de la coyuntura actual. ●

Tiempo de rectificar

El gobierno sigue manejando las políticas de la Reforma como si se mantuviera incólume; hay que realizar ajustes y plantear alternativas.

GERARDO R. BAZÁN NAVARRETE, GILBERTO ORTIZ MUÑOZ Y JESÚS CUEVAS SALGADO*

La historia ha demostrado que grandes proyectos que se han proclamado como infalibles o eventos que se consideraban como seguros, sufrieron percances que dieron lugar a la pérdida de importantes recursos económicos y/o vidas humanas, así como el prestigio técnico de sus promotores. Entre ellos se pueden mencionar proyectos marítimos, aéreos y espaciales.

Guardando las proporciones, se puede decir que la Reforma Energética fue investida de un halo de perfeccionismo, un proyecto infalible, pero que, desafortunadamente, la volatilidad del precio de crudo trastocó partes vitales de su estructura.

En este sentido, se considera que la caída del precio del crudo fue del tipo de fuerza mayor, un fenómeno geopolítico muy difícil de imaginar. Seguramente se pensó que la volatilidad del precio del crudo se manifestaría al alza, como lo mostraba la historia reciente.

Ciertamente, el efecto no llevó a la destrucción total de la Reforma. Pero, a medida que pasa el tiempo, los astros no se alinean completamente a favor de las predicciones, promesas, y esperanzas financieras en la Reforma Energética.

Actualmente, las autoridades están tratando de salvaguardar algunas partes importantes de la misma, como lo relativo a la exploración y producción de petróleo, el mercado eléctrico mayorista (MEM) y la libre importación de gasolinas y su comercialización, pero, sobre todo, el prestigio técnico y político de los diseñadores.

Más bien, la complejidad del problema está aumentando: se está incrementando la dependencia del extranjero en materia de energía; el PIB no alcanza los niveles deseados, algunas calificadoras internacionales redujeron la calificación de “estable”, a “negativa”; el pasivo del gobierno “ya está en los límites de lo razonable”, de acuerdo al Gobernador del Banco de México; el peso se ha devaluado; está a la deriva la refinación del petróleo, la petroquímica y la producción de gas natural, entre otras actividades.

La Reforma Energética intentó un cambio acelerado hacia el liberalismo, hacia la participación apresurada de la iniciativa privada nacional e internacional, hacia el cambio de un gobierno empresario por uno regulador.

Para ello, el gobierno formuló un extenso marco jurídico que daría sustento a los cambios requeridos por la competencia, así



como la aplicación de técnicas administrativas como las prácticas de gobierno corporativo, productividad, eficiencia, que tanto se mencionaron como esenciales para la Reforma Energética.

Paradójicamente el “mercado” revirtió los buenos propósitos y colocó a la economía del país en un estado económico más grave del que tenía a principios de la administración actual.

Se prometió hasta la saciedad que con la Reforma los precios de los energéticos se reducirían por efectos de la competencia entre productores y oferentes. La realidad es que en materia de gasolinas, gas licuado del petróleo y electricidad, se observa que no son los mercados ni las mejoras en eficiencia de Pemex los que motivan los precios, sino más bien las clásicas políticas públicas basadas en aspectos fiscales.

En nuestra opinión, a pesar de estos resultados, aparentemente, el gobierno sigue manejando a la Reforma como si se mantuviera incólume. Es en este aspecto donde se observa que las estrategias oficiales de comunicación implementadas están exacerbando la decepción social, derivadas de contradicciones entre el decir y el hacer.

Hay medidas que está tomando la actual administración que están bajo su responsabilidad, pero que no están dando los resultados proclamados para paliar el efecto negativo de la caída

*Gerardo Bazán es académico de la UNAM (gerardorbn@yahoo.com). Gilberto Ortiz es miembro del Consejo Químico y del Comité de Energéticos de Canacimtra (gortizyasoc@gmail.com). Jesús Cuevas es consultor independiente en temas de energía (jcuevasmx@hotmail.com).



del precio del crudo.

Se debe reconocer que la Reforma Energética es un proyecto muy importante, pero su potencial de beneficios ya quedó muy limitado. La pregunta es ¿existen caminos de acción alternativos para paliar los vientos en contra?

Aparentemente es muy difícil. Cabe mencionar que el Banco de México recientemente redujo la expectativa de crecimiento del PIB para 2017 a menos del 3% y que el escenario que nos espera, según *Moody's*, es de "lower for longer" ("expectativas menguantes"), es decir, cada vez menor crecimiento por más tiempo; en petróleo, mayor oferta, menor consumo y más fuentes alternas. Así, las variables macroeconómicas del país también están siendo sujetas a fuerzas de difícil control.

Con este panorama, parece improbable la formulación de nuevas reformas en energía durante la actual administración, tanto porque el gobierno aun proclama éxitos de la Reforma, tanto por el poco tiempo que queda al sexenio. Además, debe considerarse que los dos próximos años serán de efervescencia política.

En esta dimensión política, que complementa los análisis técnicos y económicos tradicionales y que está ligada con los principios de gobierno corporativo, es conveniente citar el punto de vista de Luis Rubio (1), por cierto muy interesante: "En PEMEX se puede apreciar la contradicción inherente a un proyecto reformador que quiere preservar la coalición gobernante y modernizar la entidad, dos objetivos contradictorios".

Esto, derivado de un contexto, de acuerdo a Rubio, donde "la

economía ha cambiado mucho pero (...) se ha hecho hasta lo indecible por preservar los beneficios y privilegios del viejo sistema" y el Presidente Enrique Peña Nieto "ha intentado concentrar nuevamente el poder".

Como lo han mencionado los autores en ediciones previas de *Energía a Debate*, en este contexto se encuentran los candidatos a consejeros Independientes de PEMEX y CFE, quienes son propuestos por el Presidente de la República. Se trata de un claro conflicto de intereses.

En efecto, se puede observar que la figura del Consejero Independiente, recomendada por las mejores prácticas de gobierno corporativo para las empresas públicas, queda atrapada por todos los cargos públicos que los rodean en la estructura administrativa y que todos esos cargos son determinados por el Jefe del Ejecutivo. Esto cuadra completamente con el análisis de Luis Rubio sobre la reconcentración del poder político y la conservación de los beneficios y privilegios del viejo sistema.

Como se puede comprobar, no se atiende el problema de fondo, solamente se les ha estado imponiendo –a los candidatos a consejeros– una serie de "candados":

"Las leyes vigentes indican que los candidatos a consejeros independientes no deberán ser clientes, prestadores de servicios, proveedores, contratistas, deudores o acreedores de Pemex y la CFE."

La reciente iniciativa del presidente Peña Nieto añade a esta disposición que el candidato a consejero independiente no debe tener a Pemex o CFE entre sus clientes.

"No tener una relación comercial importante con Pemex o

alguna de sus empresas productivas subsidiarias o empresas filiales, ya sea como cliente, prestador de servicios, proveedor, contratista, deudor o acreedor, a título personal, o bien, como accionista, consejero, administrador o directivo del nivel jerárquico inferior a dicho administrador, de una persona moral que tenga dicha relación comercial”, según los requisitos en el caso de Pemex.

En esta línea cabe señalar que el diputado César Rendón, integrante de la Comisión de Energía en la Cámara de Diputados, pidió que se hagan públicas las decisiones que toman estos personajes.

“Tenemos que saber cómo están votando. Si realmente están haciendo un contrapeso o están votando en el mismo sentido que los representantes del Gobierno Federal, esto hoy no lo conocemos, tampoco muchas de sus actividades e incluso remuneraciones y reciben sueldos del erario público”, señaló el diputado.

La paradoja es que, a pesar del incremento de restricciones, no se modifica la potestad del Presidente de la República para proponer a los candidatos a consejeros independientes.

Otros temas que pueden ejemplificar las observaciones de Luis Rubio son: la desaparición de las auditorías internas, la reserva de información, así como la creación de empresas en el extranjero exentas de reportar actividades a las autoridades del país.

Conclusiones

La Reforma Energética fue concebida como un proyecto infalible, pero la caída del precio internacional del crudo no solamente dislocó su estructura fundamental, sino que embistió el prestigio técnico y político de sus creadores.

Se requiere un manejo real del estado que guarda la Reforma y diseñar caminos alternos. Parte del problema es que el gobierno sigue manejando a la Reforma como si se mantuviera incólume.

Se entiende que la restitución de la Reforma en su concepción original requiere de una visión estratégica de mayor envergadura a la que se desarrolla actualmente.

No obstante, a raíz de los efectos del fenómeno, se han producido una gran cantidad de análisis y comentarios sobre diversos aspectos técnicos, económicos, financieros, administrativos, que son motivo de reflexión, entre ellas el intento de concentrar el poder del viejo sistema en un contexto de reformas.

Esto da lugar a que algunos aspectos con que fue dotada la Reforma Energética como los principios de gobierno corporativo queden sin efecto, manteniendo en consecuencia el esquema convencional que ha dado lugar a los niveles de corrupción que ahora están decididas a combatir diversas agrupaciones ciudadanas.

Tomando en cuenta que la corrupción es reconocida como el principal problema del país, resulta necesario establecer instituciones que puedan actuar de manera independiente de la influencia política de los gobernantes.

Recomendaciones

Tomando en cuenta la amplitud del tema, nos referimos brevemente a la necesidad de actuar sobre el tutelaje del gobierno sobre las empresas públicas:

- Retomar la abundante literatura sobre gobierno corporativo y los reportes de casos de éxito a nivel internacional. El tema de gobierno corporativo para PEMEX y CFE(2) ya ha sido abordado por instituciones de prestigio.
- Trabajar en medidas democráticas que minimicen la reconcentración del poder político sobre PEMEX y CFE.
- Eliminar la potestad del Presidente de la República de proponer a los consejeros independientes de PEMEX y CFE, por ser un claro ejemplo de conflicto de interés.
- También es necesario reevaluar el uso de indicadores que correlacionan el crecimiento económico con la demanda de energía, debido a que esa correlación ya se debilitó. Mantener su aplicación seguirá incrementando inversiones ociosas.
- Un paliativo a los requerimientos de inversión pública es aplazar inversiones de CFE para nuevas centrales eléctricas. El crecimiento de la demanda se encuentra estancado y el margen de reserva es muy alto.
- Definir de manera precisa la función del Estado propietario dentro de la administración.
- Mejorar la transparencia de las empresas públicas.
- Establecer objetivos precisos (con su métrica y el análisis de costo-beneficio).
- Remuneraciones de los funcionarios en base a resultados.
- El Estado como propietario y no como administrador.
- Establecer modelos adecuados de vigilancia y auditoría.
- Si la economía del país está encaminada y avanzando hacia la globalización, es indispensable conformar un sistema de gobierno basado en instituciones que combatan los privilegios, la reconcentración del poder político y los casos de corrupción. ●

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- 1) The Problem of Power in México Requires un a New System Government”. Woodrow Wilson International Center for Scholars. June 2016.
- 2) Gobierno Corporativo en CFE. Diagnóstico y Recomendaciones. Tecnológico de Monterrey. Agosto de 2010.

Reconversión vehicular en la *Red Universitaria*

Se pone en marcha el Programa Universitario Integral de Transición Energética que busca reducir la huella de carbono y generar mayor conciencia ecológica.

El pasado 26 de agosto, se dieron a conocer 34 licitaciones de adquisiciones por parte de la Universidad de Guadalajara, Red Universitaria e Institución Benemérita de Jalisco. Entre ellas destaca la compra de 16 vehículos eléctricos en el marco del quinto eje del *Programa Universitario Integral de Transición Energética*.

En dicho programa se busca contribuir al desarrollo sustentable y propiciar una cultura de uso eficiente de la energía, promoviendo el uso de sistemas y tecnologías avanzadas, de alta eficiencia energética, de baja o nula generación de contaminantes y compuestos de efecto invernadero, como por ejemplo el uso de vehículos eléctricos.

El programa, que se compone de ocho ejes, dio inicio formalmente a finales del mes de agosto y planea tener un impacto en los próximos 25 años en la estructura operativa de la Universidad.

El eje número cinco tiene como objetivo llevar a cabo una reconversión gradual del parque vehicular de la Universidad de Guadalajara, de tal manera que sus autos utilitarios sean eléctricos o de rango extendido en un periodo de 5 años aproximadamente.

Como parte de las acciones del programa se colocarán

estaciones de carga para vehículos eléctricos en las inmediaciones de los edificios universitarios. El servicio que brindaran será gratuito al público en general, como un ejercicio para fomentar el uso de este tipo de medios de transporte.

Como resultado de estos esfuerzos, el pasado 28 de septiembre del año en curso se dio el dictamen del fallo de la licitación para la adquisición de los vehículos, mismos que a finales del mes de octubre se espera que se incorporen a las filas de los activos de la universidad.

Dentro de las próximas actividades del Programa Universitario Integral de Transición Energética se encuentra el evento de la primera piedra del Huerto Fotovoltaico que estará ubicado en las inmediaciones de Colotlan, Jalisco a escasos kilómetros del Centro Universitario del Norte.

Este huerto, que abarcará una superficie aproximada de 23.5 hectáreas, tendrá una producción de 9.6 MW, y estará conformado por casi 31,000 paneles fotovoltaicos. Pero para poder completar la demanda energética de la Universidad este será solo el primero de tres de los huertos que creará la Universidad. Este esfuerzo se rige por el eje número 2 del Programa Universitario de Transición Energética.

Además, se sumarán al programa una serie de mini huertos





en diversos Centros Universitarios con diversas capacidades de generación de energía.

Estos son pasos más en la suma de esfuerzos hacia la Responsabilidad Social Universitaria.

Como parte de sus compromisos y en respuesta a la emergencia social y ambiental, la Universidad de Guadalajara buscará la reducción de la huella de carbono al tiempo de fomentar la conciencia ambiental y ecológica, acentuando así el papel de las Universidades ante los problemas globales.

La Universidad de Guadalajara se convierte en pionera en el desarrollo de estrategias institucionales integrales hacia la sustentabilidad. ¡Enhorabuena por el impulso a la Responsabilidad Social Universitaria!

Más información en www.energiauniversitaria.com



Presenta Luis Vielma “Chapopote”, la *nueva novela petrolera* de México

Considerada como la nueva novela petrolera de México, el 26 de octubre Luis Vielma Lobo presentó su libro “Chapopote. Ficción histórica del petróleo en México”, una obra muy descriptiva de los momentos significativos en el surgimiento, desarrollo y consolidación de la industria petrolera mexicana, con personajes y momentos históricos que marcaron el rumbo de la nación, llevándonos desde finales del siglo XIX hasta los años setenta del siglo XX con el hallazgo del yacimiento de Cantarell.

Vielma Lobo, ingeniero petrolero con amplia experiencia en su natal Venezuela y en México desde hace varios años, agradeció la presencia y afecto de su familia, amigos y colaboradores. Dijo que México tiene una historia petrolera extraordinaria porque la época revolucionaria, en la que prácticamente surgió, influyó en gran medida en esta industria.

Juan Carlos Zepeda, comisionado presidente de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, quien prologó la obra, destacó que el petróleo es un gran acervo que posee México, el cual tiene que traducirse en un beneficio personal mediante la productividad. Para ello, subrayó, necesitamos capital humano bien preparado y capacitado que sepa aprovechar esa riqueza.

Por su parte, David Shields, director general de “Energía a Debate”, comentó que resulta inaudito en México que se escriba una novela sobre el petróleo, “particularmente por un hombre que ha venido a hacer de nuestro país su segunda Patria después de una trayectoria tan exitosa en su natal Venezuela.”

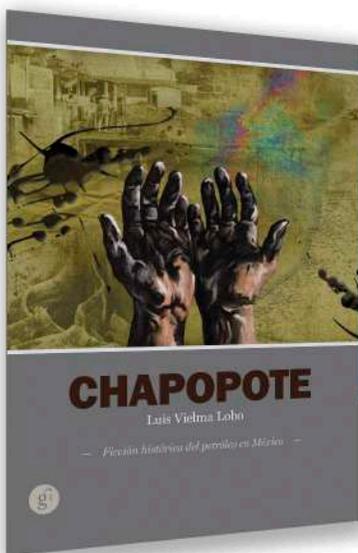
En el acto, en el que también estuvo presente José Carral, presidente del Club de Industriales, se bautizó la obra de manera simbólica con unas gotas de petróleo crudo.

“Chapopote. Ficción histórica del petróleo en México” se edita bajo el sello de Colección Imágenes y se presentará en su versión en inglés a mediados de enero de 2017 en el marco de la *Offshore Technology Conference*, a realizarse en Houston, Estados Unidos.



David Shields, director general de Energía a Debate; Luis Vielma Lobo, empresario y escritor; Juan Carlos Zepeda, presidente de la CNH y José Carral, presidente del Club de Industriales.

De Luis Vielma Lobo



Una novela rica en personajes, cuyas vidas están signadas por el protagonista de la obra: el petróleo, con una narrativa que transcurre en medio de abundantes referentes históricos que, entre ficción y realidad, nos trazan una geografía detallada del panorama petrolero en México, desde sus primeros descubrimientos —las charcas superficiales en Macuspana, Tabasco, a finales del siglo XIX, hasta el hallazgo de Cantarell en aguas profundas de la sonda de Campeche, en los años setenta del siglo XX.

A la venta en librerías:

Educal
Fondo de Cultura Económica
Gandhi
El Péndulo

Ventas corporativas:

chapopote@veintiunodiez.com

Los costos de la regulación ambiental en materia de hidrocarburos

Se creó un ente especializado –ASEA/ANSIPA– que asume y concentra distintas funciones en la materia.

FRANCISCO JAVIER CAMARENA JUÁREZ*

La creación de la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente⁽¹⁾ obedeció a los siguientes aspectos fundamentales: seguridad industrial⁽²⁾ y operativa⁽³⁾.

La implementación de dicha Agencia (órgano desconcentrado de la SEMARNAT) requirió la transferencia de funciones de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), Comisión Reguladora de Energía (CRE), de la Procuraduría Federal de Protección al Ambiente (Profepa) y de la propia Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) en el sector hidrocarburos.

Esto requirió, además, del reclutamiento de nuevo personal, la alineación de las diferentes culturas en cada uno de los organismos y autoridades administrativas de carácter federal. Pero un aspecto del que poco se ha comentado, han sido las funciones que desarrollaban las autoridades estatales y municipales en materia de regulación y supervisión ambiental respecto de las gasolineras.

Principales servicios de la ASEA

De acuerdo a su diseño institucional, la ASEA proporciona tres categorías de servicios:

- Servicios de autorizaciones ambientales (trámites);
- Servicios de inspección y verificación, incluyendo la realización de investigaciones causa raíz; y
- Regulación técnica en caso de siniestros, accidentes, incidentes, emergencias, fugas y derrames vinculados con las actividades del sector Hidrocarburos.⁽⁴⁾

La primera categoría de servicios podríamos resumirlos (de las 8 fracciones de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos—“LANSIPMASH”) en los siguientes:⁽⁵⁾

- Autorizaciones de Impacto Ambiental (conforme a la Ley General del Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente (“LGEEPA”)).
- Autorizaciones de Manejo de Residuos Peligrosos y de Manejo Especial (conforme a la Ley General para la Prevención y Gestión Integral de Residuos (“LGPGIR”)).
- Autorizaciones de Cambio de Uso de Suelo en Terrenos Forestales (conforme a la Ley General de Desarrollo Forestal Sosten-



table (“LGDFS”)).

En la segunda categoría, incluiríamos a la revisión, aprobación y registro del Sistema de Administración⁽⁶⁾ de los Entes Regulados en el Sector Hidrocarburos. Pero también podemos incluir a los trámites y avisos que resultan de las normas oficiales mexicanas, como la NOM-EM-001-ASEA-2015 sobre diseño, construcción, mantenimiento y operación de Estaciones de Servicio.

La última categoría, correspondería a las instrucciones emitidas durante la fase inicial, atención y cierre de una emergencia

⁽¹⁾ Indistintamente ASEA o ANSIPA. Decreto de Reformas Constitucionales. DOF 20 de diciembre de 2013. Artículo Transitorio Décimo Noveno, mediante el cual se establece un órgano administrativo desconcentrado de SEMARNAT, con autonomía técnica y de gestión.

⁽²⁾ El objetivo es preservar la integridad física de las personas, de las instalaciones y la protección al ambiente.

⁽³⁾ El objetivo es analizar los procesos y sus condiciones de riesgo en diferentes fases de la operación.

⁽⁴⁾ Artículo 5 de la LANSIPMSH.

⁽⁵⁾ Artículo 7 de la LANSIPMSH.

⁽⁶⁾ Artículos 3, 12 al 21 de la LANSIPMSH.

⁽⁷⁾ Presentación Power Point. A 100 días de la Gestión de la ASEA. 30 de junio de 2015.

en las actividades del Sector Hidrocarburos.

Alcance de la actividad de la ASEA.

De acuerdo a la propia ASEA⁽⁷⁾, el alcance de la regulación y supervisión comprende lo siguiente:

- 9,300 pozos terrestres.
- 250 plataformas marinas.
- 6 refinerías.
- Más de 60 mil kilómetros de ductos.
- 111 terminales.
- 12,000 estaciones de servicio.

Esta información nos da un panorama general sobre los tipos de actividad, pero sería más importante conocer la periodicidad con la que la ASEA revisa (o revisaría) los distintos tipos de actividades del sector hidrocarburos (anualmente, cada 5 años o en una fase específica de operación) desde la exploración, extracción, refinación, hasta el almacenamiento y comercialización de los hidrocarburos y petrolíferos.

Sin embargo, lo que verdaderamente justifica la intervención del ente regulatorio, es en caso de eventos mayores, como el accidente de la planta de Pemex en Coatzacoalcos,⁽⁸⁾ y el incendio del buquetanque Burgos enfrente de las costas de Veracruz,⁽⁹⁾ ambos eventos ocurridos en 2016. La supervisión de este tipo de eventos requiere personal especializado con conocimiento de la industria de hidrocarburos, tanto en los procesos de ingeniería como de los aspectos legales, reglamentarios y regulatorios.

Este tipo de eventos o accidentes mayores requiere no sólo una regulación del tipo *command and control*, sino el análisis de los procesos y metodologías como causa raíz para determinar los motivos y factores que dieron lugar a dicho evento. En otras palabras, conocer no sólo una fotografía de un momento específico, sino toda la cadena de eventos, que concluyeron en un evento mayor o fatalidad.

Costos de la regulación en materia de hidrocarburos

Los costos de la regulación en materia de hidrocarburos (por ejemplo, de la emisión de normas oficiales mexicanas y de lineamientos de operación), pueden centrarse en los siguientes:

- **Costos presupuestales/económicos.** En 2016, la operación de la ASEA se presupuestó en 452.1 millones de pesos. Comparativamente, la PROFEPA requirió 968.3 millones de pesos. Mientras que las Direcciones Generales de la SEMARNAT, Gestión Integral de Materiales y Actividades Riesgosas, Impacto y Riesgo Ambiental, y Gestión Integral de la Calidad del Aire y RETC, requirieron 76.1, 40.4 y 36.6 millones de pesos



respectivamente (en total, 153.1 millones de pesos).

Esto significaría que la ASEA requiere el 46.6% del presupuesto de la PROFEPA. O que el Presupuesto de las Direcciones Generales de la SEMARNAT, equivale al 33.8% del Presupuesto de la ASEA en 2016.

- **Costos administrativos.** En el otorgamiento de autorizaciones de impacto ambiental, residuos y cambio de uso de suelo forestal, el tiempo que se requiere. La resolución de trámites en un tiempo superior a los 60 días hábiles (más de 3 meses), que puede requerir analizar todos los aspectos técnicos y legales del Proyecto. Si se requiere la realización de una consulta de impacto social o ambiental, este tiempo puede incrementarse aún más.
- **Costos de supervisión.** El tiempo que se invierte en el desahogo de medidas de seguridad administrativas impuestas por la ASEA, tales como la suspensión o clausura (parcial o total). La imposición de estas medidas, por ejemplo, por períodos mayores a 6 meses.
- **Costos de reportes administrativos.** Una vez obtenido la autorización de impacto ambiental, residuos o forestal, pocas veces se analiza este tema. Pero la necesidad de presentar reportes periódicos a la ASEA (en forma mensual, trimestral o anual), requiere una planificación de cómo administrar y gestionar la información generada en las operaciones e instalaciones del sector hidrocarburos.
- **Costos de auditorías y certificaciones.** La operación de instalaciones y vehículos especializados en el sector hidrocarburos, requiere la revisión periódica de terceros, a solicitud de la propia ASEA.
- **Costos directos e indirectos en caso de un evento mayor.** En

⁽⁸⁾ Periódico El Economista. 20 de abril de 2016. Accidente de la planta de Pemex en Coatzacoalcos. <http://eleconomista.com.mx/multimedia/fotogaleria/2016/04/20/accidente-planta-pemex-coatzacoalcos>.

⁽⁹⁾ Página Internet de Pemex. http://www.pemex.com/saladeprensa/boletines_nacionales/Paginas/2016-semarpemex-nacional.aspx.

⁽¹⁰⁾ Publicada en el Diario Oficial de la Federación, el 11 de agosto de 2014.

este apartado, se incluiría los costos consistentes en el control, mitigación, limpieza y adecuada disposición de los residuos generados en accidentes como la explosión de Coatzacoalcos o el incendio del buquetanque Burgos.

De acuerdo al artículo 36 de la LANSIPMASH,⁽¹⁰⁾ la ASEA podrá disponer de los ingresos que obtenga de los derechos y aprovechamientos que se establezcan por los servicios que correspondan a sus atribuciones.

Esto significa que la ASEA puede financiarse no sólo directamente del Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF 2016), sino a través del procedimiento de recuperación de derechos, y podrían aplicarse a proyectos de mejora a la gestión administrativa, reduciendo los costos administrativos, de gestión o de implementación de la regulación de seguridad industrial y operación, así como de la regulación ambiental.

Conclusiones

La regulación en materia de hidrocarburos, siempre ha sido compleja. Por un lado, se requiere un conocimiento técnico de la actividad que será revisada o inspeccionada, tales como exploración, extracción, refinación, transporte, distribución, almacenamiento y comercialización. Pero, por otro lado, se requiere la consideración de los costos directos e indirectos que implicará tener un régimen en competencia y con la participación de múltiples actores (como ocurrió en telecomunicaciones y en los sistemas de retiro), situación que hoy en día deberán de considerar las empresas públicas, privadas y sociales que participen en tan importante sector para el país.

La regulación debe estar alineada con los objetivos de seguridad industrial y operativa. Tal y como se planteó al crear un ente especializado que asumió y concentró distintas funciones que antes realizaban dependencias y órganos desconcentrados de los tres niveles de gobierno. La regulación debe incluir la responsabilidad por accidentes, pero también la operación normal de las actividades del sector hidrocarburos. ●

2ND MEXICO INFRASTRUCTURE PROJECTS FORUM

HOTEL CAMINO REAL | MONTERREY, MEXICO | JAN 18-19, 2017



**Energy, Hydrocarbons
Transportation & Logistics in Focus**

www.mexicoinfrastructure.com

ORGANIZED BY INDUSTRY EXCHANGE LLC

Realiza **GNF** Seminario Internacional sobre Distribución del gas natural en México



Llegó el momento de abordar el crecimiento de la distribución en México, aseguró Rosanety Barrios, jefa de la Unidad de Políticas de Transformación de la Industria de la Secretaría de Energía, debido a que la penetración de este energético en el país, luego de 20 años de apertura, apenas alcanza 7% del mercado.

Durante el Seminario Internacional "La distribución del gas natural en México: retos y oportunidades", organizado por la Fundación Gas Natural Fenosa, la funcionaria dijo que por ello "resulta necesario establecer los incentivos que hagan falta a efecto de que las redes de distribución lleguen hasta los usuarios comerciales e industriales".

En representación del Secretario de Energía, Pedro Joaquín Coldwell, Barrios explicó que el desarrollo de la distribución debe darse en un nuevo marco legal que no considere la ex-

istencia de exclusividades y que asuma puntualmente que la distribución es una actividad independiente a la comercialización. Por ello, señaló, el proceso que se ha establecido desde la dependencia federal pretende ordenar las diferentes fases de la industria relativa al gas natural.

Por su parte, Ángel Larraga Palacios, Presidente de GNF México, hizo un llamado a las autoridades del país para crear incentivos para los inversionistas, como establecer regulación asimétrica a Pemex, la cual ha sido la única comercializadora del gas hasta ahora, así como establecer modelos de eficiencia. Con ello, afirmó, en los próximos años el sector privado podrá realizar inversiones de entre 4 y 5 mil millones de pesos para desarrollar infraestructura. Asimismo, Larraga pidió que haya una regulación pareja para los mercados del gas natural y del gas

LP, ya que calificó como "débil" la regulación de éste último.

En el marco del evento, Tania Ortiz, Presidenta de la Asociación Mexicana de Gas Natural, dijo a "Energía a Debate" que la liquidez del mercado y la competencia es lo que va a generar mejores precios para todos. "Más jugadores sin duda va a permitir precios más eficientes", subrayó.

Ortiz, quien también es Vicepresidenta Ejecutiva de Desarrollo de IEnova, explicó que la tarifa de los comercializadores queda abierta, ya que es un mercado libre y de competencia, y consideró que podrían empezar a operar para el año que viene una vez que se establezca el acceso abierto del CENAGAS, lo cual podría suceder a fines de 2016 o principios de 2017. "Los comercializadores van a poder llevar gas desde distintas fuentes en



Rosanety Barrios, Jefa de la Unidad de Políticas de Transformación de la Industria de la SENER.



Dave McCurdy, Presidente y Consejero Delegado de la American Gas Association.



Tania Ortiz, Presidenta de la Asociación Mexicana de Gas Natural.

ese sistema y vamos a contar con un mercado líquido”, concluyó.

Respecto al tema regulatorio, David Madero, Director General del Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS), dijo que la intervención del Estado busca corregir diversas fallas del mercado, como la ausencia de competencia, las externalidades y la presencia de actores públicos. Explicó que algunas externalidades, como los problemas de congestión del sistema, se pueden resolver con regulación particular que obligue a dar acceso abierto indiscriminado y que cree un gestor técnico de un sistema con capacidad de imponer disciplina operativa entre los comercializadores, crear un mercado de capacidad en los gasoductos, lograr un balance operativo diario que no ponga en riesgo el empaque del sistema, así como proponer al Regulador las tarifas de transporte con un enfoque de red que internalice este tipo de externalidades.

Adicionalmente, la política de liberalización de los mercados de gas natural que se está implementando, abatirá el riesgo de fallas de suministro de gas natural tanto de corto como de largo plazo, comentó.

Asimismo, Madero añadió que, en equipo, el regulador económico, la Comisión Reguladora de Energía, el gestor técnico y la ASEA pueden permitir que, con una mayor com-

petencia y la menor intervención necesaria, se pueda garantizar el suministro de gas natural y maximizar el bienestar social de México.

Mercado Externo de Gas Natural

Dave McCurdy, Presidente y Consejero Delegado de la American Gas Association, destacó que México representa un importante mercado para las empresas norteamericanas y que su inversión dependerá de la demanda de gas natural en nuestro país. Actualmente, refirió McCurdy, las exportaciones de gas natural hacia México se encuentran entre los 3.5 y 4 mil millones de pies cúbicos diarios.

Por su parte, Rodrigo Pinto Scholbach, Analista Senior del mercado del gas de la Agencia Internacional de Energía, informó que en el mundo se dejaron de invertir alrededor de 150 mil millones de dólares en explotación y extracción de gas natural debido a su bajo precio; por ello, advirtió, en siete años podría presentarse un desabasto del gas a escala global. Las consecuencias para México, previó Pinto, dependerán de lo que suceda en Estados Unidos, que tiene aún reservas importantes.

Fundación Gas Natural Fenosa

Es una institución sin fines de lucro fundada en 1992 por la empresa española Gas Natural Fenosa y tiene por vocación la formación, divulgación y sensibilización en



Ángel Larraga Palacios, Presidente de Gas Natural Fenosa.

temas de energía, medio ambiente e internacionalización empresarial. Con presencia en diez países de los cinco continentes, la Fundación también promueve actividades culturales orientadas a la preservación y difusión del patrimonio histórico y cultural del sector del gas y de la electricidad, mediante museos y archivos históricos.

Martí Solá, director general de la Fundación Gas Natural Fenosa, dijo al inaugurar el Seminario Internacional que las empresas y las administraciones deben informar, concientizar y explicar a la población de que las infraestructuras de gas natural traen un valor compartido para las empresas y para la población. “Esto no debe ser una barrera que ralentice esta distribución”, subrayó.



Francisco Salazar, Presidente del Capítulo México del Consejo Mundial de la Energía; **Dave McCurdy**, Presidente y Consejero Delegado de la American Gas Association, y **Martí Solá**, Director General de la señalada Fundación.



Resulta necesario establecer los incentivos que hagan falta a efecto de que las redes de distribución lleguen hasta los usuarios comerciales e industriales, se resaltó en el Seminario Internacional.

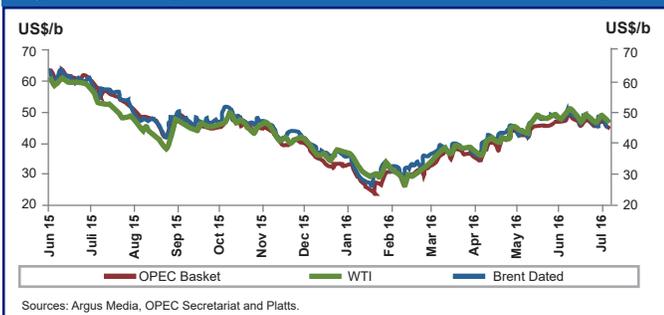
Optimización petrolera: mantenibilidad, constructibilidad y operabilidad

ALVARO ALFONZO* Y FABIOLA ACOSTA**

El sector petrolero mundial está mostrando una mejoría que indica que el precio del barril de petróleo ha superado la tendencia a la baja. La OPEP ha acordado limitar su producción de petróleo y se estima que el precio del barril se ubicará cerca de los 50 dólares para el resto del 2016 (Figura. 1). Adicionalmente, las acciones que se tomaron en el sector petrolero global ya están dando resultados; entre ellas podemos mencionar las siguientes:

- La desinversión.
- El desfase de proyectos de desarrollo.
- La optimización de costos operativos.

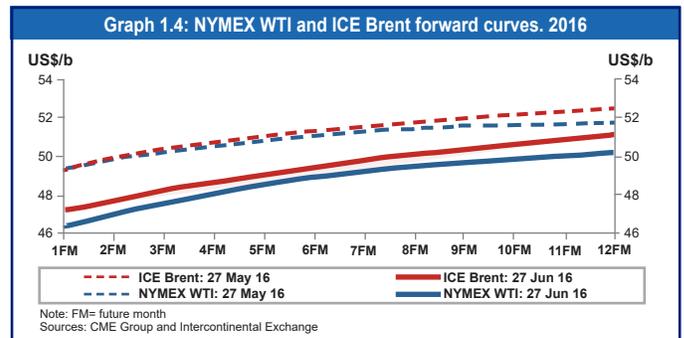
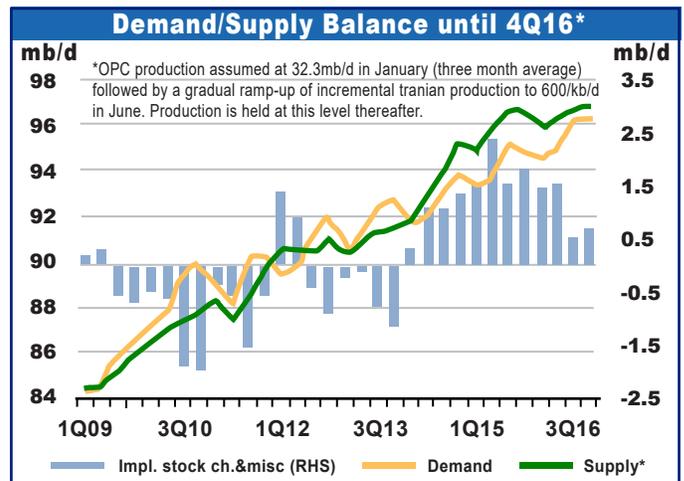
Figura 1. Crude oil price movement 2015 -2016 Fuente: OPEC MOMR Sep 2016



Esto significa que la sobreoferta de crudo ya ha mermado y se acerca al punto de equilibrio de la oferta y demanda (Figura.2). De hecho, ya los mercados de venta de petróleo a futuro proponen un precio alrededor de los 50 US\$/barril (Figura. 3). Cabe destacar que la suma de todas estas acciones ha acelerado la declinación de los grandes yacimientos petrolíferos mundiales. La desinversión y la declinación de la producción del petróleo en el ámbito mundial representa uno de los factores decisivos para definir el nuevo escenario precios del crudo, así como de las relaciones internacionales y geopolíticas.

En ese sentido, los países con economías emergentes sacarán provecho de los precios bajos y comprarán ese crudo barato para apalancar sus necesidades energéticas y de desarrollo. Adicionalmente, también se estima que la demanda mundial de petróleo tendrá un crecimiento aproximado en el 2016 de 1.2 millones de b/d.

Ahora bien, este escenario plantea que las empresas y países productores de petróleo hagan énfasis en la eficiencia de costos. Es evidente, entonces, que conocer el costo de cada actividad crítica dentro de la cadena de valor de producción es urgente e importante



para la competitividad y sustentabilidad de dicho segmento de negocio. Esto significa que hay que tomar acciones de inmediato en el área de mantenibilidad y operabilidad de dichas empresas. Cabe destacar que estas acciones son aplicables a todos los segmentos del sector industrial especialmente en las áreas de manufacturabilidad y constructibilidad. Controlar estos costos representa la llave de éxito para la competitividad y sustentabilidad de este segmento de negocio. Por lo tanto, la optimización de costos es obligatoria en este momento.

El secreto está en adoptar e implementar en el corto plazo todas estas mejores prácticas en el área de mantenibilidad, operabilidad y confiabilidad. Todos estos programas deben ser incluidos en las etapas tempranas del diseño previo a la ejecución para una mayor efectividad y de ese modo obtener mayor impacto en el con-

*Experto en planificación tecnológica con más de 28 años de experiencia probada en el área (aalfonzo@frontender.com). **Analista en inteligencia tecnológica con más de 5 años de experiencia probada en el área (facosta@frontender.com).

trol de los costos operacionales. Todo esto requiere de un liderazgo que propicie la innovación organizacional y promueva el pensamiento disruptivo, así como la imagería organizacional. Entonces, la innovación radical debe focalizarse en el área de mantenimiento y operación de las empresas para asegurar la optimización de costos bajo este nuevo escenario económico.

Adicionalmente, las ejecuciones de los planes de desarrollo requieren de nueva infraestructura petrolera y para optimizar los costos de construcción de dichas obras hay que utilizar mejores prácticas constructivas. En ese sentido, la constructibilidad es la mejor práctica y consiste en la revisión de los procesos de construcción de principio a fin durante la fase previa de la misma. Esta metodología identifica los riesgos antes que el proyecto sea ejecutado, para prevenir errores, retrasos y sobrecostos. El término implica simplemente hacer diseños viables para construir o construir dentro del alcance original y costo.

Ahora bien, al revisar la definición de constructibilidad pareciera una acción trivial, sin embargo, a pesar que consiste en pensar a priori durante la etapa temprana del diseño en todos los métodos constructivos necesarios para que la obra culmine bajo las especificaciones de ingeniería, tiempo, costo, calidad y a entera satisfacción del cliente; curiosamente las estadísticas revelan que sólo el 17% de todas las obras cumplen con los criterios de constructibilidad incurriendo en cuantiosas erogaciones de capital innecesario debida a esa pobre planificación.

Para tal efecto es necesario la ejecución multidisciplinaria de actividades, en donde la integración temprana de las disciplinas involucradas en el desarrollo del proyecto garantiza una reducción significativa del retrabajo, así como la reducción de tiempo y costo para asegurar ventaja competitiva. También es importante que el factor humano entienda que hay que trabajar de forma concurrente y simultánea en equipos de trabajo multidisciplinarios.

Existen pocas publicaciones de diseño para la factibilidad de construcción en el negocio del petróleo y el gas, pero las más completas son las publicaciones de Greg Lamberson. Él encontró que “para mantener la competitividad en el mercado de la energía de hoy, hay una necesidad de ser capaces de producir nuevos recursos de manera eficiente. Las estadísticas que maneja el Construction Institute de los Estados Unidos señalan que los beneficios son de aproximadamente el 4% del costo total del proyecto y el 7,5% de reducción del ciclo de ejecución son muy frecuentes. Además, los beneficios intangibles que incluyen son: mantenimiento óptimo, fiabilidad, operabilidad y seguridad se logran a menudo”.

Greg Lamberson recomienda la realización de un mínimo de dos peer reviews integrales de constructibilidad cuando el diseño de detalle esté aproximadamente en el 25% y el 75% de avance,

respectivamente. Estas revisiones deben llevarse a cabo de una forma de tipo taller de pares con todas las disciplinas necesarias.

Beneficios de las iniciativas de mantenibilidad, constructibilidad y operabilidad:

La aplicación de estas mejores prácticas y principios deberían reducir el riesgo mediante el aumento de la disponibilidad operacional y reducir los costos del ciclo de vida. Además, tener sistemas para la mantenibilidad, constructibilidad y operabilidad también debe producir beneficios a largo plazo que incluyen la disminución de los tiempos de mantenimiento y menos desgaste en el personal del proyecto, y una mayor vida útil de los activos críticos de producción.

En resumen, MCO (mantenibilidad, constructibilidad y operatividad) sigue estos elementos de diseño como mejor práctica:

- Diseño para la visibilidad.
- Diseño para la accesibilidad.
- Diseño de prueba piloto.
- Diseño de la ergonomía (factor humano).
- Realizar análisis de costos ABC.
- Realizar análisis de riesgos.
- Aplicar la regla 80/20.
- Realizar revisiones MCO por pares expertos y entrenamiento periódico del personal.
- Realizar análisis de tendencias.
- Realizar evaluaciones de MCO al menos una vez al año.
- Realizar evaluaciones de los competidores.
- Establecer y seguir las métricas de resultados y tendencias para las iniciativas de MCO y ejecutar proyectos de análisis de datos para la reducción de los costos de operación.
- Documentar las lecciones aprendidas y mejores prácticas generadas por la aplicación de las iniciativas de MCO.



En resumen, la activación y la implantación de características de mantenibilidad, fiabilidad y operabilidad en un diseño pueden lograr ahorros de costos operativos para los activos de petróleo y gas en el corto plazo. Mantenibilidad, constructibilidad y operabilidad son requisitos que deben establecerse temprano en la vida de los activos para ser rentable. La falta de apoyo a la gestión de estas actividades puede resultar en un aumento del riesgo en la ejecución de proyectos. Asegurando la inclusión del concepto de mantenibilidad, constructibilidad y operabilidad en el proceso de diseño reducirá en gran medida el número de problemas operacionales asociados con el mantenimiento del sistema, mejorar la disponibilidad del sistema y reducir los costos operativos. ●



CGG Mexico Technology Day

Presentación de las *innovadoras* soluciones de **CGG** a sus clientes

En dos presentaciones organizadas, una en Villahermosa, Tabasco y la otra en la Ciudad de México, **CGG** presentó sus más novedosos desarrollos tecnológicos para las actividades representativas de la Exploración a principales empresas operadoras que ya trabajan o pronto trabajarán en México,

CGG cuenta con una experiencia a nivel mundial de 85 años, y **CGG México** ha trabajado en el país desde hace 28 años, con una incomparable experiencia acumulada, aunado a su filosofía de innovar y desarrollar nuevas tecnologías, **CGG** es una empresa de Geociencia plenamente integrada, la cual

proporciona soluciones basadas en conocimientos y habilidades fundamentales de geología, geofísica, y de reservorios para su amplia base de clientes, los cuales se encuentran principalmente dentro de la industria mundial del gas y del petróleo. A través de sus tres divisiones de negocios complementarias: Equipo; Adquisición y Geología; Geofísica y Reservorios (GGR), **CGG** aporta un gran valor en todos los aspectos de la exploración y explotación de recursos naturales.

Así mismo **CGG de México** es una de las selectas compañías autorizadas por la CNH para la Certificación de Reservas, en el país.

En México para PEP en el 2009, **CGG** firmó el contrato del "Barco Dedicado" con un programa de cuatro años de duración en el Golfo de México para adquirir y procesar grandes levantamientos sísmicos en 3D en aguas profundas con una embarcación sísmica dedicada. Este programa más tarde se amplió para incluir dos proyectos con la técnica de *acimut amplio 3D* (WAZ), lo que hizo que **CGG** se convirtiera en el único proveedor de servicios de adquisición marina con cables sísmicos remolcados en México desde 2008, adquiriendo más de 150,000 km² de datos 3D y WAZ. El éxito de estos primeros levantamientos WAZ,



CGG es una empresa de Geociencia plenamente integrada, la cual proporciona soluciones basadas en conocimientos y habilidades fundamentales de geología, geofísica y de reservorios para su amplia base de clientes...

en particular la decisión de PEP de pasar directamente de las líneas sísmicas existentes de *offset largo 2D* a un gran volumen de datos 3D WAZ, sin un levantamiento 3D intermedio (un paso audaz en el 2010), quedó demostrado por un prospecto de hidrocarburos exitoso identificado con los datos *Fast-Track PSDM WAZ*.

El primer levantamiento WAZ de banda ancha de alta densidad en el mundo, fue adquirido por **CGG** para PEP en la Sonda de Campeche usando la solución *BroadSeis™* de **CGG**, la cual proporcionó imágenes detalladas, de alta resolución, que son ideales para la caracterización de yacimientos. La tecnología de adquisición y configuración única de *BroadSeis* entrega más de 6 octavos de ancho de banda con excelentes relaciones de señal a ruido de baja frecuencia.

Más recientemente también para PEP, **CGG** a través de su participación en Seabed Geosolutions, producto de la *joint-venture* con Fugro, adquirió datos sísmicos con cable de fondo marino en el Levantamiento Sismológico Ku Maloob Zaap 3D3C adquiriendo más de 1,400 km² en un tiempo récord de 12 meses, en una de las áreas -probablemente- más

congestionadas de infraestructura petrolera a nivel mundial.

Con estos antecedentes y ante las asignaciones en las licitaciones de la ronda UNO y la proximidad de la licitación en aguas profundas de la Ronda 1.4, **CGG** realizó este evento donde se presentaron temas de distintas disciplinas con las más recientes experiencias y novedades de la investigación de **CGG**, aquí un breve resumen de lo presentado en cada una de las presentaciones:

- **El impacto en las Imágenes subsalinas, del adecuado diseño de adquisición y de alta densidad.**

“El reto en áreas de geología compleja es el de poder obtener imágenes de estructuras por debajo de cuerpos salinos, como es el caso en las áreas de Perdido y Cuenca Salina del sur. Para resolver esta problemática **CGG** propone adquirir proyectos de *azimut total*, con *offsets* ultra largos y alta densidad de datos que proveerán mejor iluminación y un mejor modelo de velocidad y anisotropía. Estos mismos, deberán contar con un espectro ancho de frecuencias para incrementar la penetración subsalina de las frecuencias



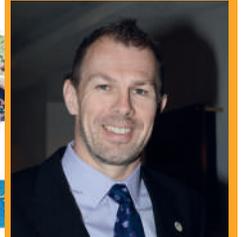
Jaime Buitrago, Director de Exploración de ExxonMobil y **Karim Lassel**, Director General de CGG México.



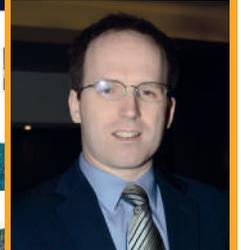
EXPOSITORES DE
CGG MEXICO
TECHNOLOGY DAY



Gabino Castillo,
Regional Manager
Américas de CGG.



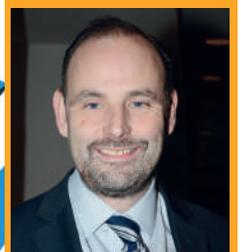
Richard Bottomley,
Director Regional NSA
Seabed Geosolutions.



Jeshurun Hembd,
Supervisor Sr. en
Imagen Subsalina.

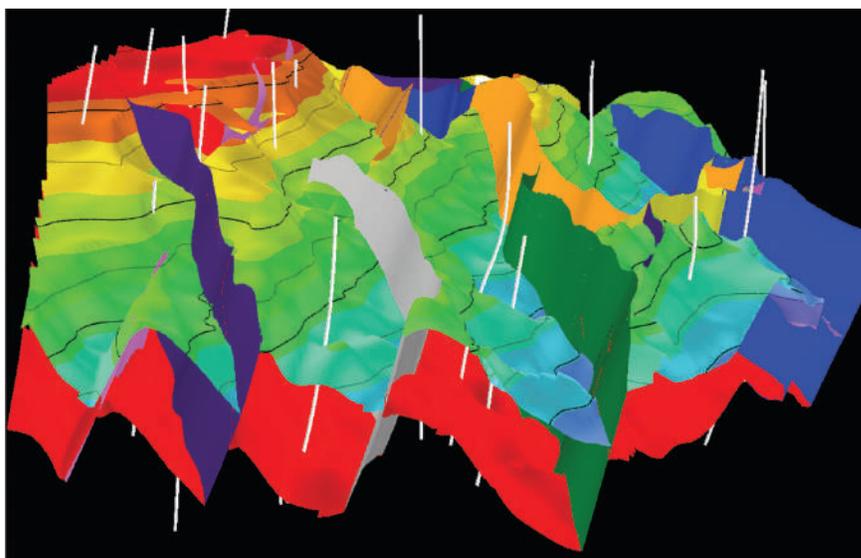


Richard Flower,
Geofísico Sr. Proyectos
Marinos.



Andrew Webb,
Gerente para Certificación
de reservas en Yacimientos
de Petroleros.

Se puso en relieve que **CGG** cuenta con una experiencia a nivel mundial de 85 años, y **CGG México** ha trabajado en el país desde hace 28 años, con una incomparable experiencia acumulada, aunado a su filosofía de innovar y desarrollar nuevas tecnologías...



bajas y un incremento de resolución de la sobrecarga de sedimentos con las frecuencias altas.”

- **Actualización de tecnologías en sísmica de fondo marino.**

Se presentaron los avances tecnológicos enfocados a mejorar la eficiencia en levantamientos sísmicos de fondo marino 4C, con lo cual ha sido posible lograr una considerable reducción de costos por kilómetro cuadrado.

La compañía mostró un análisis de la ruta empleada para lograr su objetivo, explicando en lo general, cómo y con qué equipos y diseños técnicos ha sido posible esta reducción de costos, sin degradar la calidad de la información sísmica.

- **Generación de Imágenes Subsalinas.**

Durante el día tecnológico de **CGG** la línea de negocios *Subsurface Imaging* (SI) presentó los recientes desarrollos de tecnología en la generación de imágenes del subsuelo: imágenes de *acimut* completo en zonas de pre-sal, imágenes de banda completa, inversión de onda com-

pleta (FWI), y migraciones de datos por método de mínimos cuadrados (LS migrations).

Tecnologías como la Eliminación del Fantasma (*deghosting*) y soluciones de banda completa continúan evolucionando. Se explicó por qué FWI es una herramienta de vanguardia para obtener un modelo de velocidad de alta resolución, y cómo la migración *Reverse Time Migration* por mínimos cuadrados (LSRTM) proporciona mejores imágenes mediante la compensación de la iluminación desigual del subsuelo, disminuyendo la huella de adquisición, mejorando la relación señal/ruido, y dando una mejor amplitud en las imágenes del subsuelo.

- **Inversión conjunta PP/PS para la caracterización de yacimientos.**

Durante la presentación se mostró un enfoque integral de **CGG GeoConsulting** conectando la geofísica, geología, petrofísica e ingeniería en el afán de apoyar el descubrimiento de nuevos campos y optimizar la producción de los reservorios ya existentes.

Al mismo tiempo, **CGG** presta mucha atención a la tecnología y a la búsqueda incansable de soluciones innovadoras en la manos de sus mejores especialistas, todo esto con el objetivo de extraer la mayor información posible de los datos disponibles. En este sentido, **CGG** mostró tecnologías usadas actualmente en la región y que han sido de gran aceptación en la industria.

- **Flujo de trabajo de desarrollo del campo de Petróleo y Gas: Comprensión y Cuantificación del rango de resultados potenciales.**

CGG GeoConsulting mostró un análisis profundo de las variables que afectan la producción y la economía de un campo a través de todas las etapas de desarrollo.

Además de la determinación del mejor plan de desarrollo, el equipo de **CGG** analiza los riesgos para el éxito -geológico y económico-, los factores que tienen mayor impacto en el riesgo, la probabilidad de distintos escenarios y la definición del proyecto más viable. ■

cgg.com/mexico

Haga sus máquinas aún más inteligentes. Fácilmente.

Logre excelencia empresarial con soluciones de máquinas preparadas para el futuro



SEGURO



CONECTADO



FLEXIBLE



EFICIENTE

Como pionero en tecnologías de automatización inteligentes, Schneider Electric hace que sea más sencillo que usted pueda ofrecer a sus clientes máquinas seguras, mejor conectadas, más flexibles y más eficientes. Simplificamos la integración entre los productos, máquinas y procesos para aumentar la eficiencia empresarial y la sostenibilidad. Tanto hoy y mañana.

schneider-electric.com/smartmachines

Life Is On

Schneider
Electric

Protección de inversiones y la Reforma Energética en México

HERFRIED WÖSS*

El arbitraje moderno en México comenzó con las reformas al Código de Comercio en 1989, así como con la incorporación en dicho código de la Ley Modelo de la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil Internacional (UNCITRAL por sus siglas en inglés) en materia de Arbitraje Comercial Internacional en el año de 1993. Los contratos de proyectos con entidades públicas como Petróleos Mexicanos (PEMEX) y la Comisión Federal de Electricidad (CFE) pueden sujetarse a arbitraje desde 1993. En el año de 2009 se permitió el arbitraje tratándose de contratación pública con el gobierno federal, exceptuando la rescisión administrativa, en términos de la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas (LOPSRM) y la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público (LAASSP) y la terminación de contratos y proyectos, misma que de hecho no se encuentra en las leyes que rigen a PEMEX y a la CFE. La Ley de Asociaciones Público Privadas (LAPP) desde el 16 de enero de 2012 extiende la no arbitrabilidad a cualquier acto de autoridad de una dependencia o entidad de la administración pública.⁽¹⁾

Las limitaciones en materia de arbitrabilidad en la LOPSRM, la LAASSP y la LAPP son consecuencia del Caso *Commisa v. Pemex*. En dicho caso, el demandante buscó la vía



constitucional a través del amparo a la par del arbitraje, con el propósito de obtener la declaración de que la rescisión administrativa del contrato con PEMEX fue un acto de autoridad, requisito indispensable para la procedencia del juicio de amparo y, por lo tanto, obtener la suspensión inmediata y la nulidad de dicho acto, por supuestas violaciones a la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. Ese caso terminó en la Segunda Sala de la Suprema Corte de Justicia de la Nación (SCJN) que en 2006 reconoció a la rescisión administrativa como acto de autoridad o de *jure imperii* en vez de un acto de *jure gestionis*, que solamente se podía combatir en juicio ordinario administrativo lo que trajo consigo su inarbitrabilidad. El laudo arbitral sobre US\$300 millones fue anulado en México y recientemente reconocido en el Juzgado de Distrito del Sur de Nueva York por la supuesta retroactividad de la inarbitrabilidad de la reforma en 2009 lo que es

una falacia ya que tal inarbitrabilidad fue provocada justamente por *Commisa*.⁽²⁾

El caso *Commisa* es un ejemplo del problemático uso de la institución del derecho francés del '*contrat administratif*' tanto en México como en varios países de América Latina, África del Norte y Asia. Mientras que en Francia la *facultad exorbitante*

⁽¹⁾ Herfried Wöss, '*Arbitration under the Mexican Energy Reform: the lessons of Pemex v. Commisa*' Kluwer Arbitration Blog, Noviembre 2014, <http://kluwerarbitrationblog.com/2014/11/07/arbitration-under-the-mexican-energy-reform-the-lessons-of-commisa-v-pemex/>; Herfried Wöss, '*El Arbitraje y la Reforma Energética*' *Energía a Debate* (Enero 2015) <http://energiaadebate.com/el-arbitraje-y-la-reforma-energetica/>

⁽²⁾ Jennifer Cabrera, Dante Figueroa, Herfried Wöss, 'The administrative contract, non-arbitrability, and the recognition and execution of awards annulled in the country of origin: the case of *Commisa v. Pemex*, (2016) 32 *Arbitration International* 1,125-48, <http://arbitration.oxfordjournals.org/content/early/2015/09/25/arbit.ainv057>.

* El Dr Wöss es Socio del despacho Wöss & Partners en la Ciudad de México, Washington DC y Lima, tiene una vasta experiencia en proyectos de infraestructura, adquisiciones y obras públicas así como en arbitrajes internacionales como abogado de parte y árbitro, tanto en arbitraje comercial como en arbitraje de inversión y se encuentra listado en la publicación *International Who's Who of Commercial Arbitration*. Es fundador del Foro de Arbitraje en Materia de Inversión y fue investigador invitado en el Law Center de la Universidad de Georgetown de 2012-2013. Es maestro en Derecho y doctor en Derecho Internacional Público, Europeo y Económico Internacional (*summa cum laude*) en Austria, además de un LL.M. en Derecho Comercial Internacional por la Universidad de Exeter en el Reino Unido; también es Licenciado en Derecho por la UNAM. Es autor del libro *Damages in International Arbitration under Complex Long-term Contracts* junto con su socia Adriana San Román Rivera y dos destacados economistas, publicado por la editorial Oxford University Press. El Dr. Wöss agradece a Devin Bray por sus valiosos comentarios y adiciones a este artículo.

de la terminación unilateral de un contrato o la modificación del balance contractual genera una obligación por parte del Estado de indemnizar o compensar; en México las obligaciones de indemnizar son muy rudimentarias o inexistentes y se limitan muchas veces a los “gastos no recuperables” lo que es paradójico. Lo anterior, aunado a la no arbitrabilidad de los actos de autoridad, crea un considerable riesgo político que puede dar pie a arbitrajes de inversión.

La Reforma Energética en México, a través de sus leyes y reglamentos, a partir del 11 de agosto de 2014 generó un cambio drástico al abandonar el contrato administrativo y la figura de la rescisión administrativa en dichos contratos para dar paso a contratos basados en legislación mercantil y autonomía de las partes en relación con PEMEX y CFE sin ni siquiera mencionarse la rescisión administrativa. En caso de los contratos de exploración y extracción de hidrocarburos a ser celebrados con la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) persiste la rescisión administrativa, es decir, un acto de autoridad de terminación contractual. Lo paradójico es que tal figura del derecho administrativo subsiste en un ambiente mercantil, es decir en un contrato que se rige por el derecho mercantil. La misma situación aplica en el Contrato de Asociación Público Privada bajo la LAPP de 2012. Ambos contratos se pueden considerar como “contratos híbridos”, es decir contratos mercantiles con elementos de contratos administrativos, a diferencia de los contratos administrativos que se rigen por los capítulos aplicables a contratos bajo la LOPSRM y la LAASSP o los puros contratos mercantiles bajo las nuevas leyes de Pemex y la CFE.

A eso se agrega que la Ley de Hidrocarburos prohíbe la indemnización en caso de rescisión administrativa que es muy cues-

tionable bajo el derecho internacional de protección a inversiones.

2. Riesgo político de la inarbitrabilidad de la rescisión administrativa del Contrato de Exploración y Extracción y la prohibición de indemnización

2.1. El contrato híbrido de exploración y extracción de hidrocarburos

Los Contratos de Exploración y Extracción, a celebrarse con la CNH, se encuentran regidos por la legislación mercantil y sujetos a las disposiciones establecidas en la Ley de Hidrocarburos, como expresamente se reconoce en el artículo 22 de dicha ley. Esto se confirma con el artículo 97 de la Ley de Hidrocarburos, que expresamente refiere que los actos de la industria de hidrocarburos se considerarán mercantiles sujetos al Código de Comercio y al Código Civil Federal.

2.2. La rescisión administrativa como acto de autoridad

Dichos contratos con la CNH bajo la Ley de Hidrocarburos se refieren a recursos naturales propiedad de la Nación como lo son el petróleo y el gas natural. Parece que es por eso que, a pesar de su naturaleza mercantil, el artículo 19, fracción VIII, de la Ley de Hidrocarburos, claramente establece que los Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos deberán contar con cláusulas sobre “la rescisión administrativa”. Las causas de la rescisión administrativa se contemplan en el primer párrafo del artículo 20 de la Ley y se generan por incumplimientos graves por parte del Contratista como es la falta de inicio o la suspensión “del plan de exploración o de desarrollo para la extracción en el área contractual, sin causa justificada ni autorización de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.” Los siguientes párrafos del

artículo 20 establecen el procedimiento de la rescisión administrativa.

De acuerdo con el segundo párrafo del artículo 20, tales causales de terminación y rescisión del mismo se incluirán en el Contrato de Exploración y Extracción.

2.3. La inarbitrabilidad de la rescisión administrativa

El artículo 21 de la Ley de Hidrocarburos permite el arbitraje para los Contratos de Exploración y Extracción de Hidrocarburos como instrumento de mitigación del riesgo político de tales proyectos, salvo en lo que se refiere a la rescisión administrativa.

Respecto a la resolución de controversias, el artículo 21 de la Ley de Hidrocarburos establece que: “*Tratándose de controversias referidas a los Contratos para la Exploración y Extracción, con excepción de lo mencionado en el artículo anterior, se podrán prever mecanismos alternativos para su solución, incluyendo acuerdos arbitrales en términos de lo dispuesto en el Título Cuarto del Libro Quinto del Código de Comercio y los tratados internacionales en materia de arbitraje y solución de controversias de los que México sea parte.*”

En lo que se refiere al derecho aplicable y al procedimiento arbitral, el segundo párrafo del artículo 21 señala:

La Comisión Nacional de Hidrocarburos y los Contratistas no se someterán, en ningún caso, a leyes extranjeras. El procedimiento arbitral en todo caso, se ajustará a lo siguiente:

- I. Las leyes aplicables serán las leyes federales mexicanas;*
- II. Se realizará en idioma español, y*
- III. El laudo será dictado en estricto derecho y será obligatorio y firme para ambas partes.*

La referencia al derecho extranjero en el artículo 21 de la Ley de Hidrocarburos,

aparentemente se refiere al derecho que rige al Contrato y no a la *lex arbitri* que se rige por el lugar de arbitraje. El artículo 22 de la referida Ley, establece que los Contratos de Exploración y Extracción serán regidos por la señalada Ley y su reglamento, y de manera supletoria por la legislación mercantil y civil.

La rescisión administrativa se encuentra expresamente excluida del arbitraje, al tratarse como no arbitrable *ratione materiae* por ser un acto de *iure imperii* o acto de autoridad. Esto implica que de acuerdo con el criterio establecido por la Segunda Sala de la SCJN en 2006, la rescisión administrativa debe litigarse ante tribunales federales en materia administrativa como es el Tribunal Federal de Justicia Administrativa mismo que sin duda es bastante competente en material fiscal, de aguas, de competencia económica e incluso de propiedad industrial, pero parece carecer de la experiencia para conocer de temas complejos en materia de proyectos de infraestructura. Además, es bien sabido que los tribunales estatales en todo el mundo tienden a doblarse en caso de disputas de un alto peso político por lo que el “*opting-out*” del arbitraje por la CNH a través de la rescisión administrativa aumenta el riesgo político de los proyectos de hidrocarburos y a su vez el costo financiero de tales proyectos que va a la par con los riesgos involucrados. El litigio administrativo es complejo y puede tardar hasta 10 años en resolverse como demuestran diversos casos resueltos anteriormente por Juzgados de Distrito. Además, en México no hay un derecho de daños y perjuicios suficientemente desarrollado para contrarrestar posibles abusos o rescisiones administrativas arbitrarias y motivadas políticamente.

2.4. El Arbitraje y la Ronda 1

El Contrato de la cuarta convocatoria para la licitación de la Ronda 1 de fecha

16 de mayo de 2016 (Contrato Ronda 1)⁽³⁾ contiene diversos mecanismos para reducir el riesgo político de una rescisión arbitraria del contrato:

La Cláusula 26.2 (Conciliación) del Contrato Ronda 1 propone a la Conciliación como un medio optativo bajo las Reglas de Conciliación de la UNCITRAL. Sin embargo, dicho procedimiento no es aplicable en el caso de la rescisión administrativa conforme a lo señalado en el Contrato y en la propia legislación aplicable. De acuerdo con el cuarto párrafo de la Cláusula 23.2 (Investigación Previa) del Contrato, las partes deberán nombrar a un experto independiente con el fin de que éste determine si el Contratista ha incumplido con sus obligaciones derivadas del contrato, lo que podrá dar pie a la rescisión administrativa, con base en la Cláusula 23.1 (Rescisión Administrativa) del Contrato. Durante la Investigación Previa, el experto independiente y el Contratista pueden preparar reportes en relación con la posible rescisión administrativa, mismos que deberán ser presentados dentro del tiempo límite acordado por las partes. De acuerdo a la Cláusula 26.3 (Características del Conciliador o experto independiente) del Contrato, el experto independiente tiene que demostrar al menos 5 años de experiencia en temas relacionados con rescisiones administrativas. Resulta sorprendente el hecho de que la opinión del experto independiente no resulte vinculante para las partes ni para cualquier otra autoridad gubernamental.⁽⁴⁾

En el caso de rescisión administrativa la jurisdicción recae de manera exclusiva en los tribunales federales de conformidad con la Cláusula 26.4 (Tribunales Federales) del Contrato Ronda 1. No obstante, si dichos tribunales confirman que los requisitos para la rescisión administrativa no se actualizaron,

el Contratista tendrá derecho a reclamar los daños causados por la infundada rescisión administrativa y su cuantificación ante un tribunal arbitral conforme a lo establecido en la Cláusula 26.5 (Arbitraje) del Contrato.

Cualesquier otra disputa que no haya sido resuelta por medio de la conciliación, en lo aplicable, puede ser llevada a un arbitraje conforme al Reglamento de Arbitraje de la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil Internacional (UNCITRAL) administrado por la Corte Permanente de Arbitraje de La Haya, esto de conformidad con la Cláusula 26.5 (Arbitraje) del Contrato Ronda 1. Cada una de las partes tiene que nombrar a su árbitro y el presidente del tribunal será nombrado por los coárbitros, o, en su defecto, por el Secretario General de la Corte Permanente de Arbitraje. El idioma del arbitraje es el español. El derecho aplicable es la legislación mexicana, según lo establecido en la Cláusula 26.1 (Ley Aplicable) del Contrato, y el lugar del arbitraje será La Haya en los Países Bajos. Cada una de las partes deberá cubrir sus propios gastos.⁽⁵⁾

De acuerdo con la Cláusula 26.7 (No Suspensión de Actividades), el Contratista no podrá suspender sus actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, durante cualquier procedimiento de resolución de controversias, a excepción de cuando la CNH rescinda el Contrato. El Contratista expresamente renuncia a su derecho a la protección diplomática (Cláusula 26.8 del Contrato Ronda 1), sin embargo, conserva todos los demás derechos reconocidos en los tratados internacionales (Cláusula 26.9 del Contrato Ronda 1).

⁽³⁾ Bases de Licitación CNH-R01-L04/2015.

⁽⁴⁾ “Las opiniones de dicho experto no serán vinculantes para las Partes ni para alguna otra Autoridad Gubernamental.”

2.5. La prohibición de indemnización en caso de rescisión administrativa

Por su parte, el artículo 20, párrafo 6, de la Ley de Hidrocarburos contiene la prohibición de pago de indemnización en caso de rescisión administrativa:

Como consecuencia de la rescisión administrativa, el Contratista transferirá al Estado sin cargo, ni pago, ni indemnización alguna, el Área Contractual.

La transferencia del área contractual debe de realizarse con base en las condiciones establecidas en el Contrato. El Contratista conservará los bienes e instalaciones que no estén adheridas o sean accesorias al área recuperada. La rescisión administrativa no exime al Contratista de su obligación de remediar cualesquier daños y pérdidas ocasionadas, con base en la legislación aplicable. Lo anterior se conoce como *facultad exorbitante* del estado en el derecho francés bajo la figura del *'contrat administratif'*. Sin embargo, mientras bajo el derecho francés el Estado tiene la obligación de indemnizar al menos la inversión perdida o los llamados gastos no recuperables,⁽⁵⁾ la Ley de Hidrocarburos prohíbe expresamente cualquier clase de indemnización, incluso si el Estado recibe un beneficio por la transferencia de la inversión del Contratista.

Bajo la premisa de lo señalado en el precepto que versa sobre el pago al Contratista por concepto de pérdidas en su inversión y una jurisprudencia pobremente desarrollada en lo concerniente a daños y perjuicios en México, es altamente probable que el Contratista no pueda recuperar su inversión; esto, a pesar de que el Estado haya obtenido un trato muy favorecedor como consecuencia de la rescisión administrativa. Esto puede constituir una violación a la legislación en materia de inversión a nivel internacional bajo ciertas circunstancias.

2.6. Reclamos de daños contractuales en el caso de una rescisión administrativa ilegal

De acuerdo con el segundo párrafo de la Cláusula 26.4 (Tribunales Federales) del Contrato Ronda 1, “[e]l Contratista podrá iniciar un procedimiento ante un tribunal arbitral, en términos de la Cláusula 26.5, únicamente para que se determine la existencia de daños y perjuicios, en su caso, su cuantificación, que resulten de una causal o causales de rescisión administrativa consideradas infundadas por los Tribunales Federales de forma definitiva.”

Los daños reclamados por el Contratista a la CNH, únicamente son admisibles cuando los Tribunales Federales determinen que dicha rescisión fue realizada sin haberse actualizado los supuestos para tal rescisión por lo que solamente en este caso es cuando puede el Contratista reclamar daños y pérdida de ganancias en arbitraje. Sin embargo, con base en el segundo párrafo de la Cláusula 26.4 (Tribunales Federales) del Contrato Ronda 1, dicha demanda se encuentra limitada a los efectos de la infundada rescisión administrativa. Como ya se ha comentado, las resoluciones en las disputas, incluyendo litigio ante los tribunales federales, no suspenden las actividades del Contratista, salvo en el caso de rescisión administrativa por parte de la CNH.

Por lo tanto, el reclamo de daños se refiere a la siguiente circunstancia: en caso de que el tribunal federal declare que la rescisión administrativa no es admisible, únicamente puede recuperar el impacto financiero causado por la Suspensión de Actividades por la CNH, según lo estipulado en la Cláusula 26.7 (No Suspensión de Actividades) del Contrato que permite la suspensión de actividades en caso de rescisión administrativa por la CNH.

El último párrafo de la Cláusula 25 (Indemnización) del Contrato Ronda 1 señala que sin perjuicio de la responsabilidad del

Contratista, “en ningún caso las Partes serán responsables del lucro cesante a partir de que la CNH notifique la resolución de la rescisión del Contrato”, lo que significa una negación al derecho del Contratista a perjuicios. En inversiones basadas en el flujo de efectivo, el efecto de la violación contractual es normalmente la afectación de tal flujo. Al prohibir la recuperación del lucro cesante que es el flujo menos los gastos, solamente pueden recuperarse “gastos no recuperables” (en la terminología mexicana) que no se pueden amortizar con el flujo de efectivo.

En el caso de que los tribunales federales admitan las causales y razones invocadas por la CNH para la rescisión administrativa, el Contratista se encontrará impedido de acudir al arbitraje conforme a la Cláusula 26.4 (Tribunales Federales) y 26.5 (Arbitraje) y, muy probablemente, estará sujeto al pago de penalidades, daños directos e indemnización con base en las Cláusulas 23.5 (Efectos de la Rescisión Administrativa o Rescisión Contractual), párrafo (a) y 24 (Indemnización) del Contrato Ronda 1.

3. La responsabilidad del Estado por la rescisión administrativa.

La rescisión administrativa puede violar los llamados estándares internacionales de protección de inversiones establecidos en los Acuerdos para la Promoción y Protección Recíproca de las Inversiones (“APPRI”) o los capítulos relevantes de Tratados de Libre Comercio como es el Capítulo 11 del TLCAN tales como el Trato Justo y Equitativo o la prohibición de expropiación sin compensación

⁽⁵⁾ Héctor A. Mairal, “The Doctrine of the Administrative Contract in International Investment Arbitration”, in: Borzu Sabahi, Nicolas J. Birch, Ian A. Laird, José Antonio Rivas (eds.), *Essays in Honor of Don Wallace, Jr.* (Juris Publishing 2014) 417-31.

lo que incluye la expropiación indirecta y la paulatina. Como conductas que podrían ser violatorias se puede considerar, sin ser limitativo: (i) la rescisión administrativa arbitraria por motivos políticos o de manera excesiva o desproporcional en relación con el incumplimiento, (ii) la expropiación directa o indirecta (sin transferencia de la propiedad) de la inversión sin el pago de indemnización, y (iii) la dificultad de obtener justicia ante tribunales por la larga duración del juicio y la dificultad de obtener daños y perjuicios. El hecho de que la rescisión administrativa pueda ser considerada legal por un tribunal mexicano, no implica que ésta no pueda constituir una violación al derecho internacional. Lo que importa es si se viola un estándar del derecho internacional lo que es diferente de la violación contractual.⁽⁶⁾

A continuación se narra un caso hipotético y se explica porqué un contrato de exploración y extracción de hidrocarburos se considera como inversión. Después se analizan posibles situaciones de violación a los principales estándares internacionales de protección de inversión.

3.1. Caso hipotético

Un inversionista firma un contrato de exploración y extracción de gas natural con una duración de 25 años, invierte US\$30 millones y encuentra una reserva importante de petróleo con un valor equivalente a varios miles de millones de dólares. Debido a la situación existente en el mercado, no logra obtener el financiamiento para empezar con la extracción, por lo que incurre en retrasos considerables e incumple con ciertos hitos establecidos en el Contrato. Mientras tanto, el país 'anfitrión' tiene un cambio de gobierno y un presidente populista entra en posesión del cargo. El nuevo gobierno decide rescindir el contrato, dándolo por terminado sin compen-

sación alguna y otorgando el contrato sobre la misma reserva a un 'compinche' político. El inversionista original queda imposibilitado para recuperar su inversión, dada la prohibición expresa en la ley. Dicho inversionista puede recurrir a litigio administrativo a efecto de buscar obtener una resolución que declare la ilegalidad de la rescisión administrativa y posteriormente continuar con el arbitraje comercial, u optar por un arbitraje en materia de inversión.

3.2. El Contrato como una inversión generadora de flujo de efectivo

Las inversiones a gran escala normalmente son previstas con una duración que abarca varias décadas y el contrato de inversión ha surgido como un medio para adecuar los derechos, riesgos, tareas y responsabilidades de las partes involucradas. Es comprensible que prácticamente todos los tratados en materia de inversión hacen mención de 'contratos' como sinónimo de 'inversión'.⁽⁷⁾ Un contrato puede asimismo ser considerado como una inversión generadora de flujo de efectivo que se genera por parte de terceros que es el mercado. En el caso de los contratos de exploración y extracción de hidrocarburos, el flujo de efectivo del Contratista deriva de la venta de los hidrocarburos al mercado producido con base en la Cláusula 2.1 (Licencia) y la Cláusula 15.2 (Comercialización de la producción del Contratista) del Contrato, sujeto al pago de la remuneración y regalías al Estado, de acuerdo a la Cláusula 16.2 (Remuneración al Estado) del Contrato. Con eso el Contratista recupera su inversión y lucra con el paso de varios años una ganancia razonable una vez realizados todos los pagos que debe efectuar al Estado.

Estos contratos son considerados como contratos sinalagmáticos atípicos basados en flujo de efectivo, triálagmas sinalagmáticos

o contratos simbióticos, en donde las partes proporcionan activos de cualquier tipo y el flujo de efectivo deriva de una tercera parte que es el mercado, y no de una de las partes contratantes. Los contratos generadores de flujo de efectivo son inversiones estructuralmente distintas a los típicos contratos sinalagmáticos en los cuales una parte aporta bienes o servicios y la otra a cambio de ellos realiza un pago.⁽⁸⁾

3.3. Expropiación

Las expropiaciones directas normalmente implican una transferencia física y jurídica de la inversión; mientras que las expropiaciones indirectas resultan en que la transferencia física y jurídica no podrá tener lugar, pero las medidas gubernamentales tienen un efecto equivalente a una expropiación directa. La norma general implica la

⁽⁶⁾ Herfried Wöss, 'Systemic Aspects and the Need for Codification of International Tort Law Standards in Investment Arbitration', in: A.K. Bjorklund, J.P. Gaffney, F. Gélinas, H. Wöss, *Comprehensive Economic and Trade Agreement between the European Union and Canada (CETA)*, Transnational Dispute Management 1 (2016).

⁽⁷⁾ Véase. 2008 Modelo México BIT, Artículo 1, en línea: <http://investmentpolicyhub.unctad.org/Download/TreatyFile/2860>, accessed 5 August 2016.

⁽⁸⁾ Adriana San Román Rivera, Herfried Wöss, *Damages in International Arbitration with respect to Income Generating Assets or Investments in Commercial and Investment Arbitration*, Yukos Special TDM 5 (2015) and *Journal of Damages in International Arbitration* Vol. 2 (2015) 37-62. Véase también: Herfried Wöss, Adriana San Román Rivera, Pablo T. Spiller, Santiago Dellepiane, *Damages in International Arbitration under Complex Long Term Contracts*, OUP 2014, párrafos 3.48-9, 4.340, 4.432, 4.456, 5.03-4 y 8.05 y otros. Ver también: L. Yves Fortier, Stephen L. Drymer, 'Indirect Expropriation', in: *ICSID at 50*, Chapter 25, 348, at 353; Thomas Wälde and Abba Kolo, 'Environmental Regulation, Investment Protection and "Regulatory Taking" in International Law' 50 *ICLQ* (2001) 811, 835.

erradicación de un componente esencial de un derecho protegido o la neutralización de su uso o beneficio. La expropiación se considera ilegal cuando el Estado anfitrión no cumple los requisitos de una expropiación legal de conformidad con el tratado que, generalmente, requiere al Estado anfitrión con la finalidad de asegurar su(s) medida(s) expropiatoria(s), que lo haya hecho por causa de utilidad pública, de acuerdo con el debido proceso de ley, de manera no discriminatoria, y rápidamente acompañada de una compensación adecuada. Como se sugirió anteriormente, parece poco probable que los tribunales encontrarán violaciones contractuales menores suficientes para satisfacer los elevados estándares que prueben el que una expropiación se haya llevado a cabo.⁽⁹⁾

La rescisión administrativa puede considerarse como expropiación ya que trae consigo la transferencia del Área de Asignación del Contratista al Estado lo que incluye al derecho de explotación. Para que una expropiación sea legal se requiere de: (i) la existencia del interés público, (ii) de manera no-discriminatoria, (iii) de acuerdo con un debido proceso, y (iv) sujeto al pago de compensación. El interés público puede existir en la necesidad de generar ingresos para el Estado por lo que es importante que la fase de extracción inicie en los tiempos pactados. Sin embargo, en caso de motivos políticos detrás de la rescisión administrativa es probable que el tribunal arbitral niegue el interés público y considere ilegal la expropiación como ha sido en el caso de *British Petroleum v. Lybia* donde el árbitro único resolvió que “la toma de la propiedad por el Demandado claramente violó el derecho internacional público ya que fue motivado por razones externas puramente políticas y ha sido arbitrario y discriminatorio en carácter.”⁽¹⁰⁾

En *Deutsche Bank v. Sri Lanka*, el tribu-

nal arbitral señaló con referencia a *Tecmed v. Mexico*, *Azurix v. Argentina* y *LG&E v. Argentina* que existe un requisito de proporcionalidad con relación al trato expropiatorio, que prohíbe a Estados tomar medidas que severamente afectan a un inversionista, salvo que tal medida se justifique por un interés público sustancial. El caso involucró una conducta regulatoria que no se consideró legítima y que frustró un contrato de cobertura de precios petroleros a través de una orden de la Suprema Corte de Sri Lanka y de su Comisión Bancaria que obstaculizó pagos por parte del Estado a Deutsche Bank. El tribunal arbitral señaló que “[e]l presente caso no es un caso típico de acción regulatoria: el valor total de la inversión de Deutsche Bank ha sido expropiado para el beneficio de Sri Lanka. ... las acciones de la Suprema Corte y del Banco Central no han sido medidas regulatorias legítimas. Más bien involucraron un exceso de poderes y un motivo impropio así como violaciones severas de debido proceso, transparencia y, sin duda, una ausencia de buena fe. Ha sido el Banco Central quien exhortó a Deutsche Bank a entrar en contratos de cobertura con CPC... El Demandante tuvo una expectativa legítima que un contrato de cobertura válidamente celebrado con CPC tuviera su vigencia en Sri Lanka y que sus derechos contractuales no se iban a interferir por un organismo regulador que era una parte interesada en esa transacción. El Tribunal por lo tanto no puede aceptar el argumento de que la toma de la inversión de Deutsche Bank bajo el Contrato de Cobertura era el resultado de una acción legítima regulatoria. Era una expropiación regulatoria ilegítima con motivos financieros por un organismo regulador que carece de independencia.”⁽¹¹⁾

Con respecto al tema de discriminación, en *LETCO v. Liberia*, el tribunal subrayó que aunque el Gobierno trató de justificar sus

acciones como un acto de nacionalización, tendría que comprobar que sus acciones eran no-discriminatorias. Sin embargo, ya que el tribunal encontró evidencia de que las áreas de concesión que se quitaron a LETCO habían sido entregadas a otras compañías extranjeras manejadas por gente notoriamente conocida como ‘buenos amigos’ de las autoridades liberianas, concluyó que la toma de la propiedad de LETCO era discriminatoria.⁽¹²⁾

El principio del debido proceso requiere (a) que la expropiación corresponda al procedimiento establecido en la legislación local y en las reglas internacionalmente reconocidas, y (b) que el inversionista afectado tuvo la oportunidad de revisión de la decisión de expropiación ante un órgano independiente e imparcial.⁽¹³⁾ En *Siag & Vechi v. Egypt*, el tribunal arbitral determinó que el debido proceso había sido negado en méritos y de manera procesal ya que el contrato de los inversionistas había sido cancelado, y su inversión expropiada, sin una razón válida siete meses antes de la fecha del hito para completar la primera fase del proyecto.

La obligación de pagar compensación en caso de expropiación se considera una obligación bajo el derecho consuetudinario

⁽⁹⁾ Ver e.g. *Flughafen Zürich y Gestión e Ingeniería IDC, S.A. v. República Bolivariana de Venezuela*, ICSID Case No. ARB/10/19, para. 454.

⁽¹⁰⁾ *British Petroleum v. Lybia*, Award, 10 October 1973 and 1 August 1974, 53 ILR 297, 329; August Reinisch, ‘Legality of Expropriations’ in August Reinisch (ed.), *Standards of Investment Protection* (Oxford University Press 2008) 171, 181.

⁽¹¹⁾ *Deutsche Bank AG v. Democratic Socialist Republic of Sri Lanka*, ICSID Case No. ARB/09/2, párrafos 522-4.

⁽¹²⁾ *Liberian Easter Timer Corporation (LETCO) v. Republic of Liberia*, ICSID Case No. ARB/83/2, Award, 31 March 1986, 343, 366.

⁽¹³⁾ UNCTAD Expropriation, UNCTAD Series on Issues in International Investment Agreements II (United Nations 2012) 36.

internacional.⁽¹⁴⁾ La rescisión administrativa una vez que el Contratista haya encontrado hidrocarburos requiere del pago de la compensación por el momento del valor justo de mercado de la inversión al momento de la expropiación o al menos de la inversión perdida. Tal compensación se justifica ya que el Estado recibe el valor correspondiente a través de la rescisión administrativa y se beneficia por la expropiación. Lo anterior es válido siempre y cuando el Estado violó alguno de los elementos anteriormente mencionados.

La prohibición de compensación en caso de rescisión administrativa puede violar la obligación de pagar compensación en caso de expropiación lo que podría rendir a la expropiación en expropiación ilegal, lo que daría derecho a daños y perjuicios por el valor justo de mercado de la inversión a la fecha del laudo más los perjuicios que se hubieran generado entre el momento de la expropiación y el laudo, lo que corresponde a la fórmula del famoso caso *Factory at Chorzow*. En el caso *Crystallex v. Venezuela* el Tribunal citó la fórmula del derecho internacional consuetudinario que la expropiación debe estar acompañado por el pago pronto, adecuado y efectivo y concluyó que la falta de pago de compensación convirtió la expropiación en ilegal, condenando a Venezuela al pago de daños y perjuicios por más de mil millones de dólares.⁽¹⁵⁾ Sin embargo, en otros casos los tribunales arbitrales consideraron la falta de pago de compensación no como expropiación ilegal que da derecho a daños y perjuicios, sino que reconocieron solamente el derecho al pago de compensación con los correspondientes intereses a una tasa comercial.

3.4. Denegación de justicia

El Contratista podría alegar denegación

de justicia por la modificación unilateral del Estado de la vía de solución de controversia, ya que la rescisión administrativa impide al Contratista acudir al arbitraje a cambio de un sistema poco experimentado con contratos de explotación y extracción de hidrocarburos y en el tema de daños y perjuicios por la falta de cultura jurídica. A eso se agrega el peligro de un juicio politizado en las circunstancias descritas en el caso hipotético. Los típicos casos de denegación de justicia en la administración de justicia son la negativa de acceso a tribunales, retrasos significativos en la administración de justicia, irregularidades en la conducta judicial y la responsabilidad derivada del contenido de sentencias.

Usualmente, la denegación de justicia implica un cierto nivel de mala administración de justicia por parte del poder judicial. Para que el inversionista pueda alegar una violación al acceso a la justicia, es necesario que todas las instancias judiciales se hayan agotado.⁽¹⁶⁾ La denegación de acceso a la justicia y el agotamiento de todas las instancias judiciales están relacionados ya que, los sistemas de justicia nacional no son perfectos sino que son perfectibles. Sin embargo, si el recurso respectivo para acudir ante la justicia local no es el idóneo, un tribunal podrá declarar que no es necesario cumplir con el principio de definitividad como requisito previo o como condicionante.⁽¹⁷⁾ Cuando los tribunales administrativos locales estén mal equipados para tratar las demandas sobre contratos complejos, o una parte opte por cambiar el arbitraje por la vía judicial, puede considerarse una denegación al acceso de justicia, particularmente cuando la violación del Contratista del Contrato del proyecto parece estar justificada o la sanción de la rescisión administrativa se encuentra en clara despro-

porción con la violación cometida.

La denegación de justicia muchas veces se considera como parte del Trato Justo y Equitativo. Su fuente se encuentra en el derecho internacional consuetudinario.

3.5. Trato Justo y Equitativo (*Fair and Equitable Treatment, FET*)

De acuerdo con la definición en *Waste Management II v. Mexico*, los Estados no deberían cometer una conducta que sea arbitraria, tremendamente injusta, idiosincrática, discriminatoria o que involucre la falta de debido proceso que lleve a un resultado que ofende a la conducta judicial propia como pudiera ser un caso de falta manifiesta de justicia natural en procedimientos judiciales o una completa falta de transparencia y candor en un procedimiento administrativo. Al aplicar ese estándar es relevante que el trato sea en violación de declaraciones vinculantes hechas por el Estado en las que razonablemente ha confiado

⁽¹⁴⁾ UNCTAD Expropriation, 40.

⁽¹⁵⁾ *Crystallex International Corporation v. Venezuela*, ICSID Case No. ARB(AF)/11/2, Award, 4 April 2016, párrafo 716.

⁽¹⁶⁾ *Pantechniki S.A. Contractors & Engineers v. Albania*, ICSID Case No. ARB/07/21, Award, 30 July 2009, paras. 96-97.

⁽¹⁷⁾ *Ambiente Ufficio S.P.A. and others v. Argentina*, ICSID Case No. ARB/08/9, Decision on Jurisdiction and Admissibility, 8 February 2013, párrafos 607-8; *ST-AD GmbH v. Bulgaria*, PCA Case No. 2011-06(ST-BG), Award on Jurisdiction, 18 July 2013, párrafo 365. But see *Ambiente Ufficio S.P.A. and others v. Argentina*, ICSID Case No. ARB/08/9, Dissenting Opinion of Santiago Torres Bernardez to the Decision on Jurisdiction and Admissibility, 2 May 2013, paras. 384-6 (Bernardez rejects the majority's reasoning finding that it *is de lege ferenda*); *ECE Projektmanagement International GmbH and Kommanditgesellschaft PANTA Achtundsechzigste Grundstücksgesellschaft mbH & Co v. Czech Republic*, PCA Case No. 2010-5, Award, 19 September 2013, para. 4.746.

el demandante.⁽¹⁸⁾ El estándar moderno de trato justo y equitativo se considera constituido por los siguientes elementos: (i) arbitrariedad, (ii) buena fe, (iii) discriminación, (iv) transparencia, (v) debido proceso, y (vi) expectativas legítimas.

Como estándar legal, el FET salvaguarda a un inversionista extranjero de una serie de maltratos. Una manifestación de esta garantía es el principio de proporcionalidad. Para abordar con eficacia los intereses respecto de la competencia de las Partes en una demanda por FET, los tribunales están empleando cada vez más un análisis de la proporcionalidad como principio auxiliar para coadyuvar con la justicia.⁽¹⁹⁾ El análisis de proporcionalidad se utiliza a menudo en el ámbito doméstico y puede involucrar la ponderación del objetivo de la medida adoptada por un Estado contra el grado de interferencia en los derechos y las libertades constitucionales de un ciudadano.

⁽²⁰⁾ Para determinar si el tratamiento fue injusto e inequitativo en esas circunstancias, un análisis de proporcionalidad por lo general requiere que el tribunal pregunte en qué medida el Estado anfitrión puede interferir con una inversión extranjera; esta consulta puede implicar la ponderación de varios factores, tales como la finalidad de la medida gubernamental, la importancia de los intereses protegidos, la importancia de la participación mantenida por el inversionista, la disponibilidad de medidas alternativas y de medidas menos intrusivas o gravosas, el grado de interferencia y un análisis costo-beneficio.⁽²¹⁾

Donde la conducta del Estado anfitrión es inequitativa e injusta al no satisfacer las expectativas legítimas de los inversionistas derivados de un contrato administrativo o el Estado anfitrión actúa de manera arbitraria, discriminatoria, o no transparente, un análisis de proporcionalidad puede operar como un punto medio entre la estricta aplicación

del principio de definitividad o el ignorar por completo a los demandantes que estuvieron desde un principio. El enfoque de la interrogante no sólo se mantiene de este modo en el grado de interferencia del Estado anfitrión, sino también da cuenta de diversos factores, tales como la disponibilidad efectiva, el compromiso o el agotamiento de los recursos internos, si el tratado emplea una cláusula de opción irrevocable o plazos fatales para las demandas de inversión, si el contrato incluye cláusulas de estabilización o una cláusula de elección de foro que expresen las expectativas razonables de las partes, la experiencia de los recursos internos en relación con las complejidades que implica la resolución de una controversia contractual compleja a largo plazo, etc., además de la evaluación de la equidad procesal y de la justicia sustantiva aplicada al inversionista extranjero a la luz del comportamiento del Estado acusado, todo ello para que pueda apoyar al tribunal en la conciliación de los intereses de las partes en conflicto.

En el caso *Railroad Development Corporation (RDC) v. Guatemala*,⁽²²⁾ RDC ganó una licitación pública internacional en Guatemala en 1997 para proveer el servicio de transporte por ferrocarriles en Guatemala a través de un usufructo con la obligación de reconstruir el sistema ferroviario. El usufructo tenía una duración de 50 años para reconstruir y operar el sistema ferroviario de Guatemala a través de Ferrovías Guatemala (FVG). El 25 de noviembre de 1997, FVG firmó un contrato de usufructo de derecho de vía con Ferrocarriles de Guatemala (FEGUA), una empresa paraestatal. También se firmó otro contrato usufructo para el material rodante. En 2005, el abogado general de Guatemala emitió una opinión de lesividad alegando que se violaron las reglas de licitaciones públicas para dar en usufructo la propiedad de FEGUA, misma que fue publicada por el gobierno de Guatemala

el 11 de agosto de 2006.⁽²³⁾

Al respecto, el tribunal arbitral subrayó que el procedimiento de lesividad tiene características que pueden ser fácilmente abusadas por el gobierno ya que se basa en la presunta ilegalidad de actos de funcionarios públicos en lo que se refiere al cumplimiento con las propias normas de licitaciones públicas. Un inversionista en Guatemala no tiene la certeza de que en cualquier momento durante los primeros tres años de su inversión, el estado declara *lesivo* su inversión aunque el inversionista haya cumplido con todas sus obligaciones. Bajo esas circunstancias, el recurso de *lesivo* ha sido utilizado bajo un manto de formal exactitud en presunta defensa de la norma de derecho, para extraer concesiones no relacionadas con la determinación de *lesivo*. Aunque la conducta de FEGUA estuviera *ultra vires* por no estar apegada al derecho local, lo que no ha sido establecido de manera convincente para el tribunal, el gobierno debería estar precluido de alegar violaciones de su propio derecho como defensa, cuando durante un periodo significativo de tiempo ha deliberadamente

⁽¹⁸⁾ *Waste Management v. United Mexican States (II)*, ICSID Case No. ARB(AF)/00/3, Final Award, 30 Abril 2004, párrafo 98.

⁽¹⁹⁾ Marc Jacob and Stephan Schill, "Fair and Equitable Treatment: Content, Practice, Method" in Marc Bungenberg et al (eds) *International Investment Law* (Hart, 2015), 738.

⁽²⁰⁾ See e.g. *Canadian Charter of Rights and Freedoms*, Part I of the *Constitution Act*, 1982, [Charter] s 1. Ver también *R v Oakes*, [1986] 1 SCR 103.

⁽²¹⁾ Benedict Kingsbury & Stephan Schill, "Investor-state Arbitration as Governance: Fair and Equitable Treatment, Proportionality and the Emerging Global Administrative Law" IILJ Working Paper 2009/6 (Global Administrative Law Series) en línea: <http://www.iilj.org/publications/documents/2009-6.KingsburySchill.pdf>, 21-40.

⁽²²⁾ *Railroad Development Corporation (RDC) v. Guatemala*, Award, 29 June 2012, ICSID Case No. ARB/07/23.

⁽²³⁾ *RDC v. Guatemala*, párrafos 30-7.

ignorado tal violación y obtenido beneficios de la misma, en vez de corregirla. Concluye el tribunal arbitral que la manera como el gobierno aplicó el recurso de *lesivo* constituye una violación al estándar mínimo de trato, es decir, en las palabras de *Waste Management II*, “arbitrario, tremendamente injusto e idiosincrático”.⁽²⁴⁾

En *Crystallex v. Venezuela*, el demandante alegó que Venezuela negó a Crystallex un permiso para explotar depósitos de oro en la zona Las Cristinas y que la Corporación Venezolana de Guayana (CVG), una empresa paraestatal para el fomento económico en la región, y terminó el Contrato de Operación Minera (MOC) con Crystallex en febrero de 2011. El tribunal arbitral determinó que Venezuela violó al Trato Justo y Equitativo ya que la rescisión del Contrato de Operación Minera se basó en razones diferentes a los motivos alegados por la autoridad, lo que constituye una clara forma de conducta arbitraria.

4. Conclusión

Una “tormenta perfecta” es una expresión que describe un evento donde una rara combinación de circunstancias va a agravar drásticamente una situación. El entorno legal en virtud de la Reforma Energética en México tiene las señales de una tormenta perfecta expectante. En virtud de la Ley de Hidrocarburos de 2014, México no está obligado a indemnizar a un inversionista extranjero en virtud de dar por terminado unilateralmente o modificar de manera unilateral un contrato administrativo. El estado actual de la legislación mexicana limita las reclamaciones de esta naturaleza a los tribunales administrativos locales para buscar y obtener la reparación debida. Como país de América Latina, la tradición legal de México se basa en la tradición jurídica del derecho civil y se ve influida por la Doctrina Calvo. En *Loewen v. United States*, México

presentó una solicitud del artículo 1128 de TLCAN, en la cual solidifica la intención de México de dejar abierta la posibilidad de que los recursos internos pueden pre condicionar el arbitraje de inversión. En este punto, México escribió: “México constantemente ha tomado la posición tanto en la argumentación oral y en las comunicaciones escritas de que el sistema legal del Estado en su conjunto debe ser examinado para determinar si se ha producido una violación al TLCAN.”⁽²⁵⁾

Aunque el enfoque inicial era excluir versiones implícitas de la regla del principio de definitividad del derecho de inversión internacional, el requisito ha sobrevivido y ha adquirido un nuevo y amplio rol. Para las causas de la denegación al acceso a la justicia, la finalidad judicial parece ser el requisito base. Para expropiación y reclamaciones FET, varias decisiones sugieren que los inversionistas extranjeros deben tener en cuenta los recursos internos disponibles y efectivos antes de avanzar con sus demandas de arbitraje internacional. A pesar de la existencia informal del principio de definitividad, su aceptación y aplicación repetida de solución de controversias respecto del inversionista para con el Estado significa un sacrificio de certeza y previsibilidad en la ley de inversión internacional a favor de proporcionar a las autoridades locales la oportunidad de auto-corregirse. A un nivel macro, se pone en tela de juicio la función normativa de la inversión internacional como una alternativa a los tribunales nacionales.⁽²⁶⁾ A un nivel micro, los inversionistas prudentes se enfrentan a una decisión difícil entre interponer recursos locales que potencialmente se traducen en pérdida de dinero y tiempo y los exponen a violaciones adicionales atribuibles al Estado anfitrión, o darse la oportunidad de un arbitraje de inversión con la esperanza de evitar con habilidad los argumentos sobre la regla de

exhaustividad. Para el Estado anfitrión, es una oportunidad para instalar varios niveles de revisión dentro de su infraestructura jurídica nacional para retrasar el arbitraje de inversión o, en aras de la claridad, incluir o excluir expresamente la regla de exhaustividad en su práctica de negociación de los tratados.⁽²⁷⁾ Una oportunidad en la que México puede obtener una ventaja.

Sin embargo, el derecho de inversión internacional opera distintamente del derecho local y bajo un supuesto en el que la indemnización no está disponible a través de medios nacionales –como es la situación en México en virtud de la Ley de Hidrocarburos–, un inversionista extranjero puede pedir una restitución, compensación por expropiación, o daños y perjuicios en virtud de un tratado de inversión aplicable. Al señalar lo contrario, México y sus legisladores nacionalistas afines permitirían el invalidar sus obligaciones internacionales en aras de la legislación nacional. El énfasis de los tribunales en la autonomía de las partes indica que éstas pueden concretar sus expectativas de manera proactiva; pero sin duda, una mayor claridad y consistencia beneficiaría a todos los interesados y mejoraría la credibilidad del sistema. ●

⁽²⁴⁾ *RDC v. Guatemala*, párrafos 233-5

⁽²⁵⁾ *Loewen Group, Inc. and Raymond L. Loewen v. United States of America*, ICSID Case No. ARB(AF)/98/3, Mexico’s NAFTA Article 1128 Submission, 9 November 2001, 7.

⁽²⁶⁾ Campbell McLachlan, Laurence Shore, Matthew Weiniger, *International Investment Arbitration: Substantive Principles* (OUP, 2007) en 128 (“[O]ne of the purposes of investment arbitration is to provide a neutral forum for dispute resolution of investor-State disputes.”).

⁽²⁷⁾ Ver e.g. US-Ecuador BIT, Artículo II(3)(b). (“A measure may be arbitrary or discriminatory notwithstanding the fact that a party has had or has exercised the opportunity to review such measure in the courts or administrative tribunals of a Party.”).

Hace más de dos años iniciamos la implementación de la Reforma Energética más profunda que nuestro país ha experimentado y que ha producido un impulso sin precedentes a las energías limpias.

Uno de los cambios más significativos fue la construcción de mercados de energía y por primera vez se llevaron a cabo dos subastas eléctricas para energías limpias donde México obtuvo uno de los precios más bajos en el mundo.

Como resultado de las dos primeras subastas, 32 empresas instalarán 51 plantas de generación de energías limpias, que invertirán 6,600 millones de dólares durante los próximos años.

Estos resultados demuestran la competitividad de nuestro país y también nos acercan a la meta nacional de contar con 35% de generación de energía limpia para el 2024.



@SENER_mx



/senermx



/sener_mx

www.gob.mx/sener

Tarifas, la señal clave para el éxito de la reforma

Las tarifas no deben ser un instrumento político, sino reflejar los costos subyacentes y las modificaciones de esos costos.

ELVIRA CREEL Y VERÓNICA IRASTORZA*

Las tarifas eléctricas eficientes son un elemento clave para el funcionamiento de la reforma al sector eléctrico. Actualmente, la estructura y el nivel de las tarifas en México requieren de una cuidadosa revisión.

El sector eléctrico mexicano está en transición. Las políticas de precios deben ser compatibles con la estructura cambiante, así como con el ambiente de negocios de los Usuarios Calificados⁽¹⁾ para lograr comportamientos eficientes en términos de patrones de consumo, elección de recursos energéticos, inversiones en generación de electricidad, etc.

Los Usuarios Calificados representan más de la mitad del consumo total y son los que ya tienen posibilidad, o la tendrán en unos meses, de participar en el mercado eléctrico mayorista. Por ello, en este artículo nos enfocamos en ellos.

Antes de la reforma, la tarifa de venta de energía eléctrica de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) marcaba la oportunidad para el autoabasto. Los privados que podían generar electricidad a un precio menor a la tarifa de la CFE la vendían en su sociedad de autoabastecimiento. El nivel tarifario de la CFE permitió que la generación en la modalidad de autoabastecimiento creciera 42% en una década; al inicio de la reforma, en 2014, representaba ya el 6.5% de la generación total. Así, en ese período el consumo autoabastecido incrementó 73%, y en 2014 representaba 14% del consumo nacional de energía eléctrica.⁽²⁾ En la misma década, el precio medio de la energía eléctrica⁽³⁾ en el sector industrial incrementó 85.4%, alcanzando \$162 centavos de pesos por kilowatt hora (cent/kWh)⁽⁴⁾.

Ahora, con la Reforma Eléctrica, la tarifa va a definir si los privados pueden competir con la CFE y por ello, es clave para el éxito de la reforma.

Idealmente, las tarifas deben reflejar los costos subyacentes y se deben modificar cuando éstos se modifican. Sin embargo, en México como en muchos otros países, las tarifas se han utilizado históricamente como instrumento político, se han tomado medidas para su reducción en sectores específicos o en determinadas re-

giones del país (ej. estados cálidos) por considerarlo conveniente, lo que ha dado como resultado tarifas que no reflejan los costos y subsidios cruzados o ineficientes. Idealmente, las tarifas eléctricas deben ser comercialmente viables y dar señales adecuadas a los consumidores del costo de proporcionar el servicio. Esto es importante tanto para la eficiencia como para la equidad y también para la competencia. Las tarifas correctas incentivan a los consumidores a tomar decisiones eficientes sobre el uso de la energía.

Según cifras oficiales, en el período 2015-2029 se requieren \$2.1 billones de pesos⁽⁵⁾ en inversiones en generación, transmisión y distribución, para satisfacer la demanda de energía eléctrica. Si queremos incentivar las inversiones en el sector eléctrico, las tarifas deben ser lo suficientemente altas y la regulación predecible para proporcionar un retorno razonable de la inversión (incluso si los "inversionistas" son los ciudadanos de México, como en el caso de la CFE) y el ingreso debe ser el suficiente para permitir el adecuado mantenimiento y ampliación del sistema.

El sector industrial representa alrededor del 58% de las ventas internas de energía eléctrica. El precio medio de energía eléctrica para estos Usuarios Calificados (empresa mediana y gran industria) alcanzó su máximo histórico en febrero de 2014 (\$170 cent/kWh), a

⁽¹⁾ Actualmente son los centros de carga con demanda mayor o igual a 1MW. Se pueden agregar centros de carga para alcanzar el nivel de demanda requerido que pertenezcan a un grupo de interés económico, siempre que registren cuando menos una demanda de 25 kilowatts.

⁽²⁾ Prospectiva del Sector Eléctrico 2015-2029. Secretaría de Energía (SENER), México, 2015.

⁽³⁾ El precio medio de la energía eléctrica en un sector dado se obtiene al dividir los ingresos por ventas entre la energía vendida en dicho sector. Las tarifas para el suministro y venta de energía eléctrica se componen de diferentes cargos, como el cargo por demanda (\$/kW) y el cargo por energía (\$/kWh).

⁽⁴⁾ Sistema de Información Energética: SENER (SIE). Precio medio anual de energía eléctrica.

⁽⁵⁾ Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) 2015-2029. SENER, México, 2015.

* Elvira Creel es Consultora en NERA en México, con experiencia en el sector energético (gas natural y electricidad) desde 1992. Ha trabajado en la Secretaría de Energía, en Pemex Gas y Petroquímica Básica, en PMI Comercio Internacional y en la empresa de consultoría Enersa S. C. Verónica Irastorza es Principal en NERA Economic Consulting. Fue Subsecretaria de Planeación y Transición Energética de México e investigadora en la Universidad de California en Berkeley. Ha trabajado en el grupo de energía de NERA por más de 10 años.

partir de entonces inició una tendencia a la baja y a enero de 2016 disminuyó 30%, y llegó al nivel de \$119 cent/kWh. (Ver Gráfica 3).

El Mercado Eléctrico Mayorista, en una forma simplificada, inició operaciones los últimos días de enero de 2016 y aún no tiene un efecto en las tarifas. Los precios del MEM, deberán fijar, junto con los contratos bilaterales, el componente de generación de las tarifas. Si el mercado no ha tenido efecto ¿Por qué han bajado las tarifas? Las tarifas no han bajado como efecto de la reforma al sector eléctrico, las tarifas han bajado por la reducción del precio de los combustibles utilizados por CFE para la generación de electricidad, por el incremento en el uso del gas natural en el portafolio de generación y por las decisiones de política que determinaron la aplicación de diversas medidas de ajuste tarifario.

Por otro lado, CFE ha reportado pérdidas financieras en los últimos años, por lo que no parece razonable que se sigan aplicando medidas para disminuir las tarifas, si la empresa productiva del estado reporta números rojos. Por ejemplo, sus pérdidas netas en 2015 fueron de 93 mil 912 millones de pesos, el doble de las pérdidas en 2014.⁽⁶⁾

Antecedentes

La Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, abrogada en agosto de 2014 con la emisión de la Ley de la Industria Eléctrica, establecía que la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), con la participación de las Secretarías de Energía y de Economía y a propuesta de CFE, fijara las tarifas, su ajuste o reestructuración, de manera que tiendan a cubrir las necesidades financieras y las de ampliación del servicio público, y el racional consumo de energía.

De acuerdo con dicho procedimiento, las tarifas se ajustan mensualmente. Las residenciales (excepto la de alto consumo), agrícola y de servicio público, se ajustan mediante factores fijos que generalmente se autorizan en forma anual, mediante acuerdos específicos con base en la inflación esperada. El resto se ajusta con un procedimiento automático, mediante el que se obtienen incrementos o decrementos a los cargos tarifarios, derivados de los movimientos del costo total de la generación de la energía eléctrica, considerando los combustibles fósiles utilizados y otros factores de costo.

De conformidad con la Ley de la Industria Eléctrica, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) debe expedir, las metodologías para determinar el cálculo y ajuste de las tarifas reguladas para los servicios de transmisión, distribución, operación de los Suministradores de Servicios Básicos, operación del CENACE y Servicios Conexos no incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista.⁽⁷⁾ El Ejecutivo Federal podrá determinar, mediante acuerdo, un mecanismo de fijación de tarifas distinto al de las tarifas finales las tarifas finales del Sumi-

nistro Básico que determine la CRE, para determinados grupos de Usuarios del Suministro Básico, en cuyo caso el cobro final hará transparente la tarifa final que hubiere determinado la CRE.⁽⁸⁾

Las mejores prácticas tarifarias, incluyen el llevar un sistema de cuentas regulatorias, las cuales son la base para determinar el requerimiento de ingresos y el diseño de tarifas con base en modelos de costos marginales. Las cuentas regulatorias son las cubetas que permiten asignar costos a las funciones correspondientes y posteriormente a las tarifas, es decir, si se contrata a personal para mantener las líneas de transmisión, sus sueldos se deben repercutir en las tarifas de transmisión. Este minucioso desglose de los costos no se ha dado en CFE desde los años noventa. Y ahora, bajo la reforma, donde las tarifas se deben separar, se vuelve indispensable. De otra manera, CFE podría asignar costos que corresponden a áreas competitivas, como generación, a las áreas monopólicas, como transmisión, creando subsidios cruzados entre actividades. Este ejercicio es también clave para la separación de las empresas subsidiarias y filiales de CFE.

La CRE tiene un reto muy importante. La reforma del sector eléctrico requiere nuevas políticas tarifarias y procedimientos, incluyendo ajustes en los subsidios. El desarrollo de un mercado eléctrico competitivo, así como de empresas de transmisión y distribución comercialmente viables y, finalmente, el desarrollo adecuado de la industria eléctrica.

Procedimiento de ajuste automático a las tarifas

Los ajustes automáticos a las tarifas se usan internacionalmente para permitir a las empresas subir o bajar las tarifas sin la necesidad de una revisión tarifaria completa (*rate case*), como respuesta a cambios en los costos del servicio. Tradicionalmente, los costos que califican para ser parte del ajuste automático tienen las siguientes características: están fuera de control de la empresa eléctrica, representan un componente significativo del costo total y son volátiles e impredecibles.⁽⁹⁾

Internacionalmente, las revisiones tarifarias se realizan cada 4 a 6 años y entre revisiones, se utilizan los ajustes automáticos. En México, no ha habido una revisión tarifaria profunda en décadas. En 1997 se establecieron procedimientos para ajustar las diferen-

⁽⁶⁾ Comisión Federal de Electricidad, Estados Financieros Consolidados por los años que terminaron el 31 de Diciembre de 2015 y 2014.

⁽⁷⁾ A la fecha, la CRE ya ha expedido las tarifas que aplicará la CFE por los servicios públicos de transmisión y distribución de energía eléctrica de 2016 a 2018 y las tarifas de operación del CENACE para el año 2016.

⁽⁸⁾ Ley de la Industria Eléctrica, Artículos 138 y 139.

⁽⁹⁾ Robert Burns, Current PGA and FAC Practices: Implications for Rate-making in Competitive Markets, National Regulatory Research Institute, noviembre 1991.

Tabla 1. Ejemplo del efecto del ponderador Beta en los cargos de la tarifa

Tarifa:	DAC, 2 y 7	3	O-M	H-M y HMC	H-S y H-T	HS y H-T	H-SL y H-TL	HSL y H-TL
Beta	0.35	0.64	0.72	de punta	de semipunta	de punta	de semipunta	de punta
Factor de Ajuste:	1.035	1.060	1.067	0.46	0.65	0.39	0.75	0.55
Cargo por energía consumida (\$/kWh):	2.070	2.120	2.133	1.045	1.061	1.039	1.069	1.052
				2.089	2.122	2.077	2.139	2.104

tes tarifas. Las tarifas de energía eléctrica en alta tensión, media tensión y en el sector doméstico, las de alto consumo o DAC, se ajustan cada mes mediante un procedimiento “automático” o factor de ajuste mensual que se estableció con el objeto de que éstas reflejaran las variaciones de los precios de los combustibles y la inflación nacional (índice de precios productor), tanto al alza como a la baja. Esta fórmula intenta reflejar también, la canasta de combustibles utilizados por CFE para la generación de electricidad, mediante un coeficiente que se ajusta conforme se modifica la canasta. Es decir, el ajuste intenta que la tarifa refleje los costos reales incurridos, tanto por cambios en los precios de los combustibles, como por el uso de combustibles diferentes, por ejemplo, más combustóleo cuando no hay gas natural disponible o cuando una mayor disponibilidad de energía hidroeléctrica desplaza a los combustibles fósiles.

El factor de ajuste mensual (FA_m) es una suma de dos factores: el Factor de Ajuste por Combustibles (FAC_m) y el Factor de Ajuste por Inflación (FAI_m), que se ponderan con los coeficientes Beta y Gamma:

$$FA_m = \beta \times [\gamma \times FAC_m + (1 - \gamma)] + (1 - \beta) \times FAI_m$$

Gamma (γ) es la fracción del costo total de energéticos representada por los combustibles fósiles (no incluye uranio). Tiene un valor de 0.983, el cual ha estado vigente desde que se introdujo la fórmula del factor de ajuste mensual (diciembre de 2007).

Beta (β) se determina por la participación de los costos de los combustibles en cada cargo tarifario (por demanda y por consumo) y varía según el tipo de tarifa y el cargo. Hay más de 25 tarifas de uso general que se aplican a los sectores industrial, comercial y de servicios y a cada una se le aplican cargos por demanda y por consumo de energía, a los que se les aplica una Beta distinta:

- Los cargos fijos y por demanda tienen una Beta igual a cero, por lo que sólo se ajustan por inflación. Esto tiene una lógica, ya que los cargos fijos son aquellos que no cambian al cambiar el consumo y por ende, no varían con los precios de los combustibles;
- los cargos por energía intermedia y de base de las tarifas horarias tienen una Beta igual a uno, por lo que sólo se les aplica

el factor de ajuste por combustibles; y,

- otros cargos por energía consumida, como las tarifas DAC, 2, 3, 7, HS y HT, etc., tienen Beta de entre 0.35 y 0.75. El valor menor se aplica a los cargos de las tarifas en baja tensión DAC, 2 (usuarios con demanda de hasta 25 kW al mes) y 7 (tarifa temporal), y el valor mayor se aplica a los cargos de las tarifas de alta tensión en nivel de transmisión y subtransmisión, de alta utilización o factor de carga alto, como las H-SL y H-TL, en período de semipunta.

La lógica de esta distribución es que los usuarios que consuman energía en períodos críticos de generación absorban mayor parte del costo variable o del costo de los combustibles. Idealmente, los ajustes se deberían hacer de acuerdo al momento de consumo y no al nivel de tensión. Además, la diferencia entre estos dos valores es muy grande y no es claro que con esto CFE esté logrando la distribución de costos que requiere. Por ejemplo, al cargo por energía de la tarifa 3 se le aplica una Beta de 0.64, es un servicio en baja tensión como el de la tarifa 2 que se aplica por lo general a pequeños establecimientos comerciales y de servicios, pero con demanda de más de 25 kW al mes y, por otro lado, los cargos por energía de la tarifa de alta tensión HS y HT en período de punta tienen una beta de 0.39.

Ejemplo: Para efectos ilustrativos, supongamos que en el mes de enero el cargo por energía de todas las tarifas fue de \$2.00 pesos/kWh. En el mes de febrero los factores de ajuste por combustibles y por inflación fueron: $FAC=1.0922$ y $FAI= 1.0053$. El factor de ajuste (FA) para el mes de febrero para cada cargo tarifario será diferente, de acuerdo a la Beta que le aplica y, por ello el cargo por energía varía según la Beta: (ver tabla 1)

El factor de ajuste por combustibles (FAC) se obtiene mensualmente con base en el índice de costos de los combustibles (ICC_m), que se calcula como una suma ponderada de los precios de los combustibles (canasta de 5 combustibles):

$$FAC_m = \frac{ICC_{m-1}}{ICC_{m-2}} \quad ICC_m = \sum_{c=1}^5 \alpha_c \times P_{c,m}$$

El ICC utilizado en el factor de ajuste FAC tienen un mes de

rezago, es decir el FAC para octubre de 2015 se calculó dividiendo el ICC de septiembre de 2015 entre el ICC de agosto de 2015.

Coefficiente Alfa (α_c) del combustible c, es el peso que se le da en el ICC al precio de cada uno de los 5 combustibles fósiles utilizados en la generación de energía eléctrica e incluye el factor de conversión a energía de las unidades de cada combustible. CFE calcula los coeficientes Alfa cada año en el mes de abril con base en el balance de energía eléctrica del Sector Eléctrico Nacional del año calendario inmediato anterior: Consumo de combustibles y generación de electricidad de las centrales térmicas, sin incluir generación nuclear. Los valores vigentes de los coeficientes que se utilizan en el índice para cada uno de los combustibles son los siguientes: ⁽¹⁰⁾

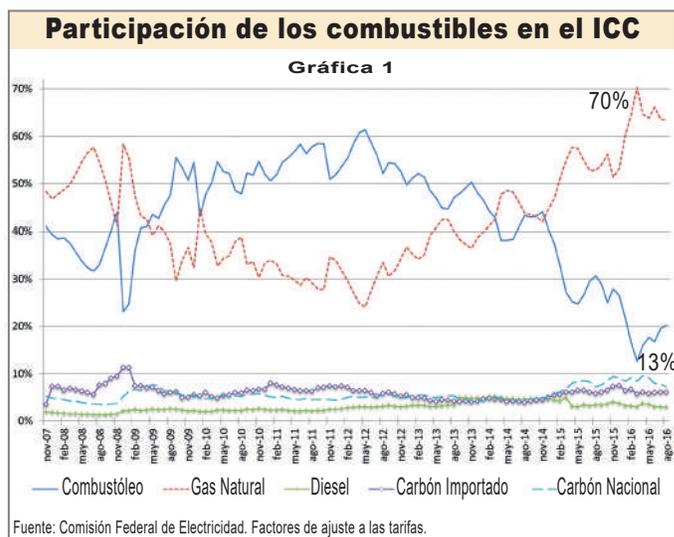
Tabla 2 Ponderadores Alfa en el ICC

α de combustóleo =	0.0365
α de gas natural =	1.4398
α de diésel industrial =	0.0023
α de carbón Importado =	0.1966
α de carbón nacional =	0.2026

Precio del combustible c en el mes m ($P_{c,m}$), en pesos por unidad de cada combustible (precio del combustóleo en pesos por metro cúbico, precio del gas natural en pesos por gigacaloría, etc.).

El índice de costos de los combustibles es reflejo de tres aspectos de la generación de electricidad: la eficiencia térmica, la mezcla de los combustibles y sus precios.

La participación de cada uno de los 5 combustibles en el ICC varía cada mes por el efecto que tiene el nivel de precios en dicho índice. En la Gráfica 1 se muestra cómo ha ido cambiando dicha participación durante los años. Aunque el coeficiente Alfa se mantuvo fijo, se puede observar la influencia del precio de cada uno de los combustibles en el ICC. En 2012 el gas natural llegó a tener un peso en el ICC de 25% y el combustóleo de 61%. Esta diferencia fue disminuyendo, hasta que el peso en el ICC de estos 2 combustibles llegó a mantenerse casi al mismo nivel, alrededor de 40%, de agosto a noviembre de 2014; posteriormente el gas natural fue ganando terreno, hasta que en marzo de 2016 llegó a su mayor participación en el ICC con 70%, y el combustóleo a su menor participación con 13%. Posteriormente, disminuyó la participación del gas natural e incrementó la del combustóleo.



Cambios recientes de la fórmula de ajuste

La fórmula de ajustes empezó en 1992 con el esquema de precios de transferencia y costo de oportunidad para “reflejar adecuadamente los costos de la operación y desarrollo del sistema eléctrico”.⁽¹¹⁾ En los últimos años, esta fórmula ha sufrido modificaciones como las que se describen a continuación:

Los coeficientes Alfa se mantuvieron fijos de 2006 a 2011. En 2011 la SHCP emitió un acuerdo para que en abril de cada año se actualizaran los coeficientes Alfa con base en la información del año calendario previo, a fin de que los muestren la información más reciente tanto de la composición del parque generador del Sistema Eléctrico Nacional, como del consumo de combustibles y de la eficiencia en la generación.

En abril de 2013 la SHCP determinó diferir dicha actualización, debido a que coincidiría con incrementos del precio del gas natural derivados de las variaciones en las referencias internacionales y con el impacto por condiciones temporalmente desfavorables en la importación de gas natural licuado. Especificando que el diferimiento sería hasta que se revirtieran los factores temporales señalados.

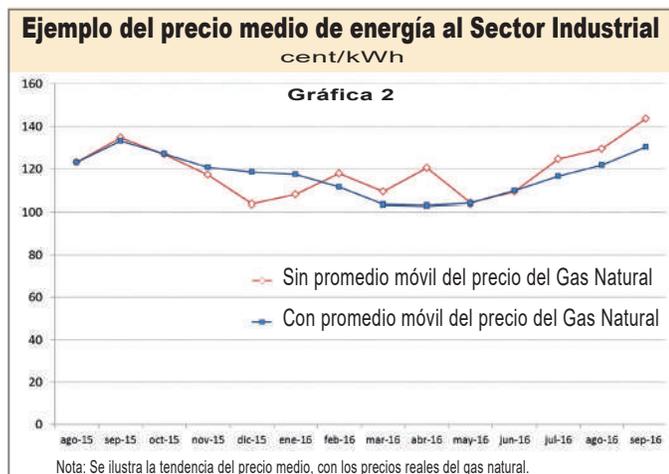
El 1 de octubre de 2013 la SHCP determinó aplicar la actualización de la fórmula, ya que al reducirse la volatilidad de los precios internacionales de los combustibles fósiles utilizados en la generación de energía eléctrica, consideró conveniente la aplicación de los coeficientes Alfa actualizados para el cálculo del índice de costos de los combustibles a partir del mes de septiembre de ese año.

En febrero de 2014 se aplicó una medida tarifaria adicional, se determinó modificar el precio de referencia del gas natural que se utiliza en el índice de costo de los combustibles para el ajuste de las tarifas eléctricas, y que éste considerara el promedio móvil de los últimos seis meses, con el fin de reducir el impacto en las tarifas por los incrementos mensuales del precio de referencia del gas

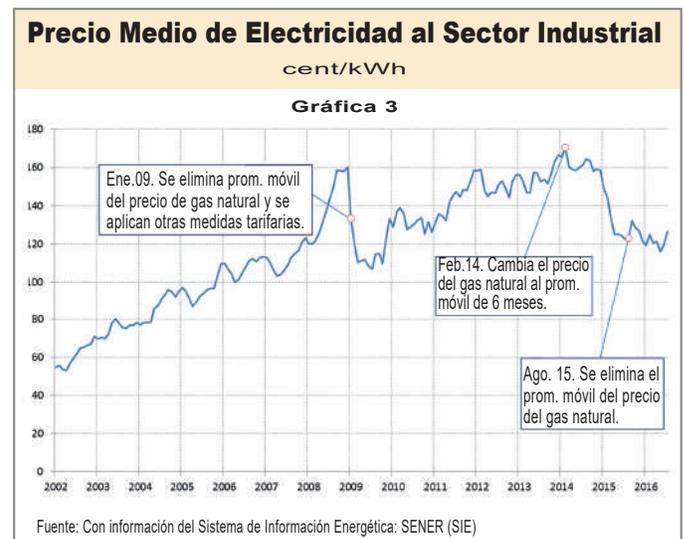
natural, debido a las condiciones climáticas adversas registradas en los Estados Unidos. Con esta medida se frena la tendencia al alza y, a partir de septiembre de 2014, el precio medio de electricidad al sector industrial registró 12 meses consecutivos a la baja (ver Gráfica 3).

Finalmente, la medida más reciente, que aún se encuentra en vigor, se dio en agosto de 2015, con la actualización de los coeficientes Alfa con base en la información disponible de consumo de combustibles y generación al cierre de 2014 y la eliminación del promedio móvil en el precio del gas natural. Esta medida, aceleró la baja en las tarifas, al dar mayor peso al precio del gas natural en el índice de precios de los combustibles y aprovechar el efecto de los bajos precios internacionales del gas natural al eliminar el promedio móvil de la fórmula del ICC. En dicho acuerdo tarifario (Acuerdo 16/2015), la SHCP determinó que el utilizar el promedio móvil del precio del gas natural no era adecuado, al declarar en los considerandos: "Que la incorporación del promedio móvil señalado, suavizó el efecto de la volatilidad del precio del gas natural sobre las tarifas eléctricas, pero debilitó la señal de mercado de gas natural que se transmitía a los usuarios al amortiguar los incrementos o reducciones en el precio"⁽¹²⁾.

De mantenerse el promedio móvil, la tarifa hubiera mostrado una tendencia a la baja menos pronunciada por algunos meses, ya que al aplicar el promedio móvil se disminuye la volatilidad, es decir se "suavizan" los cambios en los precios. En la Gráfica 2, se presenta un ejemplo ilustrativo de cómo se hubiera observado el precio medio de la electricidad al sector industrial, de mantener en la fórmula del FAC el promedio móvil del precio del gas natural; se utiliza como punto inicial el precio medio real de agosto de 2015 y se estima el de los meses siguientes aplicando el FAC que se calcula con los precios reales del gas natural con y sin el promedio móvil de los últimos 6 meses. Se observa que sin el promedio móvil la tarifa registró niveles más bajos más pronto que de haber mantenido el promedio móvil.



En la Gráfica 3 se muestra el comportamiento del precio medio de energía eléctrica de 2002 a abril de 2016 y se identifican algunos momentos clave en los que las medidas tarifarias que se han utilizado cambiaron la tendencia de los precios. Se observa la pronunciada tendencia al alza en el precio de 2002 a 2008, cuando llegó a más del triple de su valor (de alrededor de \$55 cent/kWh a \$160 cent/kWh). En enero de 2009 se establecen diversas medidas para adelantar los efectos en las tarifas eléctricas de la baja de los precios de referencia de los combustibles en el mercado internacional, como eliminar el promedio móvil de 4 meses en el precio del gas natural y en el índice de precios productor que se utilizaban en la fórmula de ajuste. Estas medidas estuvieron relacionadas con brindar apoyo a la industria para atenuar los efectos de la crisis económica de 2008, al acelerar la disminución en las tarifas de energía eléctrica, a los tres meses de la aplicación de la medida, el precio disminuyó 31%.



En la Gráfica 4 se comparan los precios medios de energía eléctrica en el sector industrial en México y en el estado de Texas, en Estados Unidos (ambos en centavos de dólar por kWh). Se observa que de 2002 a 2008 los precios en las dos regiones mantenían una tendencia similar, pero siempre México arriba de Texas, diferencia que llegó a ser del doble a fines de 2008. A principios de 2009 se redujo la diferencia de precios, posiblemente como efecto de

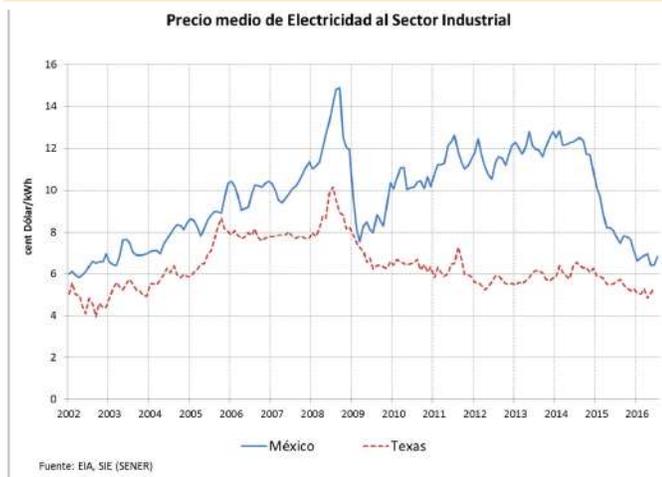
⁽¹⁰⁾ Acuerdo por el que se modifica el diverso por el que se modifican las disposiciones complementarias a las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica números 7 y 10 que se indican (Acuerdo 16/2015). Diario Oficial de la Federación, 28 de agosto de 2015.

⁽¹¹⁾ Artículo 31 de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (Párrafo reformado DOF 23-12-1992).

⁽¹²⁾ Op. cit.

la medida tarifaria de eliminar el promedio móvil del precio del gas natural, pero los precios no siguieron la misma tendencia y se volvieron a separar, mientras en Texas oscilaron alrededor de \$6 centavos de dólar/kWh en México volvieron a subir y de 2011 a 2014 oscilaron alrededor de los \$12 centavos de dólar/kWh, situación que afectaba la competencia de la industria de México. Las medidas tarifarias que se implementaron en 2014, ayudaron a reducir rápidamente esta diferencia, que además se ha visto beneficiada por la depreciación del peso: En pesos el precio medio en México pasó de \$170.43 centavos de peso/kWh en febrero de 2014 a \$116.02 centavos de peso/kWh en mayo de 2016, cuando llegó a su mínimo nivel. En dólares en el mismo período pasó de \$12.83 a \$6.39 centavos de dólar/kWh. Una reducción de 50% en dólares contra 32% en pesos.

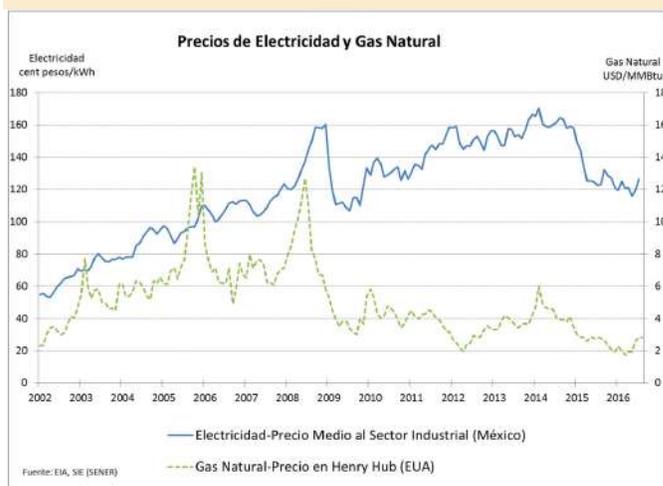
Gráfica 4



Finalmente, para ilustrar la relación entre el precio de la electricidad y el del gas natural, en la Gráfica 5 se presenta el precio medio de electricidad al sector industrial en México, en centavos de peso por kWh, y el índice de Henry Hub, en dólares por MMBtu, como referencia del precio del gas natural en Estados Unidos y en México. Se pueden observar unos períodos en que los precios llevan la misma tendencia y

otros en los que no, esto se debe a cómo ha ido cambiando durante los años el peso que tiene el precio del gas natural en la fórmula de ajuste de las tarifas, así como a las medidas de ajuste antes mencionadas, que solo en algunos períodos se aplicaron para atenuar en las tarifas el alza de los precios de los combustibles con la aplicación del promedio móvil del precio del gas natural.

Gráfica 5



En resumen, podemos decir que el comportamiento de las tarifas de energía eléctrica en México es resultado de las medidas de ajuste, que más bien han sido medidas de apoyo a los diferentes sectores del país, para atenuar los efectos que el precio de la electricidad tiene en las cadenas productivas.

La baja en los precios internacionales de los combustibles sólo explica parcialmente los ajustes en las tarifas durante 2015 y la primera mitad del 2016, ya que se han tomado decisiones políticas para ajustarlas. En cuanto a la Reforma Eléctrica, ésta aún no tiene un impacto en las tarifas. El Mercado Eléctrico Mayorista inició operaciones a fines de enero de 2016, con un único oferente (CFE), la primera y segunda subastas de largo plazo se adjudicaron este año y si bien se obtuvieron precios muy competitivos, sus efectos no se verán hasta 2018 cuando empiecen a entregar la energía y será para el Servicio de Suministro Básico. ●



ENTRA CHEVRON-TEXACO A MERCADO DE GASOLINAS EN MÉXICO



La marca Chevron-Texaco entrará al mercado de las gasolinas en México en el segundo semestre de 2017 de la mano de la empresa mexicana FullGas bajo el esquema de franquicias. Sebastián Figueroa, director general de FullGas, empresa con operaciones en Campeche, Yucatán, Quintana Roo y Centro América, informó que están llevando a cabo los estudios de mercado para determinar el número de estaciones de servicios que instalarán en el país. Por su parte, Jesús Montoya, director de Operaciones de la mexicana, resaltó que Chevron-Texaco es la segunda empresa petrolera más grande de Estados Unidos y explicó que sus ventajas tecnológicas, de calidad y de precio redundarán en beneficios para los consumidores. ■

LICENCIA SOCIAL Y LINEAMIENTOS DE ASEA, TEMAS DE INTERÉS EN LA INDUSTRIA: DAVID ATHERTON



Licencia social para proyectos energéticos y lineamientos de la ASEA en materia de seguros para las actividades de extracción y producción de hidrocarburos son los temas de mayor interés para la industria energética en México, según se desprende del "2do. Simposio de Energía Aon 2016". Respecto a la primera, es de suma importancia anticipar que los desarrolladores estén perfectamente bien asesorados, hacer bien la Manifestación de Impacto Social y llevar a cabo a conciencia el trabajo con las comunidades, los ejidatarios y con toda la gente que tiene un interés en el lugar específico para no tener problemas que pongan en riesgo el proyecto, aseguró David Atherton, Director para la Práctica de Energía de México y Latinoamérica de Aon. Agregó que es indispensable dar el tiempo necesario a estas negociaciones porque entablar una relación personal con un grupo toma tiempo, requiere de "mano izquierda" y delicadeza. El directivo abundó en que las negociaciones tienen que llevarse a cabo en un marco de transparencia, honestidad y con beneficio para todos. Relativo a los requerimientos de la ASEA sobre los seguros para la extracción y producción de hidrocarburos, Atherton explicó que fueron hechos tratando de tomar las mejores prácticas a nivel mundial y para asegurar la continuidad de la reforma energética ante la posibilidad de algún accidente operativo o ambiental. Entonces, señaló, ciertamente se establecieron unos límites y coberturas obligatorios "bastante exigentes" para los operadores. La conclusión, dijo, es pensar que esto no es simplemente en aras de cumplimiento de un trámite legal, sino que la protección atrás de estas coberturas sea de primer nivel para que, en el caso remoto de que haya un accidente, exista la solidez financiera atrás de esa operación con el fin de hacer frente a cualquier daño que pudiera ocurrir. Ante estos dos temas torales, David Atherton insistió para "Energía a Debate" en que es de suma importancia "asesorarse con gente de probada experiencia, que sabe lo que está haciendo, que tiene un currículum de éxito en el pasado y no escatimar ni recursos ni tiempo en esto" y puntualizó en que no se trata de adquirir un seguro. "La gran diferencia es que no es un tema de venta de seguros. Es un tema de consultoría y asesoría para mejorar las probabilidades de que tu negocio prospere y el flujo de caja del negocio no se vea afectado después de un evento adverso", concluyó. ■

GE FIRMA ACUERDO DE COOPERACIÓN PARA APOYAR EL PLAN DE INFRAESTRUCTURA DEL PAÍS



GE firmó un Acuerdo de Cooperación con el Gobierno Mexicano, en apoyo al plan gubernamental de alcanzar US\$130 mil millones de dólares en inversiones en infraestructura para el sector energético en los próximos cinco años, como resultado de la reforma energética. Como parte de este esfuerzo, GE se enorgullece al anunciar que trabajará junto con el grupo KALOS EOLOS; quien ha contratado un proyecto eólico de 200 MW en Parras de la Fuente, Coahuila. Este proyecto representa una inversión de KALOS EOLOS en el creciente mercado de energía renovable, superior a los US\$350 millones de dólares. El continuo desarrollo del Centro de Ingeniería Avanzada de GE en Querétaro, un centro del más alto nivel en el mundo, donde más de 1800 ingenieros trabajan en las últimas

tecnologías en energía, aviación, petróleo y gas, ha permitido que la empresa desarrolle productos de clase mundial y genere un robusto ecosistema de innovación capaz de profundizar en sus relaciones comerciales a nivel mundial. Con sus 17 plantas de manufactura en el país, y cerca de 11,000 empleados, la compañía contribuye con más de US\$2 mil millones de dólares anuales en exportaciones de México, cifra que va a la par con lo que GE vende en el país. Como parte de la celebración por el 120 aniversario de GE en México, Jeff Immelt, Presidente y CEO de GE, refrendó el compromiso de la compañía con el país y reforzó los planes de la transnacional para seguir contribuyendo con el desarrollo de México. "GE ha participado activamente en el desarrollo de México a lo largo de estos 120 años y seguimos comprometidos con el país", dijo Immelt. ■

TECNOLOGÍAS AGRIBEST, GANADORA DEL CLEANTECH CHALLENGE 2016



Tecnologías Agribest fue la empresa ganadora del concurso de empresas verdes CleanTech Challenge México 2016 (CTCM), organizado por The Green Momentum, en su séptima edición en nuestro país. Tecnologías Agribest defendió su propuesta ante distintos especialistas en temas de innovación, emprendimiento y sustentabilidad durante las diferentes fases de eliminación en que consistió el concurso, al contar con un modelo de negocios viable basado en una solución tecnológica a problemas ambientales. Esta empresa se dedica al desarrollo de productos biotecnológicos que modifican el metabolismo y fisiología de las plantas para incrementar su rendimiento. Como segundo lugar fue premiada la empresa Ecofix Ingeniería e Infraestructura, al ofrecer una solución a la problemática de fugas de agua, en tanto que el tercer lugar fue para StelaGenomics México que desarrolla tecnología para la reducción el uso de agroquímicos e incrementar la productividad del campo. Asimismo, se entregaron diversos reconocimientos a participantes sobresalientes de este concurso que promueve el desarrollo de soluciones tecnológicas para problemas ambientales aplicables en México. Entre los premios se incluyeron becas para posgrados, horas de consultoría, así como un premio en efectivo por \$250,000, entre otros; además de tener la oportunidad de recibir inversión por parte de fondos de capital privado con una capacidad de coinversión de hasta 30 millones de dólares. ■

CREA IMP PRODUCTOS MULTIFUNCIONALES PARA FACILITAR LA EXTRACCIÓN DE CRUDOS PESADOS



El Instituto Mexicano del Petróleo desarrolló productos químicos multifuncionales que pueden aplicarse directamente en el yacimiento, con el propósito de extraer y transportar mejor los crudos pesados, en el

la caracterización reológica tiene un papel relevante. La aplicación en específico de estos productos se realiza directamente en el yacimiento, donde se tienen efectos sobre la distribución de los fluidos existentes. Con estos productos químicos se ofrecen los servicios como: remover el daño que tiene la formación, permitir que el crudo que fluye a través del pozo tenga mayor movilidad, y asegurar otros factores como evitar la formación excesiva de sales y su incrustación en las tuberías, que forman un tapón que no permite el flujo del aceite, agregó. Estos productos son base-agua, por lo que proporcionan la versatilidad de aplicarse reduciendo costos y disminuyendo el impacto ambiental para evitar el manejo de solventes orgánicos durante ese tipo de tratamientos. Entonces, podemos tomar simplemente el agua de mar o agua fresca para la operación y disminuir el impacto ambiental. ■

IBERDROLA MÉXICO ENTREGA PREMIOS A LOS PROVEEDORES DEL AÑO 2016



IBERDROLA
Queremos ser tu energía

Iberdrola México entregó por primera vez los Premios al Proveedor del Año 2016, cuyo propósito es reconocer el servicio y compromiso de sus proveedores con el desarrollo y operación de la empresa. Estos

premios buscan distinguir la calidad, la innovación, creación de empleo, el respeto al medio ambiente y la prevención de riesgos laborales, atributos que contribuyen a la consecución de objetivos de Iberdrola en nuestro país. Iberdrola México, además, valora y reconoce la ética y transparencia de sus proveedores. Los Premios Iberdrola al Proveedor del Año 2016 constaron de las siguientes categorías: Calidad y respuesta del servicio; Competitividad e Innovación; Seguridad y Salud, Medioambiente, Responsabilidad Social Corporativa (RSC), Premio al mejor Proveedor de Servicios No Energéticos, Premio al mejor Proveedor de Servicios Energéticos y Premio al mejor Proveedor de Equipos. Entre los principales galardonados, se encuentra Mitsubishi Hitachi Power Systems, que fue galardonada con el premio a mejor proveedor de equipos, reconociendo así la contribución de dicha empresa para la adjudicación a Iberdrola de los proyectos IPPs de Escobedo (850 MW) y Topolobampo II (887 MW). Sapco Energía obtuvo el galardón de mejor proveedor de Servicios Energéticos y la filial de la Comisión Federal de Electricidad, CFE CPTT, fue galardonada con el premio a mejor Calidad y Respuesta del Servicio. Como mejor proveedor de Responsabilidad Social resultó ganadora la empresa Holcim. ■

EMPRESAS BRITÁNICAS DE PETRÓLEO Y GAS BUSCAN INVERTIR EN MÉXICO



Embajada Británica
en México

Una delegación de empresas británicas llegó a México para tener la oportunidad de responder a las necesidades y retos de la actual implementación de la reforma energética. La Embajada de Reino Unido en nuestro país informó que la delegación está conformada por empresas que proporcionen tres tipos de servicios o productos:

tecnologías submarina (subsea), perforación y eficiencia, y midstream (particularmente enfocados en gasoductos). Las empresas de subsea pueden impulsar a México a desarrollar sus recursos en aguas profundas, ya que el Reino Unido produce entre el 45% y 50% de la tecnología submarina del mundo. Las empresas de perforación y eficiencia podrán proveer soluciones para los operadores con problemas de este tipo para reducir precios, en tanto que las empresas de midstream buscarán satisfacer una creciente demanda por tecnología y eficiencia en el contexto de la implementación del Plan Quinquenal para la Expansión del Sistema Nacional para el Transporte y Almacenamiento de Gas Natural. Se espera una inversión de más de 400 mdd realizada por un consorcio integrado por Premier Oil, operador independiente británico junto con Sierra Oil and Gas y Talos Energy, quienes fueron ganadores de dos contratos de aguas someras en la ronda uno de licitaciones y para 2016, se estima que haya una inversión de más de 90 mdd en exportaciones de Reino Unido a México en servicios y productos del sector una vez que se hayan otorgado las licencias y contratos de aguas profundas. A tres meses de la convocatoria de licitación para aguas profundas en el Golfo de México (Ronda 1.4), empresas como BP, Shell, Exxon, Chevron, Statoil, entre otras, se esforzarán por conseguir licencias de exploración y producción. ■

ENOVA ADQUIRIRÁ EL PARQUE EÓLICO VENTIKA



Infraestructura Energética Nova, a través de una de sus subsidiarias, firmó un contrato de compraventa para la adquisición del 100% del capital de los parques eólicos Ventika I y Ventika II, que en conjunto conforman "Ventika", cuyos socios mayoritarios son

Blackstone Energy Partners y fondos privados de inversión, así como Fistera Energy, una empresa propiedad de fondos administrados por Blackstone, y otros socios minoritarios. Carlos Ruiz Sacristán, Director General y Presidente del Consejo de Administración de IEnova, señaló que "la operación está alineada con el plan estratégico de la empresa que busca generar crecimiento en el corto y mediano plazo y reafirma su disciplina de invertir en activos contratados a largo plazo y denominados en dólares. Anticipamos que al cierre de la transacción, y por tratarse de un activo en operación, el proyecto contribuirá de forma significativa e inmediata en las utilidades de IEnova". Ventika está integrado por 84 aerogeneradores, con una capacidad instalada de 252 MW, consolidándolo como el parque eólico más grande de México y uno de los más grandes en Latinoamérica. Los parques son adyacentes entre sí, se encuentran localizados en el municipio de General Bravo, en el estado de Nuevo León y fueron desarrollados por Fistera Energy y Cemex, esta última se mantendrá como administrador del parque. El valor de la transacción es de aproximadamente 852 millones de dólares integrado por el precio de compra de 375 millones de dólares más el monto del financiamiento por aproximadamente 477 millones de dólares. ■

EN ALIANZA CON GNF, NATGAS INAUGURA PRIMERA ESTACIÓN DE GNV EN CELAYA



Celaya, Guanajuato, 24 de octubre.- Con una inversión de 400 millones de pesos Natgas y Gas Natural Fenosa (GNF) inauguraron en esta ciudad la primera estación de gas natural vehicular (GNV) y la primera del estado, como parte del plan conjunto 2016-2020 para Guanajuato. Este plan de inversiones incluye la construcción de por lo menos nueve estaciones Natgas en el estado, con abastecimiento de GNF, así como cuatro talleres de conversión y la creación de 300 empleos directos y 900 indirectos. Con este proyecto, la empresa originaria de Querétaro, ha logrado sustituir más del 40% del parque vehicular de transporte público en esa ciudad, contribuyendo a la reducción de 12 mil toneladas de CO₂ y otros contaminantes y el ahorro por más de 180 millones de pesos para sus usuarios. El gas natural vehicular tiene menos emisiones que los combustibles tradicionales: -10% a -25% de dióxido de carbono (CO₂); -99% de óxidos de azufre (SO_x); -80% de óxidos de nitrógeno (NO_x); y -95% de PM que son las partículas causantes de enfermedades respiratorias. Por otra parte, en vehículos ligeros se consiguen ahorros por kilómetro superiores al 50% en comparación con la gasolina magna. Por su parte, el ahorro en autobuses urbanos e interurbanos alcanza cifras cercanas al 40%. Además de la reducción de vibraciones y de nivel sonoro respecto al motor de ciclo diesel convencional. ■

PUBLICA LA OGMP SU PRIMER INFORME DE RESULTADOS DE REDUCCIÓN DE EMISIONES CONTAMINANTES



Londres, 18 de octubre.- La "Asociación Metano, Gas y Petróleo" (OGMP por sus siglas en inglés), perteneciente a la Coalición de Clima y Aire Limpio (CCAC por sus siglas en inglés), publicó su primer informe anual

en la conferencia Oil & Money de este año, una de las mayores reuniones de líderes de la industria del petróleo y el gas a nivel mundial. Este informe incluye una síntesis completa del primer año de actividades de sus seis empresas asociadas originales. El informe menciona que las empresas participantes están cambiando la manera en que controlan y reportan sus emisiones de gas metano. Mientras que estas empresas centraron su atención en realizar sondeos sobre las emisiones en las operaciones registradas para participar durante el primer año de la sociedad, algunas, a su vez, comenzaron a implementar las oportunidades de mejora que se habían identificado y en conjunto reportaron una reducción de aproximadamente 14 mil toneladas de gas metano en 2015. Según el índice de Potencial de Calentamiento Global a 20 años, esta cifra equivale a casi 1.2 millones de toneladas de CO₂ o a eliminar unos 74 mil vehículos de las carreteras durante un año. Eldar Sætre, Director Ejecutivo de Statoil, anunció la publicación de los informes durante su discurso inaugural en la conferencia del 18 y 19 de octubre en Londres. También informó que Engie E&P se encuentra en proceso de ser la novena empresa en unirse a la alianza de los actuales socios BP, Eni, Pemex, PTT, Repsol, Southwestern Energy, Statoil y Total. La producción de gas natural de las empresas socias de OGMP, aproximadamente, conforma el 10% a nivel mundial. La OGMP es una iniciativa donde intervienen tres sectores: empresas, el gobierno y la sociedad civil. Además de las empresas participantes, su directiva está conformada por el Fondo para la Defensa del Medio Ambiente (EDF); los gobiernos de Holanda, Noruega, el Reino Unido y los Estados Unidos así como el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente, en función de secretaria. Más información de la CCAC: <http://www.ccacoalition.org/en/content/ccac-oil-gas-methane-partnership> ■

LA CIBERSEGURIDAD, UN DESAFÍO CRUCIAL PARA LOS INDUSTRIALES ANTE EL IOT



Del total de ataques cibernéticos en el mundo, el sector energético recibe 41% de estas agresiones, de acuerdo con un estudio realizado con base en encuestas a Industriales de América, Europa y Asia, y dado a conocer por Schneider Electric México. Miguel Ángel Valdespino, desarrollador de Negocios en el Sector Energía, informó que, en el contexto del desarrollo del Internet de las Cosas (IoT) Industrial, 63% de los encuestados planean aprovechar el IoT para analizar mejor el comportamiento de sus clientes y con ello mejorar los niveles de servicio, pero 41% considera que en los próximos años las amenazas a la ciberseguridad será un desafío crucial para sus empresas. En el estudio, que no se aplicó en México, se reveló que de los ciberataques a nivel mundial 14% corresponden a las empresas de administración y tratamiento de aguas, 4% a la industria química y 4% a manufactura crítica. En la mayoría de los países, más de 80% de los atacantes son locales. Valdespino mencionó los tres pasos para implementar sistemas de ciberseguridad: a) identificación de las vulnerabilidades, b) capacitación al personal a cargo de la operación y manejo de datos, y c) aprovechar los costos de oportunidad, esto bajo los tres principios para este propósito: confidencialidad, integridad y disponibilidad de los datos. El estudio a Industriales sobre el IoT Industrial abarcó 3 mil empresas de varias ramas productivas de 12 países. Respecto a nuestro país, el directivo destacó que, según cifras de la empresa de seguridad en internet Kaspersky, México ocupa el lugar 19 en la lista de países con mayor número de ataques cibernéticos. Señaló que México cuenta actualmente con muy buena infraestructura de telecomunicaciones que permitirá la implementación del IoT, debido tanto a su red de cableado (cobre y fibra óptica), como a su red de telefonía celular. Para garantizar la seguridad en el blindaje, manejo y transferencia de datos, afirmó Valdespino, Schneider Electric tiene a disposición el Centro de Ingeniería de Mejoras de Ciberseguridad en Sistemas Industriales, una tecnología. ■

GULF MÉXICO ESTABLECE MODELO TECNOLÓGICO PARA GASOLINERÍAS



Gulf México, el nuevo grupo de estaciones de gasolineras en México, conformó un equipo de 8 empresas jóvenes, reconocidas a nivel internacional, para desarrollar productos altamente tecnológicos e innovar en el sector para brindar la mejor experiencia al usuario. Empresas como DotNET-Factorador, Integration, Puesta a Punto, Punk, Tech Garage, Walabi, XPS y ZMART forman un equipo de casi 200 personas que trabajan en forma exclusiva para materializar el Master Plan de Gulf México, respaldado por Gulf Internacional. Este nuevo servicio incluirá la App Gulf, diseñada por Walabi y pensada para que el usuario pueda:

- Registrar más de un vehículo por cuenta.
- Pagar con tarjeta de crédito, de débito o mediante el monedero e-wallet de Gulf, según su preferencia.
- Encontrar la gasolinera más cercana.
- Revisar en cualquier momento los movimientos y transacciones que el usuario ha realizado.
- Solicitar facturas.
- Descargar el juego oficial de Gulf Gasolines para acumular puntos y ganar artículos de la marca Gulf u otros beneficios. En la gasolinera, el despachador tendrá una tablet que le permitirá reconocer las placas de los vehículos al llegar a la estación y poder brindar una atención personalizada a partir del perfil creado por el mismo usuario. Este innovador servicio es traído a México por Gulf, mismo que ha sido implementado en otros países con muy buenos resultados. ■

CONDUCE SIN AFECTAR AL PLANETA



**TÚ PUEDES SER PARTE DEL CAMBIO
COMPENSA LAS EMISIONES DE CO₂e DE TU AUTO**

NEUTRALÍZATE.COM



Busca **BASF Mexicana** introducir el *poliuretano* en instalación de ductos

Con la Reforma Energética y el Plan Quinquenal en materia de ductos emitido por la Secretaría de Energía, BASF Mexicana ve la oportunidad para introducir su tecnología de poliuretano para la instalación de gasoductos, y de cualquier otro tipo, que se estén construyendo en el país, aseguró Raúl Castañeda Ayala, gerente de Desarrollo de Nuevos Negocios para la Industria Petroquímica.

“El seguimiento que las autoridades han dado al Plan Quinquenal da certidumbre”, aseguró el directivo, porque la información está abierta y puede conocerse qué tramos se licitaron y los ganadores, lo que abre un mercado para el uso del poliuretano.

Actualmente, en la mayoría de las obras de instalación de ductos en tierra que se realizan en México se utiliza la técnica convencional de soportar los tubos sobre costales de arena. De acuerdo con el directivo, esto tiene varias desventajas, como en tiempo, ya que tan solo colocar cada pila de sacos toma entre 30 y 40 minutos (considerando un tramo de varios kilómetros); personal, debido que se requiere por lo menos unos tres o cuatro trabajadores fuera de la zanja para pasar los costales a igual número de trabajadores que están dentro para colocarlos, y esfuerzo, porque cada costal pesa entre 25 y 30 kilogramos.

Sin embargo, lo que más preocupa a Castañeda Ayala es el tema de la seguridad, puesto que



RAÚL CASTAÑEDA AYALA, GERENTE DE DESARROLLO DE NUEVOS NEGOCIOS DE BASF MEXICANA.

el manejo de los costales representa un riesgo para los trabajadores de la obra. “El hecho de tener trabajadores en la zanja a mí se me hace un tema muy peligroso. Una volcadura de una máquina o cualquier otra cosa que suceda...”, expresó.

El Poliuretano, la solución

En general, los poliuretanos son polímeros fabricados a partir de la reacción química de diisocianatos de metilendifenilo (MDI), o de diisocianato de tolueno (TDI), con distintos poliols. En función del producto

final, su formulación química puede contener otros compuestos como catalizadores, agentes de expansión e incluso pirorretardantes. Tienen consistencia de espuma que pueden fabricarse para que sean rígidos o flexibles y, debido a su gran capacidad para amoldarse y resguardar la temperatura, son un material preferente en una amplia gama de aplicaciones comerciales. En el sector de ductos, se vierte en las zanjas y sobre él se asientan los ductos.

En BASF, dijo Castañeda, hacemos tres productos principales con el poliuretano para la industria de ductos:

- 1.- Diques de contención para tubería de agua que viene en pendientes.
- 2.- Almohadillas, que son soportes para la tubería.
- 3.- Rockshield, consiste en apli-



car poliuretano en forma de spray y darle cierta cobertura a la tubería para protegerla de golpes por piedras o cualquier otro elemento.

Las propiedades de este producto, además de otras exclusivas de BASF, lo hacen óptimo para su uso en el tendido de ductos. Raúl Castañeda explica las siguientes ventajas:

- **Facilidad.** Una sola persona puede aplicarlo con la facilidad con que se acciona la llave de una manguera.

- **Tiempo.** Para cada dique o soporte se requieren tan solo entre 3 y 5 minutos. En términos de desarrollo de la obra, permite cumplir con los tiempos de entrega coadyuvando a evitar multas y sanciones.

- **Estabilidad.** Una vez que el ducto se coloca y se asienta en el poliuretano, ya no se mueve, de manera que no hay riesgos de que el ducto se vaya pandeando en algunos tramos por vencimiento o deformación de los soportes. También amortigua la vibración natural de los ductos en el momento de transportar su energético.

- **Conservación térmica.** En casos de recubrimiento de los ductos, el poliuretano es ideal como aislante y para conservar la temperatura de los ductos, incluso en condiciones climáticas extremas.

- **Vida útil.** Una vez asentado, el producto se solidifica y se mantiene inerte durante décadas, además de que no se degrada.

- **Mantenimiento.** Debido a que una vez formada la espuma y que toma consistencia, el poliuretano no requiere de ningún mantenimiento.

- **Ambiente.** El poliuretano no contamina ni la tierra, ni el agua, ni el aire.

- **Seguridad.** A diferencia de otros productos similares, las tecnologías molecular y de aplicación del poliuretano de BASF resultan más



seguras para la salud, ya que no sale en la forma de rocío, liberando partículas al aire que podrían ser aspiradas y perjudicar al trabajador, además de que es inocuo una vez que se ha realizado la reacción química. Asimismo, tiene una mejor dispersión del calor al momento de aplicarlo, por lo que no existe riesgo de que se prenda como ha sucedido con otros productos similares.

El poliuretano también sirve para la verificación de la integridad física de los ductos y su mantenimiento. Raúl Castañeda refirió que la técnica es disparar los llamados PIGS, que son balas elaboradas en poliuretano con el diámetro del ducto, las cuales "recorren el ducto para inspeccionar su integridad por dentro, verificar que esté recto y no presente abolladuras o combas, así como para su limpieza, etcétera".

En Canadá recientemente se emitió una norma que establece el poliuretano como único medio para asentar los ductos de cualquier tipo: petróleo, gas, petrolíferos, agua, etcétera, explicó Castañeda Ayala, quien agregó que eso se debe a razones de salud y por seguridad para el trabajador. En Estados Unidos la tecnología del poliuretano convive con la práctica tradicional de los costales, mientras que en México



predomina por mucho esta última.

La tecnología del poliuretano de BASF pertenece a la división de Plásticos de Ingeniería de Alto Desempeño. Se elabora en Houston, Estados Unidos, y en la planta de Blackie, en la provincia de Alberta, Canadá. ■



Realiza LARTC su 5ª Reunión Anual

En octubre pasado la Ciudad de México fue sede de la 5ª Reunión Anual de la LARTC sobre refinación y petroquímica que congregó a funcionarios, directivos de empresas, analistas y especialistas en estas dos importantes ramas de la energía, provenientes de diversos países del Continente Americano.



Héctor Ruiz Monjaraz, gerente de Coordinación de Maduración de Proyectos, Pemex.



Miguel López, director de Ventas para América Latina, DELTAVALVE



Rosanety Barrios, Jefa Unidad de Políticas de Transformación Industrial, Sener.



Silvio Vieira, director de Refinación, Haldor Topsoe and Petrobras



Sofía Barros, Senior Conference Producer & Project Manager World Refining Association & GTF

En el evento, Rosanety Barrios Beltrán, jefa de la Unidad de Políticas de Transformación Industrial de la Secretaría de Energía, explicó que dicha dependencia impulsa la Reforma Energética para crear todos los incentivos para que México cuente en un futuro cercano con mercados lo suficientemente líquidos para que todos los mexicanos nos beneficiemos de la existencia de más de un suministrador de gasolinas y diesel a precios más eficientes.

Héctor Ruiz Monjaraz, Gerente de Coordinación de Maduración de Proyectos, de Pemex Transformación Industrial, señaló que Pemex tiene el mandato de consolidar y fortalecer el proceso de desarrollo de proyectos, con el fin de concluir las obras en el tiempo, costo, calidad y operatividad planeados, y con ello contribuir a la competitividad y crecimiento de la empresa. A su vez, Yali Reyes Vela, Directora de Proyectos de Pemex, explicó las obras que se realizaron por parte de Petróleos Mexicanos en apoyo al proyecto petroquímico Etileno XXI, desarrollado por el consorcio mexicano-brasileño Braskem-IDESA.

David Shields, Director General de la revista "Energía a Debate" y socio director de la consultora Gas Energy Latin America, destacó que en la actualidad México importa casi 60% de su consumo de gasolinas debido a la falta de inversión. En el mercado internacional, dijo, desde 2011 han aumentado fuertemente las exportaciones de petrolíferos de Estados Unidos y 50% de ellas son para el mercado mexicano.

Funcionarios, directivos de empresas, analistas y especialistas provenientes de diversos países del Continente Americano abordaron importantes puntos sobre el desarrollo del diesel y suministros de gasolinas.



Otros importantes oradores fueron Luis Guillermo Pineda, comisionado de la Comisión Reguladora de Energía (CRE), Paulo H. Ramos, director industrial de Braskem-IDESA, Tim Fitzgibbon, experto senior de McKinsey & Company; Marc Llambias, director de Refinación de ENAP, Silvio J. Vieira, director de Refinación de Haldor Topsoe, Miguel López, director de Ventas para América Latina de Deltavalve, Daniel Pourreau, director de Servicios Técnicos de Lyondell Chemical; Taylor Fama, director regional de Ventas y Tecnología de Daily Thermetrics; Martha Smith, directora global de Tecnología de ZymeFlow.



Yali Reyes, directora de Proyectos, Pemex



Tim Fitzgibbon, experto Senior, McKinsey & Company.



David Shields, Energía a Debate; Marc Llambias, director de Refinación y Comercialización, ENAP; Néstor Rodríguez, director Técnico, REFIDOMSA, y Jorge Ancheyta, gerente de Producto de Transformación de Crudo del IMP.

carso

INFRAESTRUCTURA Y CONSTRUCCION M.B.



**SIEMPRE TERMINAMOS
lo que empezamos**

Sectores Estratégicos

◆ agua ◆ edificación ◆ industria ◆ hidrocarburos y energía ◆ infraestructura ◆ telecomunicaciones



carsoinfraestructura.com



Los costos de reducir emisiones de CO₂

Se comparan tres tecnologías de energía limpia: solar, nuclear y CCS.

JOSÉ MIGUEL GONZÁLEZ SANTALÓ*

Uno de los objetivos centrales de los cambios tecnológicos en generación eléctrica es la necesidad de reducir las emisiones de CO₂ a la atmósfera que provocan un cambio climático. El costo de reducir estas emisiones se vuelve entonces un parámetro fundamental para la toma de decisiones sobre tecnologías de generación.

Se hace un análisis de los costos de reducir las emisiones de CO₂ utilizando tres tecnologías: nuclear, solar y CCS (*carbon capture and storage*, captura y almacenamiento de CO₂). Los costos de reducir las emisiones dependen de varios factores: las inversiones requeridas por cada tecnología, las tasas de descuento que se apliquen a las inversiones y los costos del gas natural que es la generación mayoritaria en México.

Se concluye que, para rangos de precios bajos del gas natural, inferiores a 4.5 dólares por millón de BTU's, la tecnología más económica es la captura y almacenamiento de bióxido de carbono, siempre y cuando esta tecnología esté disponible en los próximos años a los precios previstos. La generación solar puede tener ventajas económicas, particularmente si se obtienen financiamientos a bajas tasas de interés, aunque su penetración en el sistema está limitada por la naturaleza intermitente de la fuente primaria. Esta restricción estará vigente mientras no haya sistemas de almacenamiento de energía con costos razonables. La energía nuclear, con las mismas tasas de descuento que la energía solar tiene costos similares por unidad de CO₂ evitado que la tecnología solar y su grado de penetración no está limitado.

Los análisis presentados deberán ser modificados para evaluar proyectos específicos, incorporando los ingresos en CCS de la venta de CO₂, los ingresos derivados de los certificados de energías limpias y las tasas de descuento aplicables a cada tecnología.

Los costos de las emisiones evitadas son también una guía para el establecimiento de políticas públicas para impulsar las energías limpias, como el nivel de precios que se debe asignar a las emisiones de CO₂, para que a las empresas les resulte rentable utilizar tecnologías sin emisiones.

Introducción

El principal impulsor del cambio tecnológico en el sector de generación eléctrica es la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI's), para lo cual es necesario, en

primera instancia, maximizar la eficiencia de los procesos de generación actuales y, después, utilizar para generación tecnologías limpias; es decir, tecnologías que no tengan emisiones o sólo tengan emisiones mínimas de GEI's.

Las tecnologías que no representan emisiones significativas, tal como se define en la Ley de Transición Energética⁽¹⁾, son las tecnologías que utilizan fuentes renovables: eólica, solar, hidráulica y geotermia; y la energía nuclear y la generación con sistemas de captura y almacenamiento de CO₂.

En este trabajo se analizan las opciones de energía solar, nuclear y CCS, ya que la energía eólica está ya siendo implantada y estará llegando a los límites de aplicación práctica. La hidráulica es una energía que requiere de acuerdos entre el sector energético y el sector agrícola dada la importancia del agua como recurso y debe analizarse por separado, caso por caso.

El concepto de emisiones evitadas

El primer paso para evitar emisiones de CO₂ es optimizar los procesos de generación eléctrica: a mayor eficiencia, menor uso de combustibles y, por ende, menores emisiones; y, además, reemplazar tecnologías que utilizan carbón y combustóleo por tecnologías de gas natural. Estas dos acciones están ya contempladas en el PRODESEN⁽²⁾ que establece la planeación eléctrica hasta el 2030 y esencialmente no tienen ningún costo, ya que el gas natural tiene bajos precios comparado con los otros combustibles y el incremento de eficiencia es una reducción de costos. En ese año, 2030, un poco más de la mitad de la energía generada será con gas natural.

Para reducir las emisiones de CO₂, más allá de los que plantea el PRODESEN, es necesario utilizar tecnologías distintas a la generación con ciclos combinados a gas natural. Si la energía generada con estas tecnologías alternas es más cara que la generada con gas natural, el diferencial de costos representa el costo de las emisiones evitadas.

Costos de generación de las distintas tecnologías

Los costos de generación con las distintas tecnologías se calculan con la metodología aceptada de "Costos nivelados de Generación"⁽³⁾. Los parámetros que se utilizaron para hacer las estimaciones de costos se obtuvieron de la literatura^{(4), (5), (6), (7), (8)}, tomando los valores aplicables para el 2020 y son los siguientes: (Ver tabla 1)

*Miembro de la Academia de Ingeniería y consultor independiente (santalo.jm@gmail.com)

TABLA 1. PARAMETROS DE CADA TECNOLOGIA PARA EVALUACION DE COSTOS.

Tecnología	Inversión "Overnight"	T. Const.	Costos Fijos Op. y M.	Eficiencia	Factor de planta	Tasa de descuento	Combustible
	USD/KW	Años	USD/año/KW	%	%	%	USD/MBTU
Solar - 10	1,160	2	1,920	NA	17	10	NA
Solar - 4	1,160	2	2,000	NA	17	4	NA
Nuclear 4500	4,500	6	9,430	NA	90	10	NA
Nuclear 3500	3,500	6	9,430	NA	90	10	NA
NGCC&CCS	1,500	4	3,000	51	85	10	VARIABLE
NGCC	500	2	1,200	60	90	10	VARIABLE

Para los pagos durante construcción se consideraron pagos iguales: uno al inicio del proyecto y uno al final de cada año de construcción.

El costo del gas natural solo es relevante para las tecnologías de Ciclo Combinado (NGCC) y Ciclo Combinado con CCS (NGCC-CCS)

Para la energía solar se utilizaron dos tasas de descuento ya que una de las tendencias observadas es la de dar tasas de financiamiento preferenciales a esta tecnología. Su usaron tasas del 10% que es la normal en México y 4 % que arroja costos más compatibles con los resultados de las subastas recientes. Para la energía nuclear se utilizaron dos valores de inversión "overnight" dado que hay variabilidad en los resultados publicados⁽⁹⁾. Con estos valores los costos de generación obtenidos son, para distintos precios de combustible, que solo afectan a las tecnologías de NGCC y NGCC&CCS: (Ver tabla 2)

Para el caso de la energía solar sería necesario considerar también el costo del respaldo que como muestran González y Martín del Campo⁽¹⁰⁾ es del orden del 6 %, por lo que no se tomará en cuenta en lo que resta de este trabajo.

Los resultados mostrados indican que la única manera en que la energía solar puede ofertarse a precios del orden de 50 USD/KWh

⁽¹¹⁾ es contando con tasas de financiamiento muy bajas, del orden del 4% y aprovechando los ingresos adicionales derivados de los CELs.

Costo de evitar las emisiones de CO₂

El costo de evitar emisiones de CO₂ con distintas tecnologías se calcula ahora simplemente considerando que se reemplaza con una de las tecnologías limpias, la generación de ciclo combinado y la diferencia de costos de generación, dividida entre las emisiones evitadas, es la que arroja el costo unitario de la emisión evitada. Las emisiones de CO₂ de cada una de las tecnologías se presentan en la tabla 3.

Los resultados obtenidos se muestran en la figura 1 donde se aprecian varias tendencias. Primero se observa que los costos de emisiones evitadas con energía nuclear y con energía solar se traslapan y los valores finales dependerán de las tasas de descuento que tengas que aplicarse y los montos de inversión relevantes. Para precios inferiores a 4.50 USD/MBTU la tecnología más rentable es la de captura y almacenamiento de CO₂. No se incluyó el efecto de los CEL's ya que, dado que todas están dentro de la definición de tecnologías limpias, todas tendrían ese beneficio. En el caso de la tecnología con CCS, si el CO₂ se utiliza para recuperación mejorada de crudo podrían tenerse ingresos adicionales del orden de 20 USD/

TABLA 2. COSTOS DE GENERACION POR TECNOLOGIA

Tecnología/P. Combustible USD/MBTU	2	4	6	8	10
	USD/KWh	USD/KWh	USD/KWh	USD/KWh	USD/KWh
Solar - 10	100.24	100.24	100.24	100.24	100.24
Solar - 4	60.41	60.41	60.41	60.41	60.41
Nuclear 4500	109.87	109.87	109.87	109.87	109.87
Nuclear 3500	88.19	88.19	88.19	88.19	88.19
NGCC&CCS	39.25	52.90	66.55	80.20	93.86
NGCC	19.01	30.39	43.76	53.14	64.52

FIGURA 1. COSTO DE EMISIONES EVITADAS DE CO₂ CON DISTINTAS TECNOLOGÍAS, EN FUNCION DEL PRECIO DE GAS NATURAL EN USD/MBTU

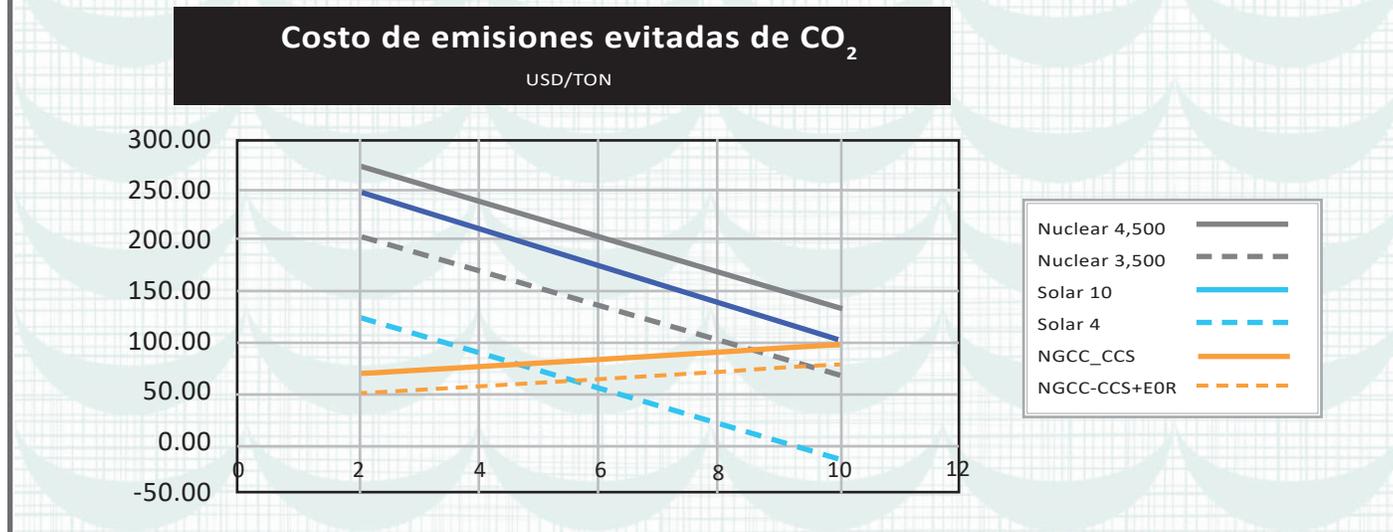


TABLA 3. EMISIONES Y EMISIONES EVITADAS POR TECNOLOGIA

Tecnología	Emisiones gr- CO ₂ / KWh	Emisiones evitadas gr- CO ₂ / KWh
Solar	0	330
Nuclear	0	330
NGCC & CCS	33	297
NGCC	330	na

tonelada, con lo que se tendría el resultado mostrado por la línea amarilla punteada.

Conclusiones

- El costo de las emisiones evitadas de CO₂ con una tecnología dada, depende de: los montos de inversión requeridos por esa tecnología, las tasas de descuento que se apliquen y los precios del gas natural, cuando la tecnología NGCC sea la predominante en el parque de generación.
- Para una tasa de descuento de 10%, que es la que normalmente se usa en México, las tecnologías nuclear y solar tienen costos de emisiones evitadas similares y son, para precios del gas natural de menos de 8 USD/MBTU mayores que los que arroja la tecnología NGCC-CCS.
- Con una tasa de descuento del 4 % los costos de emisiones evitadas con energía solar son los menores de todas las tecnologías para precios del gas natural de más de 4.5 USD/MBTU.
- Para los precios actuales del gas natural la tecnología NGCC-CCS es la que tiene los costos de emisiones evitadas más bajos y se vuelve aún más atractiva si se utiliza el CO₂ para

recuperación mejorada de crudo. Sin embargo, la disponibilidad comercial de esta tecnología con los costos previstos está todavía por verse.

- Los resultados presentados pueden dar una guía para el establecimiento de políticas públicas que podrían incluir:
 - o Costo a pagar por emisiones de CO₂. Si se establece un costo a pagar superior al costo de las emisiones evitadas, será rentable para las empresas de generación utilizar las tecnologías limpias.
 - o Tasas de interés preferenciales. Si se otorgan tasas de interés preferenciales a las energías limpias, éstas se pueden volver comercialmente competitivas. ●

(1) Gobierno Federal. "Ley de Transición Energética". Diario Oficial de la Federación 24/12/15
 (2) SENER. "Programa de desarrollo del sector eléctrico 2016-2030.
 (3) Metodología para cálculo de costos nivelados de generación. https://www.nrel.gov/analysis/sam/help/html-php/mtf_lcoe.htm
 (4) Chase, Jenny. "2014 Levelised Cost of Electricity – PV". Bloomberg/New Energy Finance. February 4, 2014.
 (5) CFE. "Informe anual 2015". Sección 2.3.4. 2016
 (6) Comunicación personal con Carlos Villanueva. Agosto 2016. "Cálculos del M. en Ing. Carlos Villanueva Moreno; Consultor" 2016.
 (7) Energy Information Agency. "Updated Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants". April 2013.
 (8) Tim Grant. "Carbon Dioxide Transport and Storage Costs in NETL Studies" DOE/NETL-2013/1614. Final Report. September 2013.
 (9) Lowering, J.; Yip, A.; Nordhaus, T. "Historical costs of global nuclear power reactors" Elsevier- Energy Policy. 2016
 (10) González Santaló J. M.; Martín del Campo Cecilia. "Costos de la energía eléctrica y del CO₂ evitado con tres tecnologías limpias: solar, nuclear y ciclo combinado con CCS. Por publicarse en la revista del Colegio de Ingenieros Civiles de México
 (11) Price Water Coopers. "1ª. SUBASTA DE LARGO PLAZO. Reflexión sobre el proceso y resultados de cara a la próxima subasta". Abril 2016

Los compromisos de mitigación de gases de efecto invernadero

El nuevo paradigma obliga a la transformación del sistema energético en México y a eliminar emisiones de carbono en la economía.

ANGEL DE LA VEGA NAVARRO,* DANIEL ALEJANDRO PACHECO ROJAS**

En la Conferencia de las Partes (COP21, diciembre 2015), 195 países se comprometieron a limitar las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) para contener el incremento de la temperatura debajo de 2°C, en comparación a los niveles preindustriales, y a mejorar la adaptación a los impactos adversos del cambio climático (ONU, 2015).

México se comprometió a limitar sus emisiones a 762 MtCO_{2e} en 2030, un compromiso de reducción **no condicionado**⁽¹⁾ de 22% de GEI (Gobierno de la República, 2015). Esa reducción se define respecto a una línea base (escenario *Business As Usual* - BAU) de proyección de emisiones basadas en un crecimiento económico sin políticas de cambio climático, iniciando en 2013 (primer año de ejecución de la Ley General de Cambio Climático). En la tabla I se aprecia la distribución de las emisiones, así como su tasa de crecimiento respecto al BAU y también al año 2013.

La estimación de las emisiones BAU (sobre cuya elaboración es necesario tener más información)⁽²⁾ implica, como se ve en la tabla I, que Uso de Suelo y Cambio de Uso de Suelo (USCUSS) contribuirá con una reducción de 143 % del total de las 972 MtCO_{2e} que serían emitidas para el 2030.

Transformación del sistema energético y “descarbonización” de la economía

Sector	Inventario	BAU	TC. BAU 2030/ Inventario 2013	Compromiso	TC. Meta 2030 BAU 2030	TC. Meta 2030/ Inventario 2013
	2013	2030		Meta 2030		
Transporte	148	229	54.73	181	20.96	22.30
Generación de Electricidad	126	202	60.32	139	-31.19	10.32
Residencial y Comercial	26	28	7.69	23	-17.86	-11.54
Petróleo y Gas	87	137	57.47	118	-13.87	33.63
Industria	141	202	43.26	194	-3.96	37.59
Agricultura y Ganadería	80	93	16.25	86	-7.53	7.50
Residuos*	31	49	58.06	35	-28.57	12.90
USCUSS**	33	32	-3.03	-14	-143.75	-142.42
Emisiones totales directas	672	972	44.64	762	-21.60	13.39

Fuente: Elaboración propia, con datos de (Gobierno de la República, 2015)

*Sólidos urbanos y aguas residuales.

**Uso de Suelo y Cambio de uso de Suelo y Silvicultura. (TC=Tasa de Crecimiento).

Los compromisos de mitigación, señalados en la Tabla I, implican dejar de producir 210 MtCO_{2e}, lo que es equivalente a desaparecer el sector transporte, residencial y comercial juntos o la generación de electricidad, agricultura y ganadería juntos en el año 2013. Como eso no va a suceder, para lograr estas ambiciosas contribuciones nacionales **no condicionadas** se pretende realizar acciones en los sectores energético, industrial, urbano y forestal (Gobierno de la República, 2015).

En México el 92 % de la energía primaria producida es de origen fósil, lo cual representa un exceso de recursos e infraestructura. Entre otros, los precios son un

factor que puede favorecer el desperdicio de energía y la ineficiencia técnica. Precios elevados de los combustibles han enseñado a algunos países como “economizar” a través de códigos de construcción, eficiencias, transporte público, racionalización, etc.

⁽¹⁾ Son compromisos que el país está obligado a cumplir con recursos propios, sin financiamiento externo para la adaptación, desarrollo de capacidades ni transferencia de tecnología.

⁽²⁾ En documentos oficiales se señala que la metodología de estimación de emisiones se basó en reportes del Intergovernmental Panel for Climate Change IPCC, para las actividades de los sectores y sus escenarios (Gobierno de la República, 2015).

*Profesor/Investigador, Postgrado de Economía de la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM). adelaveg@unam.mx. **Maestro en Economía, por la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM). dany_apr@hotmail.com

El uso de tecnología avanzada en las centrales de generación eléctrica a base de combustibles fósiles puede ayudar a la descarbonización. Las centrales más eficientes y modernas, por ejemplo, son capaces de reducir sus emisiones de CO₂ hasta en un 40% respecto a una central estándar, además de limitar su emisión de otros contaminantes como los NO_x, los SO_x o las partículas (Cook, 2014).

La descarbonización de la economía involucra incrementar la eficiencia energética, es decir, producir una mayor cantidad de producto con menos recursos energéticos y, por ende, “ahorrar” emisiones de CO₂. También consiste en realizar importantes acciones en los procesos industriales,⁽³⁾ orientadas al ahorro y uso eficiente de la energía (el 70 % del consumo de energía industrial es suministrada por algún combustible fósil, el 30 % es electricidad).

En la **producción, transporte y distribución de energía** en México, además de generar el 35% de la electricidad con energía limpia en el 2024 y 43% al 2030, se buscará sustituir gradualmente en la industria los combustibles pesados por gas natural, impulsar la biomasa, reducir en 25% las fugas, venteo y quemas controladas de metano, así como controlar las partículas negras de hollín en equipos e instalaciones industriales. La transición hacia una mayor participación de energías renovables que permitan ofrecer un futuro bajo en emisiones, que tecnológicamente es posible, pero faltan nuevos esquemas de negocio y regulatorios, contar con el capital necesario, direccionar los flujos financieros hacia una vía baja en emisiones y adoptar medidas orientadas a influir sobre la demanda.

El **sector transporte** está compuesto por un parque vehicular con una eficiencia térmica máxima del 28%. Únicamente el 15 % de la energía de la gasolina mueve un automóvil, el resto se pierde como calor inútil (Otterbach, 2013). Se ha estimado que las pérdidas de energía en el motor son del

68-72%, en el control del sistema de 4-6%, en la transmisión 5-6%, en resistencia al aire 9-12%. Para satisfacer la demanda de energía que consume este sector se requiere del vector energético fósil en un 99.77 % (SENER, 2015).

Para sustituir al motor de combustión interna se han analizado diversas alternativas. La opción de motor híbrido se consolida como la alternativa al motor de combustión interna en el corto plazo a pesar de los elevados precios. Sin embargo, debido a las limitaciones de autonomía, representa una transición *parcial*, ya que se seguiría consumiendo en gran medida combustibles fósiles. En cuanto a los modelos totalmente eléctricos, éstos presentan considerables problemas de viabilidad comercial debido al elevado costo de las baterías.⁽⁴⁾ Finalmente, las opciones de pila de combustible de hidrógeno y del motor de explosión movido por hidrógeno se plantean como alternativas de muy largo plazo (*The Boston Consulting Group*, 2010).

Se ha planteado homologar en el marco de América del Norte⁽⁷⁾ la normatividad ambiental para vehículos, tanto nuevos como en circulación, así como en vehículos no carreteros: locomotoras, barcos y maquinaria móvil agrícola y de construcción. Otras medidas que se han considerado, son: abastecer de gasolinas y diesel de ultra bajo azufre (medida que acusa un retraso de una década en México); incrementar la flota vehicular con base en gas natural y disponer de combustibles limpios; modernizar el parque vehicular y reducir la importación de automóviles usados e impulsar el transporte multimodal de carga y pasajeros.

En el **sector urbano** el objetivo es impulsar la construcción de edificaciones y la transformación de centros urbanos hacia ciudades sustentables, con eficiencia energética y bajo carbono, promover el uso doméstico de calentadores y celdas solares, y recuperar y usar el metano en los rellenos sanitarios municipales y las plantas de trata-

miento de aguas residuales.

Por lo que ve a los **sectores forestal y agropecuario**, el propósito es alcanzar en el 2030 la tasa cero de deforestación, mejorar el manejo forestal, impulsar la tecnificación sustentable del campo, promover biodigestores en granjas agropecuarias, y recuperar pastizales.

En un análisis de conjunto, de acuerdo con un estudio reciente (Islas Samperio, J., Manzini Poli, F., Macías Guzmán P., Grande Acosta G., 2015)⁽⁶⁾, en un escenario de transición, 84 medidas de mitigación “pueden implementarse en el país y evitar 6 mil 517 millones de tCO_{2e} en los próximos 25 años, de tal manera que en el último año se evitará un 59% de emisiones anuales totales de GEI en relación a las correspondientes escenarios base”. Los resultados a los que se llega estarían muy por encima de las metas gubernamentales, pero sería necesario profundizar también, como en el caso de

⁽³⁾ Procesos industriales que generen o no energía.

⁽⁴⁾ Las baterías de ion litio se han considerado por el sector como la tecnología a desarrollar. Hay que tener en cuenta que las baterías también son finitas, y no hay actividad económica ambientalmente neutral. Se abre un nuevo debate: ¿El daño ambiental evitado por los autos eléctricos será mayor al daño que ocasionarán los desechos de las baterías?

⁽⁵⁾ Véase: “The North American Climate, Energy, and Environment Partnership” anunciado por el Primer Ministro Justin Trudeau y los Presidentes Barack Obama y Enrique Peña Nieto, el 29 de junio de 2016.

⁽⁶⁾ Sus estimaciones fueron calculadas con el Sistema de Planificación de Alternativas Energéticas de Largo Plazo (LEAP) que es una herramienta para modelar escenarios energéticos y ambientales. Sus escenarios se basan en balances integrales sobre la forma en que se consume, convierte y produce energía en una región o economía determinada, según una gama de hipótesis alternativas de población, desarrollo económico, tecnología y precios, entre otras.



los oficiales BAU, en la construcción de los escenarios del mencionado estudio.

La contribución de las renovables en el marco de las reformas de la industria eléctrica

La industria eléctrica merece una mención aparte, tanto por su responsabilidad en las emisiones como por su potencial de mitigación relacionado con la penetración de las energías renovables. Como se señaló arriba, en la tabla 1, el total de reducción de emisiones respecto al BAU, el 31.19% (63 MtCO_{2e}) provendrá directamente de la generación eléctrica⁽⁷⁾, lo cual requerirá generar el 35% de la electricidad con “energías limpias”⁽⁸⁾ para el 2024 y el 43% en 2030 (Gobierno de la República, 2014).

El punto anterior evidencia la importancia que tiene la transición en ese sector hacia energías limpias, preponderantemente hacia energías renovables, tanto para la política nacional de cambio climático como para el cumplimiento de los compromisos internacionales adquiridos en la COP 21.

Los avances en esa dirección se situarán en adelante en el marco de la nueva Ley de la Industria Eléctrica, un compo-

nente central de las reformas (2014) que abrieron la generación y la comercialización manteniendo la transmisión y la distribución bajo control estatal, con fórmulas para la participación privada. El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) tendrá a su cargo el control operacional del sistema eléctrico, del mercado de mayoreo, de la modernización y expansión de las redes de transmisión y distribución. Deberá garantizar el acceso de la «generación limpia» a la red y lanzar las subastas para enfrentar los requerimientos de Certificados de Energías Limpias (CELS). Hasta ahora (octubre 2016) 2 subastas han tenido lugar y se ha dado cierto crecimiento de la generación distribuida. Queda aún por ver si el mercado, instrumento central de las reformas, será capaz de orientar una transición que necesariamente tiene características de un proceso estratégico de largo plazo, tanto desde el punto de vista energético como climático y ambiental. ●

Referencias

Cook, G., 2014. El carbón y las emisiones de carbono, cómo devolver el genio a la botella. *Vanguardia, La geopolítica de la energía*, Issue 53, pp. 94-99.

Gobierno de la República, 2015. *Compromisos de mitigación y adaptación ante el cambio climático*

para el periodo 2020-2030., México: Gobierno de la República.

Gobierno de la República, 2015. *Contribución prevista y determinada a nivel nacional de México*, México: Gobierno de la República.

Islas Samperio, J., Manzini Poli, F., Macías Guzmán P., Grande Acosta G., 2015. *Hacia un sistema energético bajo en carbono*. México: Instituto de Energías Renovables, UNAM, 222 p.

Otterbach, D. H., 2013. *Energía y calentamiento global*. México: Patria.

ONU, 2015. *Accord of Paris*.

SENER, (2015), *Balance Nacional de Energía*, México.

The Boston Consulting Group, 2010: “Batteries for Electric Cars. Challenges, Opportunities, and the Outlook to 2020”, 14 p.

(7) Para el año 2030 las emisiones de GEI de la generación de electricidad se estimaron respecto al escenario BAU en 202MtCO_{2e}; como la cantidad límite para cumplir con los compromisos de mitigación es de 139MtCO_{2e} la mitigación deberá ser de 63MtCO_{2e}.

(8) Las “energías limpias” incluyen a las energías renovables (eólica, solar, oceánica, geotérmica, bioenergética e hidroeléctrica), la energía nuclear, cogeneración eficiente y centrales térmicas con procesos de captura y secuestro de carbono (CSC). Cf. Ley de la Industria Eléctrica (Diario Oficial de la Federación, 11/08/2014).

IoT y Big Data llegaron a la industria

¿Deberíamos compartir datos? ¿Con quién y por qué?

Gracias a la facilidad de acceso y al Internet de alta velocidad, así como la disponibilidad de los dispositivos de bajo costo, se ha creado un mundo con un alto volumen de intercambio de datos. Esos datos se pueden utilizar para elevar la productividad, puesto que es información que está al alcance de ser analizada con sistemas seguros de automatización. El valor de la información es indiscutible, pero ¿cómo podemos aprovecharlas al máximo estas tecnologías sin comprometer la seguridad de nuestra información?

Vivimos en la era del Internet, intercambio y análisis de datos.

Vivimos en una era donde hay un fácil acceso a un alto volumen de datos que se transmiten vía Internet mediante dispositivos de bajo costo. Ya quedaron atrás los días donde teníamos que conectar nuestras computadoras a una línea de teléfono y esperar mientras el ambiente escuchábamos ruidos antes de conectarnos a Internet.

Hoy en día nuestros teléfonos inteligentes siempre tienen conexión a Internet y nos permiten ingresar a los sitios web, las redes sociales, hacer compras, leer códigos QR e, inclusive, realizar transacciones bancarias en línea y otros trámites y pagos.

Si analizamos los conceptos del 'Internet de las cosas' y 'Big Data', quedan claras dos cosas:

1. Los distintos dispositivos se pueden comunicar.
2. También se pueden transmitir, intercambiar y analizar los datos.

Veamos cómo se pueden compartir y analizar los datos en cuanto a la automatización de los sistemas. Uno



Figura 1: Las bombas de control variable son 30% más eficientes que las de control fijo.

de nuestros clientes en Alemania, le dijo a Schneider Electric que uno de sus problemas principales es que no saben dónde se ubicarán sus bombas. Aproximadamente 150,000 bombas no se contabilizaban, puesto que estas se les venden a los distribuidores y, a su vez, éstos las venden a las empresas de adquisición eléctrica y construcción y, con posterioridad, la bomba se coloca

en las instalaciones del usuario final.

De acuerdo con diversas disposiciones, el uso de bombas de control variable es cada vez más común, ver Figura 1. puesto que tienen mayor eficiencia energética y pueden permitir a los fabricantes de las bombas que resuelvan los problemas mediante las unidades que se encuentran conectadas, así como mostrar diagnósticos con códigos QR.

Con la lectura del código QR, en realidad, el operador lee el estado y puede tener acceso a la página del fabricante o de registro de servicios. Del mismo modo, al usar la aplicación personalizada del fabricante, también se puede transmitir la ubicación. Esto puede ayudar al fabricante de la bomba a mitigar el problema de la 'ubicación perdida' y también permite que el usuario obtenga un servicio directamente del fabricante. Al fabricante le da la oportunidad de ofrecer mejores servicios: vea la Figura 2.

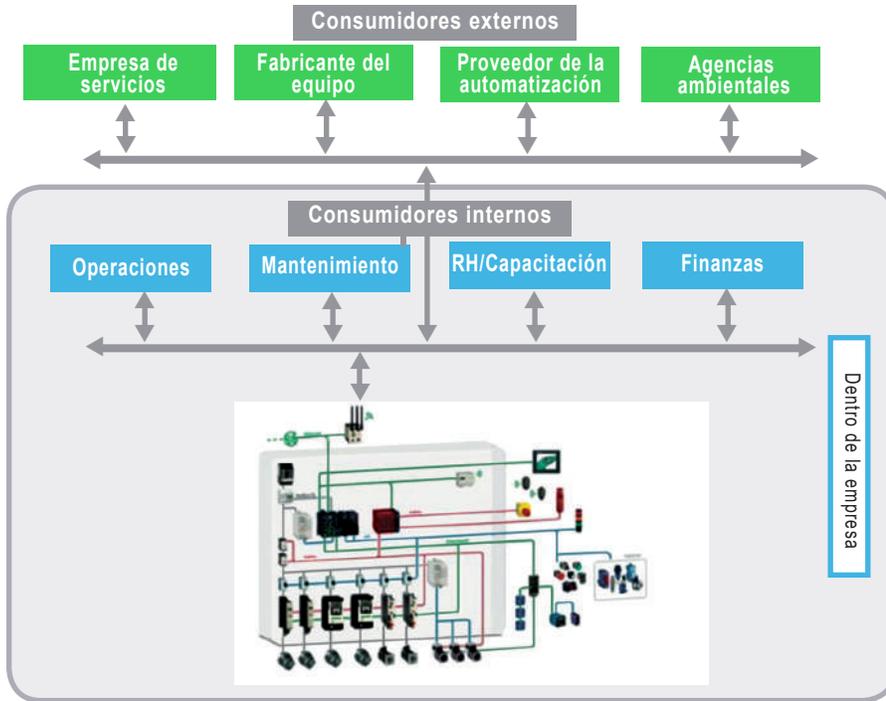
¿Deberíamos compartir datos? De ser así, ¿con quién? Analice el sistema de automatización que se muestra en la Figura 3. Los consumidores pueden utilizar los datos que se transmiten mediante un sistema de automatización. Es como compartir datos desde un interruptor de la máquina a través de una transmisión de datos que opera en la empresa o a nivel externo. Esto significa que pueden existir dos tipos de consumidores: Consumidores internos y externos.

Consumidores internos: El típico consumidor industrial incluye a los departamentos tales como operaciones, mantenimiento, RH/capacitación y finanzas. (ver la Figura 3).



Figura 2: Se pueden usar los controles con códigos QR activos para hacer diagnósticos, pero también ayudan a que el operador ingrese a la página del fabricante para efectos de registro y/o soporte.

Figura 3: Los datos se pueden compartir con los consumidores internos y externos.



Los departamentos de operaciones necesitan la información del tablero de control para monitorear y optimizar la producción de manera oportuna. Los departamentos de mantenimiento se deberán asegurar de que los equipos estén siempre en operación. Tanto para mantenimiento como para operaciones es importante saber si hay anomalías, por lo que se deberán comparar los datos en distintos momentos. Los departamentos de capacitación, junto con RH, pueden tener una vista clara de los requisitos de capacitación si las alarmas o datos operativos varían entre turnos. Por último, pero no menos importante, con el análisis de los datos operativos durante un determinado

periodo, los departamentos de finanzas pueden planear renovaciones e invertir en maquinaria nueva con base en información confiable.

Consumidores externos: De estos pueden existir varios. Uno de los consumidores principales pueden ser las empresas de servicios o utilities que suministran electricidad a una planta. Al conocer los datos de consumo de energía, las utilities o empresas de servicios pueden alinear sus filosofías sobre las 'ciudades inteligentes', pero también podrá ofrecer tarifas especiales a la planta.

A los fabricantes les es útil contar con datos operativos para ofrecer mejores servicios y sugerir requisitos

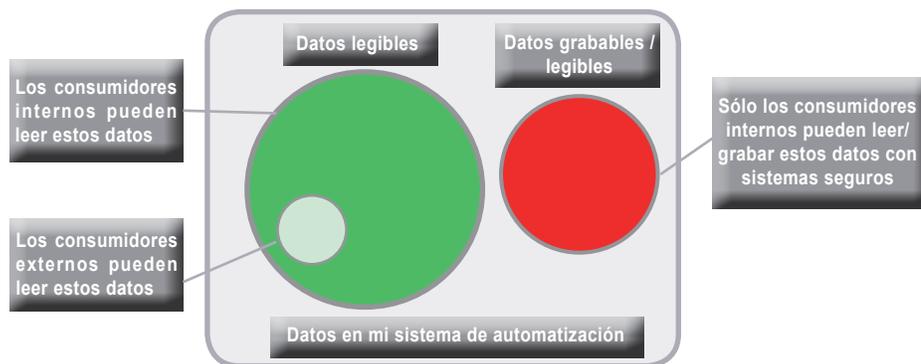


Figura 4: Se deberán definir rangos de datos legibles y grabables y compartir con los consumidores correspondientes.

oportunos sobre refacciones.

La seguridad de los datos es la cuestión principal: ¿es seguro este intercambio de datos? Se pueden asegurar los datos identificando primero qué tipo de datos que se deben compartir con qué personas de acuerdo a sus responsabilidades. Algunos consumidores deberían tener permisos para "leer" datos. Si se deben escribir "datos" en el sistema, entonces deberán existir algoritmos a modo de proceso de confirmación doble. Esto se refiere a un sistema que, en caso de que alguien esté tratando de escribir datos, se le notifique a una persona dentro de la fábrica y, después de su confirmación, se le permita escribir los datos (ver la Figura 4).

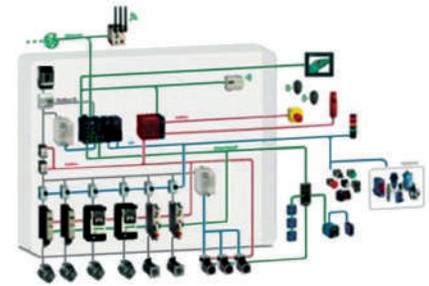


Figura 5: Hay que empezar con poco y de manera inteligente, leyendo los datos energéticos directamente de las unidades o colocando un medidor de energía para iniciar el proceso.

Conclusión

¿Quiere iniciar? Comencemos con el principio de 'empezar con poco y de manera inteligente'. Inicie obteniendo los datos de las unidades conectadas al controlador o colocando un medidor de energía a un sistema existente de control de menor tamaño. Después, comience a monitorear la máquina enviando datos a distintos departamentos. Los datos que envía la máquina o el sistema de bombas se pueden compartir y analizar para planear un programa inteligente de mantenimiento, de capacitaciones y, por ende, una producción económica. Descubrirá que, con este simple primer paso, dará inicio con la recopilación, intercambio y posteriormente análisis de datos.

Sabemos que la única constante en esto es el cambio: adaptémonos a este intercambio y análisis de datos para contribuir al éxito y rentabilidad. ■

Los perversos subsidios

Son causa de deterioro económico y fuente de inestabilidad política.

ALVARO RÍOS ROCA*

Los subsidios prolongados terminan siendo perversos para las sociedades. Los sucesivos gobiernos de nuestra región han instaurado o conservado subsidios, algunas veces con muy loables intenciones, pero las más de las veces en afán de votos y mantenerse en el poder.

Los subsidios pasan factura tarde o temprano. A continuación, un comentario sobre los resultados que se han obtenido generalmente al aplicarlos en diversos países de nuestra región y lo que ha acontecido en Argentina por mantenerlos durante una década y media.

Los subsidios a los energéticos, lamentablemente, van contra toda tendencia a conseguir eficiencia y competitividad. Cuando los energéticos tienen bajos precios, nadie los preserva y el consumo es generalmente desmesurado. No hay señal para tomar la eficiencia energética con seriedad y el derroche es el derrotero.

Los que más se benefician de los subsidios son aquellos que cuentan con acrecentados recursos económicos. Las familias con dos o tres vehículos, los que viajan constantemente, los que tienen piscinas calefaccionadas y muchos otros placeres de alto consumo energético. Por lo tanto, el que menos tiene, el que anda a pie, en autobús, en metro, que mora en una habitación, termina subsidiando al que más recursos económicos posee.

Sufren las economías de los países que aplican subsidios, porque que ven desangrar sus arcas. Cuando toca realizar ajustes y levantar subsidios, las sociedades no están preparadas para recibirlos y se producen crisis políticas, institucionales y sociales

muy fuertes, como sucede hoy en Argentina.

Fuertes subsidios a la energía por prolongados periodos también llevan a desabastecimientos, como es el caso de Venezuela y Argentina. Se ahuyentan inversiones en generación de energía eléctrica y en exploración de hidrocarburos y se termina importando estos productos. Los servicios públicos de transporte y distribución se deterioran y no se expanden en detrimento de sus ciudadanos.

Algunos estudiosos aducen que sostener precios de energía subsidiados puede ser un aliciente para el desarrollo y crecimiento económico. Esto no es cierto, debido a que, por ejemplo, países como Chile, Perú y Paraguay, que no han practicado subsidios, han liderado el crecimiento económico en la región latinoamericana. Entre 2011 y 2015 el crecimiento promedio del PIB fue: Chile 3.84%, Perú 4.78% y Paraguay 4.98%. Argentina y Venezuela, que mantuvieron elevados subsidios a los precios de los energéticos en el mismo periodo, han logrado tasas de crecimiento promedio del PIB de 2.93% y 0.31%, respectivamente, y obviamente la tasa ya es negativa en Venezuela.

El caso de Argentina es probablemente el más emblemático de la región en estos días. Desde 2001, Argentina practica fuertes subsidios a los precios de los energéticos, que lo ha transformado de exportador neto a importador neto de energía. Las importaciones de energía en el 2013 llegaron a bordear los 12 mil millones de dólares en un país que no requiere importarlos, porque los tiene en abundancia y los puede producir y ha contribuido a desangrar su economía.

En Argentina, los servicios públicos de transporte y distribución de gas natural y

electricidad están deteriorados hoy día, no se expanden. Existen fuertes racionamientos de gas natural en invierno y de electricidad en verano. Argentina paradójicamente se ha tornado en el mayor "subsidiador" de importaciones de energía de toda América Latina. Es decir, importa caro para vender barato. En realidad, por lo menos debería producir caro para comercializar barato y fomentar inversión, empleo y pago de impuestos internos.

El nuevo gobierno del presidente Mauricio Macri está tratando de corregir esta anomalía al levantar subsidios. Esta medida antipopular está deteriorando su caudal político, causando un feroz malestar social y poniendo en riesgo hasta una futura gobernabilidad. Los ciudadanos argentinos no están en capacidad de tolerar alzas de precios entre 300 a 500%. En el otro lado del espectro, la economía Argentina tampoco puede seguir sobrellevando un creciente déficit fiscal por importaciones y subsidios de energía. Es una brutal encrucijada.

Los resultados en Venezuela, con su enorme subsidio a la gasolina, son desastrosos y conocidos por todos y no es necesario analizarlos. Ecuador y Bolivia son los otros dos países de la región con fuertes subsidios a sus energéticos. En ambos países se está tratando de paliar los subsidios con fuertes inversiones estatales en proyectos hidroeléctricos que permitan reemplazar gas licuado del petróleo (GLP) y derivados del petróleo en Ecuador y gas natural en Bolivia. Esperemos las medidas sean acertadas y funcionen. Conclusión: Los subsidios deben ser focalizados y de corto aliento. Caso contrario, se tornan perversos. ●

*Socio Director de Gas Energy Latin América (GELA) y de Drillinginfo. Fue Secretario Ejecutivo de OLADE y ministro de Hidrocarburos de Bolivia.

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, visita www.basf.com.mx

 **BASF**

We create chemistry

¿Preparado para la nueva energía?

Con más de 150 años de experiencia, Iberdrola es hoy líder mundial del sector energético y el primer productor privado de electricidad en México.

Contáctanos y te proporcionaremos un asesoramiento personalizado para garantizarte la soluciones energéticas más eficientes para tu negocio.

www.iberdrolamex.com
mx.comercial@iberdrola.com
Tel.: +52 55 8503 4600



IBERDROLA
Queremos ser tu energía