



• Informe Anual
2011



- ● Índice
- ● Carta del Presidente
- ● Capítulo 1. El sector energético en México y su regulación económica
- ● Capítulo 2. Instrumentos de la regulación
- ● Capítulo 3. Otorgamiento de permisos
- ● Capítulo 4. Seguimiento de obligaciones y otras actividades regulatorias
- ● Capítulo 5. Desarrollo institucional
- ● Capítulo 6. Comisionados y Cuerpo Directivo
- ● Abreviaturas y acrónimos

Índice

– ● Carta del Presidente	9
– ● Capítulo 1. El sector energético en México y su regulación económica	13
1.1 Marco jurídico	14
1.2 Organización del sector eléctrico	15
1.3 Organización del sector de gas natural	16
1.4 La Comisión Reguladora de Energía y su evolución histórica	16
1.5 El objeto y las atribuciones de la CRE	17
1.6 La estructura organizacional de la CRE	19
– ● Capítulo 2. Instrumentos de la regulación	20
2.1 Regulación para el sector eléctrico: aspectos generales	21
2.1.1 Fuentes de energía renovable	21
2.1.2 Fuentes convencionales	22
2.1.3 Importación de energía eléctrica	22
2.1.4 Instrumentos regulatorios en materia de aportaciones	23
2.2 Regulación para el sector de hidrocarburos: aspectos generales	24
2.3 Gas Natural	25
2.3.1 Régimen Permanente de los Términos y Condiciones Generales para las Ventas de Primera Mano de Gas Natural	26
2.3.2 Reformas al Reglamento de Gas Natural	27
2.3.3 Modificaciones a la Directiva sobre la determinación de los precios de gas natural objeto de venta de primera mano DIR-GAS-001-2009	28
2.3.4 Actualizaciones de parámetros μd , μm , δd y δm	29
2.3.5 Estadísticas de comercio exterior	30
2.3.6 Normalización	30

2.4	Gas Licuado de Petróleo	32
2.4.1	Términos y Condiciones Generales para las Ventas de Primera Mano de Gas Licuado de Petróleo	32
2.4.2	Metodología de precios de Ventas de Primera Mano de Gas Licuado de Petróleo	33
2.5	Combustóleo y Petroquímicos Básicos	34
— ●	Capítulo 3. Otorgamiento de permisos	37
3.1	Electricidad	38
3.1.1	Autoabastecimiento	40
3.1.2	Cogeneración	41
3.1.3	Importación	41
3.1.4	Pequeña Producción	41
3.2	Gas Natural	41
3.2.1	Transporte de gas natural para usos propios	42
3.2.2	Transporte de acceso abierto de gas natural	43
3.2.3	Distribución de gas natural	43
3.2.4	Almacenamiento de gas natural licuado	43
3.3	Gas Licuado de Petróleo	44
3.3.1	Gas LP por ductos	44
3.3.2	Almacenamiento de gas LP	45
— ●	Anexo de Capítulo 3	47
1.	Sector eléctrico	47
1.1	Permisos otorgados en 2011	
1.2	Permisos modificados en 2011	
2.	Sector de gas natural	51
2.1	Permisos otorgados durante 2011 por modalidad	
2.1.1	Permisos de transporte	
2.2	Permisos modificados durante 2011 por modalidad	
2.2.1	Permisos de transporte	
2.2.2	Permisos de distribución	
2.2.3	Permisos de almacenamiento	

3.	Sector de gas LP	57
3.1	Permisos otorgados en 2011 por modalidad	
3.1.1	Permisos de almacenamiento	
– ●	Capítulo 4. Seguimiento de obligaciones y otras actividades regulatorias	58
4.1	Administración de permisos y revisiones tarifarias	59
4.1.1	Modificación de permisos para el sector eléctrico	60
4.1.2	Modificaciones de permisos de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural y gas licuado de petróleo	60
4.1.3	Revisiones tarifarias de distribución de gas natural	63
4.1.4	Revisiones tarifarias de transporte de gas natural	64
4.1.5	Modificación y actualización de tarifas sistémicas	65
4.1.6	Modificación de zonas geográficas de distribución de gas natural	66
4.1.7	Revisiones quinquenales a los permisionarios de almacenamiento de gas natural durante 2011	68
4.2	Vigilancia del cumplimiento de las disposiciones jurídicas aplicables a las actividades reguladas	69
4.2.1	Informes estadísticos del sector eléctrico	69
4.2.2	Informes estadísticos de los subsectores de gas natural y gas licuado de petróleo	71
4.2.3	Visitas de verificación a permisionarios del sector eléctrico y al suministrador del servicio público de energía eléctrica	72
4.2.4	Visitas de verificación a permisionarios del sector de gas	75
4.3	Otras actividades	75
4.3.1	Aprobación de nuevas Unidades de Verificación	76
4.3.2	Procedimientos de intervención en materia de aportaciones	76
4.3.3	Procedimientos contenciosos	77
4.3.4	Seguimiento a la Temporada Abierta de reserva de capacidad de transmisión en Oaxaca	79
4.3.5	Estudio de Tarifas Eléctricas	80
4.3.6	Calculadora de facturación de tarifas eléctricas para usuarios domésticos del servicio público de energía eléctrica	83

— ● Anexo de Capítulo 4	84
1. Sector de gas natural	84
1.1 Energía conducida por distribuidores de gas natural	
1.2 Cobertura de usuarios de distribuidores de gas natural en 2011	
1.3 Longitud de la red de distribuidores de gas natural (red principal y conexiones) en 2011	
1.4 Unidades de Verificación aprobadas	
— ● Capítulo 5. Desarrollo institucional	87
5.1 Planeación Estratégica	88
5.1.1 Taller de Planeación Estratégica y sesiones tácticas de seguimiento	88
5.1.2 Programa Especial de Mejora de la Gestión	89
5.2 Capital Humano	90
5.2.1 Recursos Humanos	90
5.2.2 Servicio Profesional de Carrera	90
5.2.3 Capacitación	91
5.2.4 Clima y Cultura Organizacional	91
5.3 Presupuesto	92
5.3.1 Comportamiento Presupuestal y Financiero	92
5.3.2 Recursos derivados de la Ley Federal de Derechos	93
5.4 Rendición de Cuentas	94
5.4.1 Transparencia y Acceso a la Información Pública Gubernamental	94
5.4.2 Atención a Órganos Fiscalizadores	95
5.5 Vinculación institucional	95
5.5.1 Difusión	95
5.5.2 Reuniones institucionales con otros reguladores	97
5.5.3 Reuniones institucionales con actores interesados en la regulación energética	99
5.5.4 Convenios de Colaboración	100
— ● Anexo de Capítulo 5	102
1. Estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2011	102

— ● Capítulo 6. Comisionados y Cuerpo Directivo	103
6.1 Pleno de la Comisión	104
6.2 Secretaría Ejecutiva	109
6.3 Direcciones Generales	110
— ● Abreviaturas y acrónimos	117

— ● Índice de tablas, gráficos y mapas

Tabla No. 3.1	Evolución anual de permisos otorgados 1994 - 2011	39
Tabla No. 3.2 a	Permisos de transporte para usos propios otorgados por la CRE en 2011	42
Tabla No. 3.2 b	Características de los permisos vigentes en 2011 para almacenamiento de gas natural licuado	43
Tabla No. 3.2 c	Características de los permisos vigentes en 2011 para almacenamiento de gas LP	46
Tabla No. 4.1 a	Revisiones quinquenales a permisionarios de distribución finalizadas en 2011	63
Tabla No. 4.1 b	Planes de negocios de permisos de distribución: proyecciones para el tercer quinquenio	64
Tabla No. 4.1 c	Revisiones quinquenales de transportistas	65
	Mapa de la Zona Geográfica del Valle Cuautitlán - Texcoco - Hidalgo	66
	Mapa de la Zona Geográfica de Monterrey	67
	Mapa de la Zona Geográfica de Sonora	68
Gráfica No. 4.2	Generación bruta de energía eléctrica por modalidad de permisos (comparativo 2010 - 2011)	70
Tabla No. 4.2 a	Visitas de verificación a permisionarios del sector eléctrico y a la CFE, realizadas en 2011	72
Tabla No. 5.2	Programa Anual de Capacitación CRE 2011	91
Gráfica No. 5.3 a	Presupuesto autorizado en 2011, millones de pesos	92
Gráfica No. 5.3 b	Comparativo de los derechos por los servicios de la CRE durante el periodo 2005 - 2011, millones de pesos	93
Tabla No. 5.4	Atención a las Solicitudes de Información Pública Gubernamental 2011	94

Carta del Presidente

- ● En cumplimiento a lo dispuesto en el artículo 8, fracción VIII, de su propia Ley, la Comisión Reguladora de Energía ha preparado el presente informe anual de actividades, en una práctica de rendición de cuentas y transparencia arraigada en la institución.

Si bien los capítulos siguientes abordan con detalle el trabajo efectuado, cabe adelantar los principales resultados del mismo en el contexto de las circunstancias que rodearon al sector energético durante 2011.

En lo que corresponde al gas natural, continuó la dinámica observada durante 2010. En un entorno de bajos precios y crecimiento económico, la demanda del energético aumentó de manera importante. Lo anterior, aunado al nivel actual de conducción de gas natural en el Sistema de Transporte Nacional Integrado (STNI), con respecto del máximo posible en condiciones seguras, y los problemas ocasionales en la producción de PGPB, dieron como resultado un aumento en la frecuencia de alertas críticas en este sistema.



Este escenario fue advertido por la Comisión desde 2007 durante la revisión quinquenal del Sistema Nacional de Gasoductos. Desde entonces, para resolver la problemática de infraestructura insuficiente y una mejor administración de la existente, la Comisión ha venido proponiendo dos instrumentos fundamentales: la implementación de esquemas *rolled-in* con sus correspondientes tarifas sistémicas y la instrumentación definitiva del denominado “Régimen permanente” de Ventas de Primera Mano.

El primer instrumento se empezó a concretar con la constitución del STNI en el 2010 y la aplicación de sus tarifas a partir de enero de 2011. Quedan aún pendientes los lineamientos generales para la integración de sistemas de transporte, cuyo alcance jurídico está vinculado a la definición sobre una eventual modificación al Reglamento de Gas Natural, proyecto que se ha venido discutiendo con la Secretaría de Energía.

Por lo que se refiere al “Régimen permanente”, durante 2011 la Comisión se abocó a difundir nuevamente con los grandes consumidores los beneficios que tendría su aplicación y a desarrollar las resoluciones que permitirían su entrada en vigor a comienzos de 2012. Lo anterior tomando como base el conjunto de instrumentos que se tenían listos desde 2008 y que no se implementaron por decisiones de política energética en el contexto de la crisis económica de ese año.

La aplicación de este régimen tiene como consecuencia migrar de un esquema de pagos volumétricos por la cantidad de gas transportada a otro donde la capacidad en el ducto se reserve independientemente de su uso, tal como ocurre en casi todas partes del mundo. Con ello se logra un uso más eficiente de la molécula y la capacidad de

transporte, pues se desarrollan los mercados secundarios donde se pueden comprar y vender el gas y el transporte que faltan o sobran. Asimismo, los precios resultantes envían las señales económicas que se requieren para incentivar la construcción de nueva infraestructura.

No obstante lo anterior, la aplicación de este esquema quedó temporalmente en suspenso debido a la falta de consenso con los principales actores del sector y por el curso jurídico que siguió a la expedición de las resoluciones de la Comisión.

Por otra parte, en una buena noticia para el país, el Presidente de la República anunció el 8 de noviembre el desarrollo de nuevos ductos de transporte para fortalecer el STNI y llevar el gas natural a varias ciudades del país, sobre todo en la costa del Pacífico, donde aún no se cuenta con el mismo. Al otorgar los permisos de transporte y licitar las nuevas zonas de distribución, la Comisión desempeñará un papel fundamental en este programa.

En el caso del GLP, durante 2011 la Comisión expidió o modificó varios permisos de almacenamiento y sus correspondientes Condiciones Generales para la Prestación del Servicio, bajo un esquema de tarifas temporales que se revisarán en 2012. También expidió instrumentos regulatorios vinculados a las Ventas de Primera Mano por parte de Pemex. En conjunto, esta regulación tiene como propósito fortalecer la transparencia en los cargos que pagan los consumidores de este combustible.

Por lo que toca al sector eléctrico, la emisión de nuevos instrumentos regulatorios tuvo que ver fundamentalmente con las energías renovables y la cogeneración eficiente. Así, el 23 de junio se aprobaron las Disposiciones generales

para regular el acceso de nuevos proyectos de generación eléctrica con energías renovables o cogeneración eficiente a la infraestructura de transmisión de la Comisión Federal de Electricidad y la Metodología para determinar la capacidad de generación aportada al Sistema Eléctrico Nacional de las centrales eólicas, hidráulicas y de cogeneración.



En este rubro también destaca la Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide la Metodología para el cálculo de la eficiencia de los sistemas de cogeneración de energía eléctrica y los criterios para determinar la cogeneración eficiente, la cual fue aprobada a principios de año, el 13 de enero.

Con base en las disposiciones generales de acceso a la red de transmisión, el 8 de agosto se publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía emite una convocatoria para la celebración de temporadas abiertas de reserva de capacidad de transmisión y transformación de energía eléctrica a desarrollarse en los estados de Oaxaca, Puebla, Tamaulipas y Baja California. Posteriormente, el 19 de octubre se publicó en el mismo DOF un alcance a este acuerdo, definiendo las reglas de dichas temporadas abiertas.

Si bien las solicitudes originales para participar en estas temporadas abiertas superaron los 20 000 MW, es altamente probable que varios proyectos estén relacionados con la misma demanda. En ese sentido, se estima que el monto final de capacidad que se reservará y desarrollará será cercano a las estimaciones originales de la Comisión, entre 4000 y 5000 MW.

En cuanto a instrumentos de aplicación general en el sector eléctrico, el 19 de mayo, la Comisión aprobó el Modelo de Contrato de interconexión para permisionarios de importación de energía eléctrica proveniente de los Estados Unidos de América y los Modelos de Convenio para el servicio de transmisión de energía eléctrica para los casos de cargo mínimo en el nivel de transmisión (M) y para el servicio de cargo normal (N), y los anexos F-I, IB-I, TB-I, TC-I y TM-I. Con estos instrumentos se facilita la importación

de electricidad como una opción disponible para aquellos usuarios que encuentran en ésta una opción competitiva.

En el ámbito institucional, el 4 de agosto se aprobó el Reglamento Interior de la Comisión Reguladora de Energía, publicándose el 22 del mismo mes en el DOF. Su principal propósito es otorgar mayor transparencia y certidumbre sobre la forma en la que opera la institución.

En este Reglamento se contempla la creación de un Consejo Consultivo, a través del cual la Comisión ratifica su vocación de apertura y consulta sobre la regulación que está en proceso de elaboración. El embrión institucional de dicho Consejo estuvo en el Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía instituye la celebración trimestral de reuniones especiales de consulta con actores interesados en la regulación energética, mismo que se aprobó desde el 4 de mayo.

Finalmente, conviene destacar que en 2011 la CRE asumió de manera interina la Presidencia de la Asociación Iberoamericana de Entidades Reguladoras de la Energía (Ariae), siendo la primera ocasión en que un regulador latinoamericano tiene la responsabilidad de coordinar los esfuerzos de colaboración institucional entre los reguladores de la región. Esta colaboración es fundamental para el trabajo cotidiano de una institución como la Comisión, pues permite enfrentar de mejor manera uno de los principales problemas de la regulación: la asimetría de información frente a la industria regulada.

Como se ha señalado de manera reiterada en informes previos, es de resaltar que el trabajo realizado por la Comisión, destacado de manera pormenorizada en este informe, es producto de la entrega cotidiana y esfuerzo

de todos y cada uno de sus servidores públicos, quienes estamos convencidos de la importancia que tiene nuestra labor en el desarrollo de un México cada vez más competitivo y justo.

— ● **Francisco Javier Salazar Diez de Sollano**
Comisionado Presidente
Comisión Reguladora de Energía

▾ El sector energético en México y su regulación económica

El sector energético en México y su regulación económica

En este capítulo se describen de manera sintetizada el marco jurídico y la organización industrial de las actividades reguladas del sector energético a cargo de la Comisión Reguladora de Energía (CRE). Además, se aborda su evolución institucional a través de los años, su objeto, sus atribuciones y su estructura como órgano desconcentrado.

● 1.1 MARCO JURÍDICO

El marco jurídico de la organización industrial del sector energético en México, y las bases para su regulación, parte de los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.

Las leyes que desarrollan esas normas constitucionales han sido objeto de reformas a lo largo del tiempo, la última de las cuales se produjo en 2008, con amplios consensos y a partir de una diversidad de iniciativas.

En particular, las leyes que diseñan el arreglo institucional del sector energético y su regulación económica son las siguientes:

- Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo.
- Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE).
- Ley de la Comisión Reguladora de Energía.
- Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética.

Para la ejecución administrativa de estas leyes, el titular del Ejecutivo Federal ha expedido el Reglamento de Gas Natural, el Reglamento de Gas Licuado de Petróleo, el Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, los dos Reglamentos de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y el Reglamento de la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética.

Para la instrumentación regulatoria de las normas legales y reglamentarias se encuentran las disposiciones de carácter general que expide la Comisión Reguladora de Energía, tales como directivas, metodologías, modelos de contratos, modelos de convenios, lineamientos y normas oficiales mexicanas. Finalmente están las resoluciones y acuerdos de carácter específico, por los que se aplican e interpretan

leyes, reglamentos y disposiciones administrativas a casos particulares.



— ● 1.2 ORGANIZACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO

Antes de 1960, el sector eléctrico estaba abierto a la participación privada. Posteriormente, y hasta principios de los noventas, se estableció una restricción importante a dicha participación y se consolidó un monopolio estatal a cargo de dos organismos públicos: Comisión Federal de Electricidad (CFE) y Luz y Fuerza del Centro. Sin embargo, en 1992, el Congreso de la Unión aprobó una serie de reformas a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica permitiendo una mayor participación del sector privado en la generación de energía eléctrica que no constituía como tal dicho servicio público. A partir de estas modificaciones, se estableció que los particulares podrían generar energía eléctrica no sólo para su propio consumo o para emergencias derivadas de interrupciones en el servicio público, sino también para su venta a la CFE, para su exportación o cuando hubiera un proceso asociado de co-generación. Adicionalmente, se permitió la importación de energía eléctrica.

Por su parte, conforme a lo dispuesto en la Constitución, los organismos públicos quedaron a cargo de todas aquellas actividades que tenían como propósito el servicio público. Al abrir nuevamente a la participación privada las actividades antes mencionadas, además de dar opciones para la satisfacción de la propia demanda de energía eléctrica, se lograron asegurar las inversiones necesarias para que México contara con una capacidad suficiente para satisfacer la demanda del servicio público en un escenario de restricciones presupuestales crecientes para el Estado y sus empresas, ambas cosas al amparo de un marco regulatorio que ha permitido la convivencia del sector público y el privado en beneficio del país y su desarrollo económico y social.

— ● 1.3 ORGANIZACIÓN DEL SECTOR DE GAS NATURAL

De manera análoga a lo ocurrido en el sector eléctrico, a mediados de los noventa se produjo la reforma legal que permitió la apertura de ciertas actividades del sector de gas natural a la inversión privada. Así, bajo un régimen de permisos, se permitió la inversión privada y social en el transporte, la distribución y el almacenamiento de gas, de tal manera que Petróleos Mexicanos (Pemex) pudiera concentrar sus inversiones en la exploración y explotación del energético, actividades estratégicas de la industria que quedaron reservadas al Estado.

En lugar de privatizar la industria, la reforma sentó las bases de un esquema de convivencia entre el sector público y el privado que tiene como propósito promover el desarrollo eficiente de actividades que constituyen monopolios naturales, a través de su regulación económica. Como resultado de este esquema, en beneficio de los usuarios que ya existían y de muchos otros nuevos que se han generado, México ha podido concretar inversiones fundamentales en este sector, en circunstancias que, como se señaló para el caso eléctrico, han sido cada vez más restrictivas para el ejercicio presupuestal público.

— ● 1.4 LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA Y SU EVOLUCIÓN HISTÓRICA

Uno de los mandatos de la reforma a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en 1992 fue la constitución de un órgano administrativo desconcentrado de la entonces Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal, para resolver las cuestiones derivadas de la interacción entre el sector público y el privado producto de dicha reforma. Así,



la Comisión Reguladora de Energía fue creada mediante Decreto presidencial publicado en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 4 de octubre de 1993, el cual entró en vigor el 3 de enero de 1994.

Posteriormente, como parte de la reforma estructural al sector del gas, el Congreso de la Unión aprobó la Ley de la Comisión Reguladora de Energía, la cual se publicó en el DOF el 31 de octubre de 1995. El Poder Legislativo concibió a esta Comisión como un órgano desconcentrado de la Secretaría de Energía, con autonomía técnica y operativa y con atribuciones que previamente se encontraban dispersas en dicha Secretaría, en la Secretaría de Hacienda y Crédito Público y en la entonces Secretaría de Comercio y Fomento Industrial. Ello permitió a la CRE tener la capacidad de instrumentar el marco regulatorio en los sectores regulados del gas y la electricidad.

Trece años después, el viernes 28 de noviembre de 2008, se publicaron en el DOF los diversos decretos que representaron los acuerdos alcanzados en el Congreso de la Unión en torno a cómo debía modificarse el funcionamiento del sector energético y sus instituciones. En particular, los decretos que impactaron a la CRE fueron los que reformaron la Ley de la Comisión Reguladora de Energía y la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, y el que expidió la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética. Estas reformas fortalecieron a la Comisión en cuanto al alcance de su autonomía, a su estructura y funcionamiento, y a su función como autoridad, además de que le confirieron mayores atribuciones para regular no sólo los subsectores del gas y la electricidad que ya tenía bajo su responsabilidad, sino también el desarrollo de otras actividades de la industria de los hidrocarburos, y de manera explícita, la generación con fuentes renovables de energía.

● 1.5 EL OBJETO Y LAS ATRIBUCIONES DE LA CRE

Conforme al artículo 2 de su Ley, la Comisión tiene por objeto promover el desarrollo eficiente de las siguientes actividades del sector energético nacional:

- I. El suministro y venta de energía eléctrica a los usuarios del servicio público;
- II. La generación, exportación e importación de energía eléctrica, que realicen los particulares;
- III. La adquisición de energía eléctrica que se destine al servicio público;
- IV. Los servicios de conducción, transformación y entrega de energía eléctrica, entre las entidades que tengan a



su cargo la prestación del servicio público de energía eléctrica y entre éstas y los titulares de permisos para la generación, exportación e importación de energía eléctrica;

- V. Las ventas de primera mano del gas, del combustóleo y de los petroquímicos básicos. Por venta de primera mano se entenderá la primera enajenación que Petróleos Mexicanos y sus subsidiarios realicen en territorio nacional a un tercero y para los efectos de esta Ley se asimilarán a éstas las que realicen a terceros las personas morales que aquellos controlen;
- VI. El transporte y distribución de gas, de los productos que se obtengan de la refinación del petróleo y de los petroquímicos básicos, que se realice por medio de ductos, así como los sistemas de almacenamiento que se encuentren directamente vinculados a los sistemas de transporte o distribución por ducto, o que formen parte integral de las terminales de importación o distribución de dichos productos;
- VII. El transporte y distribución de bioenergéticos que se realice por ductos, así como el almacenamiento de los mismos que se encuentren directamente vinculados a los sistemas de transporte o distribución por ductos, así como las terminales de importación o distribución de dichos productos.

Conforme al último párrafo del mencionado artículo 2, los principios que guían el cumplimiento del objeto de la Comisión Reguladora de Energía son contribuir a salvaguardar la prestación de los servicios públicos, fomentar una sana competencia, proteger los intereses de los usuarios, propiciar una adecuada cobertura nacional y atender a la confiabilidad, estabilidad y seguridad en el suministro y la prestación de los servicios.

Adicionalmente a estas actividades reguladas contenidas en su propia ley, hay que señalar que la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE) dota de atribuciones específicas a la CRE para la regulación de la generación eléctrica a partir de energías renovables. Así, si bien la generación de electricidad ya estaba contemplada dentro de la Ley de la CRE como una actividad regulada, la LAERFTE dota al órgano regulador de una función promotora de dicha actividad, por su importancia para el desarrollo energético del país.



— ● **1.6 LA ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL DE LA CRE**

Hoy la CRE es un órgano desconcentrado de la Secretaría de Energía con autonomía técnica, operativa, de gestión y de decisión.

La Comisión está integrada por un Pleno de cinco comisionados, incluyendo a su Presidente, quienes deliberan en forma colegiada y deciden los asuntos por mayoría de votos. Los comisionados son designados por el titular del Ejecutivo Federal, a propuesta del Secretario de Energía, por periodos escalonados de cinco años, y cuentan con la posibilidad de

ser designados para un periodo adicional. La formación multidisciplinaria de los comisionados, y su vasta experiencia en el sector de la energía, tanto en el sector público y el privado como en la academia, dotan a la Comisión de una garantía de independencia y profesionalismo.

Conforme a su Ley, la Comisión cuenta con las unidades administrativas y servidores públicos necesarios para la consecución de su objeto, personal altamente calificado en las áreas de economía, ingeniería, actuaría, derecho y administración. Las funciones de secretariado del Pleno de Comisionados, enlace institucional y coordinación de la administración, corresponden al Secretario Ejecutivo. Las funciones de instrumentación del marco regulatorio, y apoyo técnico para estos propósitos, están a cargo de las Direcciones Generales de Hidrocarburos y Bioenergéticos, de Electricidad y Energías Renovables, de Análisis Económico y Regulación, de Tarifas, de Ingeniería y Normalización, de Asuntos Jurídicos, y de Administración.

Cabe señalar que el 22 de agosto de 2011 se publicó en el DOF el primer Reglamento Interior en la historia de la Comisión, el cual contribuye decididamente a la institucionalización y transparencia en la estructura, la organización y el funcionamiento del órgano de gobierno y las unidades administrativas de este órgano desconcentrado.



▼ Instrumentos de la regulación

Instrumentos de la regulación

De acuerdo al capítulo anterior, la regulación energética comprende desde normas generales aprobadas por el Congreso de la Unión y el Ejecutivo Federal (leyes y reglamentos) hasta una serie de instrumentos administrativos a cargo de esta Comisión, como por ejemplo directivas, modelos de instrumentos contractuales, metodologías, entre otros. Estas herramientas tienen como propósito lograr el desarrollo eficiente de las actividades reguladas en un marco de transparencia y certidumbre para usuarios y prestadores de servicio.

Dada la constante evolución de los sectores regulados es fundamental que la Comisión revise permanentemente la vigencia de sus instrumentos regulatorios y que los adecue en caso necesario. Además, es práctica común que mantenga comunicación con los responsables del marco legal y reglamentario con el fin de informarlos sobre lo que, a su juicio y en su caso, requeriría ser reformado.

● 2.1 REGULACIÓN PARA EL SECTOR ELÉCTRICO: ASPECTOS GENERALES

Con la publicación de la LAERFTE y su Reglamento, a la CRE se le otorgaron atribuciones que tienen como objetivo

la promoción de las fuentes renovables de energía con el fin de aprovechar de mejor manera los recursos renovables con que cuenta el país. De esta manera, con la creación y desarrollo de nuevos instrumentos regulatorios en materia de fuentes de energía renovable así como los instrumentos para fuentes de energía convencionales, publicados por la CRE en años anteriores, se establecen una serie de elementos técnicos, jurídicos y económicos que brindan seguridad a los desarrolladores de proyectos privados en la generación de energía eléctrica del país.

A continuación, se detalla el alcance de la regulación sobre el sector eléctrico instrumentada en 2011:

● 2.1.1 Fuentes de energía renovable

Como parte del cumplimiento de mandato que tiene la Comisión, derivado de la publicación de la legislación anteriormente mencionada, en 2011 se emitieron y publicaron en el DOF los siguientes instrumentos regulatorios:

- El 22 de febrero, la Resolución RES/003/2011 por la que se emite la Metodología para el cálculo de

la eficiencia de los sistemas de cogeneración eléctrica.

- El 29 de junio, la Resolución RES/207/2011 por la que se expiden las Disposiciones generales para regular el acceso de nuevos proyectos de generación de energía eléctrica con energías renovables o cogeneración eficiente a la infraestructura de transmisión de la Comisión Federal de Electricidad.
- El 12 de julio, la Resolución RES/208/2011 por la que se expide la Metodología para determinar la capacidad de generación aportada al sistema eléctrico nacional de las centrales eólicas, hidráulicas y de cogeneración.
- El 8 de agosto, el Acuerdo A/028/2011 por el que se emite una convocatoria para la celebración de Temporadas Abiertas de reserva de capacidad de transmisión y transformación de energía eléctrica (TA) a desarrollarse en los Estados de Oaxaca, Puebla, Tamaulipas y Baja California.
- El 19 de octubre, el Acuerdo A/042/2011 por el que se modifica el diverso por que emite una convocatoria para la celebración de Temporadas Abiertas de reserva de capacidad de transmisión y transformación de energía eléctrica a desarrollarse en los Estados de Oaxaca, Puebla, Tamaulipas y Baja California.

Cabe señalar que durante este año la Comisión continuó con el desarrollo de la Metodología para la determinación de las contraprestaciones que pagará el suministrador a los generadores que utilicen energías renovables o cogeneración eficiente, misma que deberá atender las reformas a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y la LAERFTE,

publicadas el 1 de junio de 2011, para estar en posibilidad de enviarse oficialmente a las Secretarías de Energía, Hacienda y Crédito Público, Medio Ambiente y Salud para su opinión.

Asimismo, se emitieron las Resoluciones RES/005/2011, RES/059/2011, RES/097/2011, RES/117/2011, RES/162/2011, RES/206/2011, RES/314/2011, RES/251/2011, RES/314/2011, RES/401/2011, RES/445/2011, RES/482/2011, necesarias para la actualización de los cargos correspondientes a los servicios de transmisión que presta el suministrador a los permisionarios con centrales de generación de energía eléctrica con fuente de energía renovable o cogeneración eficiente, en los niveles de alta, media y baja tensión, propios a los meses enero - diciembre de 2011, utilizando el factor de ajuste correspondiente.

— ● 2.1.2 Fuentes convencionales

Durante 2011 se mantuvo vigente la regulación para fuentes convencionales, ya que ha funcionado de manera correcta. No obstante lo anterior, se está trabajando en conjunto con la CFE con el objeto de encontrar áreas de oportunidad en dichos instrumentos y poder realizar modificaciones que correspondan a los mismos.

— ● 2.1.3 Importación de energía eléctrica

El 28 de junio de 2011 se publicó en el DOF la Resolución RES/160/2011 por la que la Comisión aprueba el Modelo de Contrato de interconexión para permisionarios de importación de energía eléctrica proveniente de los Estados Unidos de América, además de los Modelos de Convenio

para el servicio de transmisión de energía eléctrica para los casos de cargo mínimo en el nivel de transmisión (M) y para el servicio de cargo normal (N) y los anexos F-I, IB-I, TC-I y TM-I.

— ● **2.1.4 Instrumentos regulatorios en materia de aportaciones**

El Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en Materia de Aportaciones (Reglamento de Aportaciones), publicado el 10 de noviembre de 1998 en el DOF, establece que esta Comisión aprobará diversos instrumentos regulatorios en la materia.

A continuación, se describe su situación en 2011:

- Catálogo de Precios.
La Comisión Federal de Electricidad no presentó para aprobación de la CRE la revisión anual del Catálogo de Precios, por lo que continúa vigente el aprobado mediante la Resolución RES/040/2010, publicada en el DOF el 24 de marzo de 2010. Así, en 2011 la Comisión aprobó la actualización periódica del Catálogo de Precios.
- Factores de ajuste mensuales.
Se continuó con la aprobación mensual, mediante diversas Resoluciones, de los factores de ajuste de los precios de materiales y equipos y los costos unitarios del *kilovolt ampere* de capacidad de transformación del Catálogo de Precios de la CFE, así como los factores de ajuste anuales de mano de obra o labor de dicho organismo.

- Especificaciones técnicas.
El 31 de marzo, mediante la Resolución RES/103/2011 se aprobó la Norma de Distribución –Construcción de Sistemas Subterráneos–, versión 2008, de la Comisión Federal de Electricidad, a que se refiere la fracción V del artículo 3 del Reglamento de Aportaciones.
- Decreto por el que se reforma el Reglamento de Aportaciones.
El 16 de diciembre de 2011 se publicó en el DOF el Decreto por el que se reforman, adicionan y derogan diversas disposiciones del Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, en Materia de Aportaciones. En dicho Decreto se establece que la CRE deberá implementar los cambios necesarios a la actual regulación en esta materia, lo cual implica aprobar y emitir los siguientes instrumentos:
 - a. Procedimiento para el registro, seguimiento y control de solicitudes y convenios que celebre el suministrador con los solicitantes o usuarios del servicio público de energía eléctrica.
 - b. Catálogo de Precios del suministrador.
 - c. Criterios y bases para determinar y actualizar el monto de las aportaciones.
 - d. Modelos de Convenios que celebre el suministrador con los solicitantes o usuarios del servicio público de energía eléctrica.
 - e. Formas y términos en que el suministrador rinda a la CRE el informe de las aportaciones recibidas de los solicitantes o usuarios del servicio público de energía eléctrica en el año inmediato anterior.
 - f. Procedimiento y criterios para revisar el valor de la demanda normal de servicio para los solicitantes de media y baja tensión.

— ● **2.2 REGULACIÓN PARA EL SECTOR HIDROCARBUROS:
ASPECTOS GENERALES**

En el sector de gas natural, se prosiguió con el proceso de instrumentación de los Términos y Condiciones Generales para las Ventas de Primera Mano de Gas Natural (TCGVPM). Los trabajos correspondientes culminaron con la publicación en el DOF, en septiembre de 2011, de la Resolución RES/308/2011, así como del aviso por el cual entrarían en vigor de forma definitiva los citados Términos y Condiciones. No obstante, el mismo mes de septiembre de 2011, Pemex-Gas y Petroquímica Básica (PGPB) promovió ante la CRE un recurso de reconsideración en contra de los citados instrumentos, manifestando la necesidad de adecuar diversos aspectos del nuevo esquema de Ventas de Primera Mano (VPM) y de reserva de capacidad en el Sistema Nacional de Gasoductos (SNG). En congruencia con lo anterior, PGPB presentó una nueva propuesta de TCGVPM para su análisis y eventual aprobación. A finales de 2011, la CRE inició el proceso deliberativo y de análisis de la citada propuesta.

En materia de precios, durante 2011 la CRE analizó y desarrolló nuevas propuestas de adecuación a la Directiva de precios de VPM de gas natural, toda vez que se ha diagnosticado que la formulación de los precios empleados como referencia internacional se ha desvinculado de la evolución puntual de los mercados, lo cual se traduce en una subestimación del costo de oportunidad del gas. Ello introduce distorsiones en las VPM tales como barreras a la entrada de competidores y al comercio exterior del hidrocarburo. La CRE ha venido analizando, desde el punto de vista teórico y práctico, el problema detectado. Las alternativas de solución consideradas consisten principalmente en la modificación de los índices de referencia vigentes o la adecuación de los mecanismos de ajuste entre los índices de referencia del Sur de Texas y de *Henry Hub*.

Además, se culminó la propuesta de la CRE respecto del proyecto de reformas al Reglamento de Gas Natural con la visión de apuntalar el desarrollo del mercado de este energético bajo una estructura industrial que fomente la competencia y la participación de nuevos actores. El proyecto se

puso a consideración de la Sener, quien a finales de 2011 asumió la dirección del proyecto final en su calidad de cabeza de sector.



En materia de gas LP, la CRE concluyó la revisión y propuesta de los TCGVPM de este hidrocarburo, así como de los Lineamientos Operativos sobre Condiciones Financieras y Suspensión de Entregas (LOCFSE). Ambos documentos integraron las observaciones incorporadas por el grupo de trabajo conformado por la propia CRE, PGPB y los particulares que participaron en la consulta pública respectiva. Los documentos finales de la CRE atienden la disyuntiva regulatoria en el sentido de que los instrumentos deben apegarse a la estructura industrial que establece el Reglamento de Gas Licuado de Petróleo, a la vez que debe ser compatible con la actual estructura de mercado cerrado y precios controlados en la que PGPB debe asegurar el abasto nacional del combustible.

A continuación, se detalla el alcance de la regulación sobre el sector de hidrocarburos instrumentada en 2011:

— ● 2.3 GAS NATURAL

2.3.1 Régimen Permanente de los Términos y Condiciones Generales para las Ventas de Primera Mano de Gas Natural

Los Términos y Condiciones Generales para las Ventas de Primera Mano de Gas Natural (TCGVPM) fueron aprobados por la CRE en el año 2000. Este ordenamiento establece las condiciones contractuales que deberá aplicar PGPB a sus adquirentes respecto a la adquisición, enajenación y entrega del gas natural objeto de VPM.

Los esquemas de adquisición y de entrega del gas previstos en los TCGVPM representan un cambio de paradigma en las relaciones contractuales entre Pemex y los adquirentes de gas natural, toda vez que éstos contraerán una mayor corresponsabilidad en las diferentes actividades de la cadena de suministro. El cambio de paradigma puede resumirse en que el nuevo esquema permite la adquisición desagregada del gas y de los servicios involucrados en su entrega, principalmente el transporte, en tanto que el régimen anterior contempla únicamente la venta agregada de la molécula y los servicios de entrega. Por ello, desde la aprobación de los citados términos, la CRE ha conducido un proceso de sensibilización entre los principales participantes de la industria con la finalidad de alcanzar la completa instrumentación del nuevo régimen, para lo cual se ha buscado evidenciar los beneficios que tendrá la implementación completa de los TCGVPM en el mediano y largo plazos. La entrada en vigor en su totalidad de los TCGVPM, junto con las Condiciones Generales para la Prestación del Servicio en el Sistema Nacional de Gasoductos (SNG), consolidará las bases para promover el desarrollo de un mercado más eficiente y competitivo de gas natural.

En este contexto, es importante hacer notar que el nuevo régimen de las VPM sólo alcanzará un grado elevado de eficacia en el impulso al desarrollo de un mercado más eficiente y competitivo en la medida en que exista un esquema real y efectivo de acceso abierto a la red de gasoductos, toda vez que esto fomentará la concurrencia de un mayor número de actores a la industria, al mismo tiempo que promoverá la eficiencia de los participantes actuales.

En 2011 los trabajos para la puesta en marcha en su totalidad de los TCGVPM culminaron con la publicación en el Diario Oficial de la Federación del 5 de septiembre de 2011 de la Resolución RES/308/2011, instrumento jurídico por el que se aprueban y expiden los costos de servicio del Catálogo de Precios y Contraprestaciones que forma parte de los citados TCGVPM. Esta aprobación era de uno de los pendientes más importantes para instrumentar el nuevo régimen de las VPM. Una vez expedida esta Resolución, la CRE se encontró en posibilidades de publicar el aviso por el cual entran en vigor de forma definitiva y general los TCGVPM.

No obstante, el 23 de septiembre de 2011 PGPB promovió ante la CRE un recurso de reconsideración en contra de la Resolución RES/308/2011, así como contra el aviso de entrada en vigor de los TCGVPM. En dicho recurso PGPB manifestó la necesidad de adecuar diversos instrumentos regulatorios para la viabilidad del nuevo esquema de venta del gas natural y de reserva de capacidad que implicaría la entrada en vigor en su totalidad del Régimen Permanente de los TCGVPM. En particular, PGPB manifestó la necesidad de modificar aspectos relacionados con las condiciones financieras y de suspensión de entregas, así como la actualización de los valores de los costos de servicio en el Capítulo II del Catálogo de Precios y Contraprestaciones que forma parte de los propios TCGVPM.



En congruencia con lo anterior, a finales de septiembre de 2011, PGPB presentó una nueva propuesta de TCGVPM para el análisis y eventual aprobación por parte de la CRE. A finales de 2011, la CRE inició el proceso deliberativo y de análisis de la citada propuesta.

— ● 2.3.2 Reformas al Reglamento de Gas Natural

Como resultado del diagnóstico de los resultados alcanzados a partir de la reforma en el sector de gas natural emprendida en 1995, la CRE concluyó en la necesidad de redefinir diversos aspectos de la organización industrial del sector a fin de promover un desarrollo más dinámico de nueva infraestructura de transporte, almacenamiento y distribución a la par del potencial que representa la demanda de gas natural en el país; además de sentar bases más sólidas para una mayor participación de nuevos actores, especialmente en segmentos de la cadena de suministro con potencial competitivo como la comercialización.

Por ello, la CRE emprendió un proyecto de reformas al Reglamento de Gas Natural buscando actualizar dicho instrumento normativo para consolidar un marco regulatorio claro y transparente que apalanque un crecimiento acelerado del sector hacia la visión de largo plazo planteada en 1995, con objetivos tales como: promover mayor competencia y participación de nuevos agentes en el mercado de gas natural; mejorar las condiciones para el desarrollo de infraestructura y precisar las condiciones de integración vertical, y asegurar el acceso abierto a los servicios bajo principios de transparencia y no discriminación indebida. El proyecto fue sometido a consideración de los principales interlocutores de la Comisión en materia de este energético: la Secretaría de Energía, PGPB, permisionarios, la Asociación Mexicana de Gas Natural (AMGN), así como cámaras y asociaciones industriales del país.

Durante 2011, la CRE y la Sener trabajaron en la elaboración y análisis de diversas versiones del proyecto de un Nuevo Reglamento de Gas Natural. En particular, durante el

segundo semestre de 2011, la CRE realizó trabajos paralelos en dos sentidos. El primero fue un proceso de análisis iterativo con Sener a fin de definir un proyecto que atendiera de la mejor forma posible la situación de la industria y que recogiera las propuestas factibles realizadas por sus principales actores. El segundo fue referente a la investigación y análisis de prácticas regulatorias internacionalmente aceptadas con respecto a temas específicos.



De esta manera, la CRE elaboró diversos estudios con respecto a igual número de temas con el fin de sustentar las propuestas de la Comisión. Estos estudios se centraron

en la necesidad e implementación con respecto a la práctica internacional de:

- La separación entre transporte y distribución de gas por medio de ductos.
Esta es una medida regulatoria producto de procesos largos de implementación y corrección tanto en Estados Unidos como en la Unión Europea. Su objetivo fundamental es limitar el poder que tiene el monopolio natural del transporte, y así evitar que se extienda a otros eslabones de la cadena y evitar favorecer a empresas integradas verticalmente al transportista.
- La importancia, el papel y el funcionamiento de la figura de gestor independiente del sistema en una red de transporte de gas por medio de ductos.
Esta figura es la responsable de llevar los aspectos operativos y comerciales de la red de transporte. Según la experiencia internacional, ésta constituye una forma eficaz y eficiente de garantizar un trato no indebidamente discriminatorio para todos los usuarios de la red en favor de filiales de la transportista.
- Las razones y objetivos de prohibir al transportista enajenar gas.
Esta limitante contribuye a limitar el poder monopólico del transporte de gas por medio de ductos, pues de lo contrario se puede caer en prácticas de ejercicio de poder de mercado y discriminación indebida.
- Los principios regulatorios “*Shipper - Must - Have - Title*” y “*Buy/Sell Prohibition*”.
Medidas complementarias a la prohibición de enajenar gas, cuyo objetivo también es el de asegurar prácticas competitivas y no indebidamente discriminatorias.

- La obligación de los permisionarios de publicar condiciones especiales otorgadas a un usuario.
Se ha comprobado que la publicación de información respecto del trato comercial de los permisionarios es una herramienta importante que permite tanto a los usuarios como al ente regulador, asegurar que los entes regulados no favorecen a usuarios que también son sus filiales. El objetivo no es prohibir la existencia de condiciones especiales, sino extender las mismas a cualquier usuario que las solicite y que se encuentre en condiciones similares al que ya las recibió.

A finales de 2011, la Sener, como cabeza de sector, asumió la dirección del proyecto final de nuevo Reglamento de Gas Natural.

— ● 2.3.3 Modificaciones a la Directiva sobre la determinación de los precios de gas natural objeto de venta de primera mano DIR-GAS-001-2009

Derivado de diversas consultas y solicitudes realizadas por los actores de la industria respecto de la aplicación de la Directiva sobre la Determinación de los precios de gas natural objeto de venta de primera mano DIR-GAS-001-2009 (Directiva de precios de VPM), en septiembre de 2010 se publicó en el DOF la Resolución RES/220/2010, por la cual la CRE modificó la citada Directiva en lo que se refiere la definición de los índices diarios de referencias internacionales, el mecanismo de sustitución de índices cuando estos no se encuentren disponibles en las publicaciones correspondientes y la determinación de precios en puntos de inyección distintos a plantas de proceso.

Igualmente en 2010, la CRE analizó una propuesta de Pemex consistente en eliminar el mecanismo de mínimos comprendido en la disposición 3.2 de la Directiva de precios de VPM, relativa a la determinación del índice de referencia a emplear en el cálculo de los precios de VPM. Como resultado de dicho análisis, la CRE concluyó que la eliminación de dicho mecanismo permitiría reflejar en mejor medida el costo de oportunidad del gas natural objeto de VPM. Por lo anterior, con fecha 7 de abril de 2011 la CRE publicó en el DOF la Resolución RES/067/2011, por la que se modificó la Directiva DIR-GAS-001-2009 en lo relativo a la eliminación del mecanismo de mínimos que comprendía la disposición 3.2 de dicho instrumento.

Durante 2011 la CRE trabajó en nuevas propuestas de adecuaciones a la citada Directiva, toda vez que se ha diagnosticado que la formulación de los precios empleados como referencia internacional se ha desvinculado de la evolución puntual de los mercados, lo cual se traduce en una subestimación del costo de oportunidad del gas. Ello introduce distorsiones en las VPM tales como barreras a la entrada de competidores y al comercio exterior del hidrocarburo. La CRE ha venido analizando, desde el punto de

vista teórico y práctico, el problema detectado. Las alternativas de solución consideradas consisten principalmente en la modificación de los índices de referencia vigentes o la adecuación de los mecanismos de ajuste entre los índices de referencia del Sur de Texas y de *Henry Hub*.

● 2.3.4 Actualización de parámetros μ , μ_m , δ y δ_m

En virtud de que la disposición 11.3 de la Directiva de precios de VPM contempla que los parámetros μ y δ sean actualizados trimestralmente, a lo largo de 2011 la CRE expidió las Resoluciones RES/014/2011, RES/128/2011, RES/249/2011 y RES/408/2011 con el fin de renovar dichos parámetros, la última de ellas con una vigencia del 1 de noviembre de 2011 al 31 de enero de 2012. Estos parámetros permiten ajustar los precios del mercado de referencia en *Henry Hub* a las referencias del mercado en el sur de Texas, lo cual coadyuva a que los precios del gas natural objeto de VPM reflejen su costo de oportunidad y condiciones de competitividad en el mercado internacional, tal como lo dictan las disposiciones reglamentarias en la materia.

— ● **2.3.5 Estadísticas de comercio exterior**

Debido a la importancia que reviste el análisis de los flujos de comercio exterior de gas natural para la evaluación del desarrollo de la industria, en particular para aspectos de competencia, infraestructura y seguridad de abasto, durante 2011 la CRE se dio a la tarea de publicar en su portal de Internet periódicamente, estadísticas de comercio exterior. Dichas estadísticas comprenden el volumen de gas natural importado y exportado por empresas privadas y por PGPB. La información se presenta desglosada por:

- Sector que realiza el comercio exterior: PGPB o empresas privadas.
- Estado físico del gas: gas natural licuado o gas natural.
- Puntos de importación.
- Puntos de exportación.

La fuente de información son los reportes que presentan los importadores y exportadores de gas natural a la Comisión Reguladora de Energía de conformidad con la Directiva de información para las actividades regu-

ladas en materia de gas natural DIR-GAS-006-2006, así como la Sener. En la revisión de esta información, se puede apreciar la creciente importancia que está tomando el suministro de gas importado en la oferta total de gas natural en México, en particular, el gas natural licuado.

— ● **2.3.6 Normalización**

Los días 4 y 8 de febrero de 2011, la Comisión Reguladora de Energía publicó en el DOF las Normas Oficiales Mexicanas NOM-002-SECRE-2010, Instalaciones de aprovechamiento de gas natural, y NOM-007-SECRE-2010, Transporte de gas natural, respectivamente. La primera establece los requisitos mínimos de seguridad que deben cumplirse en el diseño, materiales, construcción, instalación, pruebas de hermeticidad, operación, mantenimiento y seguridad de las instalaciones de aprovechamiento de gas natural de los usuarios, mientras que la segunda establece las especificaciones técnicas y los requisitos mínimos de seguridad que deben cumplir los sistemas de transporte de gas natural por medio de ductos.

— ● *Tabla No. 2.3*
Nuevas Normas Oficiales Mexicanas

NOM	Normas Oficiales Mexicanas de Gas Natural	Fecha de Publicación en el DOF
NOM-002-SECRE-2019	Instalaciones de aprovechamiento de gas natural	4/feb/11
NOM-007-SECRE-2010	Transporte de gas natural	8/feb/11

Calidad del Gas Natural

Por otra parte, a partir de la relevancia que el tema de la calidad de gas natural ha cobrado en los últimos años, la Comisión, como complemento a la publicación en el DOF de la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-2010, Especificaciones del gas natural, expidió disposiciones que pretenden internalizar los aspectos de calidad del gas natural en el precio de dicho energético. Adicionalmente, durante 2011 llevó a cabo diversas actividades relacionadas con la medición de la calidad del gas natural, como fueron:

- Se realizó una sesión del Grupo Técnico Consultivo que asesora a la CRE en la definición del alcance y términos de referencia de los estudios para determinar los costos de las afectaciones por el uso de gas natural fuera de especificaciones, la interpretación de los resultados de dicho estudio y la metodología para determinar los ajustes y bonificaciones al gas natural.

- Se expidió la Resolución RES/098/2011 mediante la cual se requiere a PGPB los estudios que determinen los costos de las afectaciones generadas por el uso continuo de gas natural con alto contenido de nitrógeno o causadas por el incumplimiento de la NOM-001-SECRE-2010, Especificaciones del gas natural. A este respecto, el Grupo Técnico Consultivo se ha reunido con la CRE y PGPB para revisar el alcance de dicho estudio.
- Se expidió la Resolución RES/066/2011, la cual incluye la Tabla de puntos de muestreo donde se indica dónde y quién es el responsable de determinar la calidad del gas natural; y su correspondiente publicación en el DOF el 11 de abril de 2011.
- Mediante la Resolución RES/392/2011, instrumento publicado en el DOF el 10 de noviembre de 2011, se actualizó la Tabla de puntos de muestreo.
- Se expidió el Acuerdo A/031/2011 el 16 de noviembre de 2011, mediante el cual se le otorga a Pemex una prórroga para instalar los equipos para determinar las especificaciones del gas natural, así como iniciar el registro de las especificaciones.

Programa Nacional de Normalización 2012

Cabe señalar que en noviembre de 2011 se presentó al Comité Consultivo Nacional de Normalización de Derivados del Petróleo, del Gas y Bioenergéticos, el Programa Nacional de Normalización 2012 que describe los trabajos que se desarrollarán en la CRE para la elaboración de normas oficiales mexicanas en temas como:

- Almacenamiento de propano, butano y gas licuado de petróleo, y

- Transporte de gas licuado del petróleo e hidrocarburos líquidos;
- Calidad de los petroquímicos básicos;
- Distribución de gas natural y gas licuado de petróleo por ductos, y
- Almacenamiento de combustibles líquidos, excepto gas natural licuado, etano, propano, butano y gas licuado de petróleo.

Asimismo, se describen las normas oficiales mexicanas que se encuentran vigentes y que serán revisadas:

- i. NOM-007-SECRE-2010, Transporte de gas natural.
- ii. NOM-013-SECRE-2004, Requisitos de seguridad para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de terminales de almacenamiento de gas natural licuado que incluyen sistemas, equipos e instalaciones de recepción, conducción, vaporización y entrega de gas natural.
- iii. NOM-010-SECRE-2002, Gas natural comprimido para uso automotor. Requisitos mínimos de seguridad para estaciones de servicio.
- iv. NOM-011-SECRE-2000, Gas natural comprimido para uso automotor. Requisitos mínimos de seguridad en instalaciones vehiculares.

● 2.4 GAS LICUADO DE PETRÓLEO

● 2.4.1 Términos y Condiciones Generales para las Ventas de Primera Mano de Gas Licuado de Petróleo

A finales de 2011 se contó con una versión revisada del proyecto de Términos y Condiciones Generales para las Ventas de Primera Mano de Gas Licuado de Petróleo

(TCGGLP) y de los Lineamientos Operativos sobre Condiciones Financieras y Suspensión de Entregas (LOCFSE). Ambos documentos integraron las observaciones incorporadas por el grupo de trabajo conformado por la Comisión y Pemex-Gas y Petroquímica Básica.

Los LOCFSE formarán parte de los TCGGLP; no obstante que por su complejidad se analizaron por separado, ya que establecen, entre otros aspectos, las condiciones financieras de contratación, garantías y pago; plazos de crédito, intereses moratorios y redocumentación de adeudos, y la casuística sobre la suspensión de entregas y rescisión de contratos.

Una de las principales controversias sobre los TCGGLP ha versado en el esquema de asignación de gas licuado de petróleo (gas LP) propuesto por Pemex, ya que en particular la CRE enfrenta una disyuntiva regulatoria: el instrumento debe apegarse a la estructura industrial que establece el Reglamento de Gas Licuado de Petróleo, a la vez que debe ser compatible con la actual estructura de mercado cerrado en la que Pemex se encuentra obligado a asegurar el abasto nacional del combustible. Al respecto se han llevado a cabo mesas de discusión sobre el tema a efecto de encontrar una solución donde prevalezca un esquema en el que exista corresponsabilidad de los adquirentes en el proceso de nominación y asignación de gas LP.

Es importante destacar que los TCGGLP buscan hacer más eficientes los diversos eslabones de la cadena de suministro a través de otorgar una participación más activa de los adquirentes en la gestión de la compra del energético. Para ello, la CRE, en colaboración con PGPB y los distribuidores de gas LP, ha venido diseñando mecanismos de asignación del producto bajo la modalidad de control de precios



y limitantes al comercio exterior, como es la situación actual, así como bajo la modalidad de un mercado abierto a la libre importación y exportación.

Otro de los temas objeto de discusión es mantener el esquema de conocimiento de embarque, el cual debe incluir la información respecto de la cantidad y calidad del gas LP entregado, justo en el momento de la entrega, con la finalidad de que disminuyan las controversias que enfrenta la paraestatal al respecto.

— ● 2.4.2 Metodología de precios de Ventas de Primera Mano de Gas Licuado de Petróleo

Ante la incertidumbre en los mercados energéticos que ha impactado el precio del gas licuado de petróleo, en 2003 se publicó en DOF un Decreto por el cual el Ejecutivo Federal sujetó dicho combustible a precios máximos de venta de primera mano y de venta a usuarios finales. Es por ello que, en los últimos años, los precios de VPM así como los precios del gas LP al usuario final, se determinan mediante una política de precios máximos establecida por el Ejecutivo Federal mediante decretos, los cuales se publican mes a mes, modificando y ampliando la vigencia del diverso por el que se sujeta el gas licuado de petróleo a precios máximos de venta de primera mano y de venta a usuarios finales.

Si bien dichos decretos sustituyen la regulación de precios de VPM establecida en la Directiva sobre la determinación del precio límite superior del gas licuado de petróleo objeto de venta de primera mano DIR-GLP-001-2008 (la Directiva de precios de VPM), desde agosto de 2010, la política de precios de VPM señalada se instrumenta mediante la

aplicación parcial de la metodología contenida en dicha directiva, lo cual quedó establecido en las resoluciones que mes a mes fueron expedidas por la Comisión durante 2010 y 2011.

La Directiva de precios de VPM establece una metodología que busca reflejar el costo de oportunidad del gas LP, para lo cual considera, como base, los precios de referencia internacionales en el mercado de *Mont Belvieu*, Texas; el costo de internación (importación o exportación) del gas LP; y el costo de los servicios de infraestructura necesarios para realizar la venta (transporte, plantas de almacenamiento para suministro, etcétera). Dada la estructura metodológica de la Directiva, para lograr el objetivo de precios máximos de venta al usuario final en los términos de la política de precios máximos expedida por el Ejecutivo Federal mediante decreto, ha resultado necesario aplicar sólo parcialmente dicha Directiva de manera que los componentes que se refieren a los precios en *Mont Belvieu* y a los costos de internación, se sustituyan por valores tales que, al incorporarse dentro de los precios máximos de VPM, y estos últimos a su vez como componente de los precios máximos de venta al usuario final, se logre el objetivo que establece la señalada política de precios máximos.

De enero a diciembre de 2011, la Comisión expidió mes a mes las resoluciones por la que se establece la metodología del precio máximo del gas licuado de petróleo objeto de VPM, las cuales, así como los precios del gas LP al usuario final, continuaron siendo determinados mediante la política de precios máximos establecida por el Ejecutivo Federal a través de decretos mensuales, modificando y ampliando la vigencia del diverso por el que se sujeta el gas licuado de petróleo a precios máximos de venta de primera mano y de venta a usuarios finales.



● 2.5 COMBUSTÓLEO Y PETROQUÍMICOS BÁSICOS

La CRE adquirió la facultad de regular los precios y los términos y condiciones de las VPM de combustóleo y petroquímicos básicos a partir del Decreto de reformas a su Ley, expedido en noviembre de 2008. En ejercicio de esta atribución, en 2009 la CRE estableció de manera transitoria los instrumentos regulatorios relacionados con sus nuevas atribuciones en materia de hidrocarburos distintos al gas natural y al gas LP. En ese mismo año, la CRE



elaboró diversos proyectos de regulación encaminados a la expedición de las metodologías definitivas para la determinación de los precios del combustóleo y de los petroquímicos básicos objeto de VPM. Durante 2010, la CRE inició los procedimientos para la expedición con carácter permanente de los términos y condiciones de las VPM de estos productos y de las metodologías para la determinación de sus precios.

A la fecha, la CRE ha expedido los instrumentos de regulación definitivos para etano y metano, en tanto que respecto a los otros petroquímicos básicos y el combustóleo, la CRE continúa con el proceso deliberativo respecto de las diversas propuestas de regulación que ha recibido de los participantes de la industria o que ha elaborado internamente. En la elaboración de los proyectos de regulación en esta materia, la CRE se apegó a los criterios y principios que han demostrado ser eficaces para regular las industrias del gas natural y del gas licuado de petróleo. En particular, se pretende que las metodologías para la determinación de los precios de venta de primera mano de los citados hidrocarburos reflejen su costo de oportunidad y las condiciones de competitividad en el mercado internacional y en el lugar en el que se realice la venta.

Los trabajos que desarrolló la CRE durante 2011 respecto a combustóleo y petroquímicos básicos pueden resumirse de la siguiente forma:

En cuanto a la Directiva de precios del combustóleo objeto de VPM, la CRE continuó con el análisis y discusión de los temas pendientes de resolver para la expedición de esta Directiva, tales como la definición de un esquema de costos de servicio y de manejo diferenciados por volumen de las

VPM, el modelo de logística que permita reflejar el costo de oportunidad del gas en el lugar donde se realice la venta y la periodicidad con que se reflejará la referencia internacional de precios en la metodología de precios del combustóleo objeto de VPM. Asimismo, la CRE atendió diversas solicitudes de empresas privadas para modificar la fórmula transitoria de precio del hidrocarburo.

En lo que respecta a los términos y condiciones de la VPM del combustóleo, la CRE analizó diversas inquietudes planteadas por Pemex Refinación relacionadas con la flexibilidad que se requiere en el suministro y entrega del hidrocarburo, en virtud de su carácter de producto residual de procesos de refinación de alto valor agregado.

En materia de metodología de precios de pentanos, la CRE continuó analizando diversas propuestas de fórmulas de precios puestas en la mesa por Pemex y por los adquirentes del petroquímico. Toda vez que dicho producto carece de una referencia internacional de precios, dichas propuestas se han fundamentado en enfoques alternativos como el costo de producción, el valor de mezcla o el empleo de referencias de productos alternativos.

Asimismo, en lo tocante a la metodología de precios de VPM de materia prima para negro de humo, se revisaron diversos enfoques alternativos de valuación, tales como el valor de mezcla o la vinculación del precio de este petroquímico al precio del combustóleo.



▾ Otorgamiento de permisos

Otorgamiento de permisos

Un marco regulatorio sólido, claro y predecible es una condición necesaria para el desarrollo eficiente de las actividades reguladas y de las inversiones que esto conlleva. En este sentido, una manera de evaluar la solidez regulatoria, así como la evolución del sector y su interdependencia con el resto de la economía, es a través del comportamiento que experimenta el otorgamiento de los permisos.

De los permisos otorgados en materia eléctrica destacan seis proyectos eólicos, otorgados bajo la modalidad de autoabastecimiento, los cuales suman una capacidad autorizada de 907 MW con una inversión estimada de 1814 millones de dólares. Por su parte, en el sector de gas destaca el acompañamiento de la Comisión en los diferentes procesos de licitaciones de gasoductos a cargo de la Comisión Federal de Electricidad, correspondientes al Corredor Chihuahua, Gasoducto Morelos y Gasoducto Tamazunchale, los cuales son parte fundamental para el desarrollo de la estrategia de ductos plasmada en la Estrategia Nacional de Energía 2012-2026. Dichos proyectos contribuirán a una mayor cobertura nacional. Además es importante mencionar que durante 2011 la Comisión otorgó siete permisos de almacenamiento de gas LP, como resultado de las atribuciones conferidas a partir de las

modificaciones de la Ley de la Comisión de la Reguladora de Energía en 2008.

● 3.1 ELECTRICIDAD

Desde las reformas a la LSPEE, y hasta diciembre de 2011, la Comisión ha otorgado 912 permisos de generación e importación de energía eléctrica a empresas privadas y paraestatales, a los cuales se adicionan los 68 permisos en la modalidad de usos propios continuos otorgados antes de 1992 por diversas Secretarías. De los permisos otorgados por la CRE, 626 están vigentes y 286 han sido terminados por renuncia, caducidad o revocación. Por lo que toca a los permisos de generación de energía eléctrica en la modalidad de usos propios continuos, continúan vigentes 44.

Así, a diciembre de 2011 se contó con un total de 670 permisos vigentes, que suman una capacidad autorizada de 28 892.9 MW para una generación anual potencial autorizada de 181 002.7 GWh, y que representan una inversión comprometida aproximada de 33 704.4 millones de dólares.

De la capacidad total autorizada, los permisos bajo la modalidad de producción independiente de energía representan el 49.5%, los de autoabastecimiento el 27.4%, los de cogeneración el 12.1%, los de exportación el 8.6%, los de usos propios continuos el 1.6%, los de importación el 0.6%, mientras que la pequeña producción el 0.3%.

De los 670 permisos administrados, Pemex y sus organismos subsidiarios cuentan con 51 para una capacidad de

2 603.4 MW, de los cuales 2 263.4 se encuentran en operación. Por su parte, el sector privado es titular de 619 permisos con una capacidad autorizada de 26 289.5 MW y una inversión estimada de 31 018 millones de dólares. Por otra parte, de la capacidad total autorizada de los permisos vigentes, el 77.6% se encuentra en operación, el 21.9% está en desarrollo (en construcción o por iniciar obras), y sólo el restante 0.6% está inactivo.

● Tabla No. 3.1
Evolución anual de permisos otorgados 1994 - 2011

Año	Usos Propios Continuos	Autoabastecimiento	Cogeneración	Pequeña Producción	Importación	Producción Independiente	Exportación	Total
Antes de 1994	68	-	-	-	-	-	-	68
1994	-	9	10	-	-	-	-	19
1995	-	3	7	1	-	-	1	11
1996	-	19	5	-	1	-	-	25
1997	-	11	1	-	1	1	-	14
1998	-	49	6	-	3	2	-	60
1999	-	16	6	-	1	4	-	27
2000	-	15	4	-	-	5	2	26
2001	-	11	3	-	2	3	3	22
2002	-	29	2	-	1	2	2	36
2003	-	27	1	-	19	1	-	48
2004	-	17	2	-	2	3	-	24
2005	-	160	6	-	5	-	-	171
2006	-	83	4	-	2	-	1	90
2007	-	135	16	1	3	1	-	156
2008	-	74	-	2	1	-	1	78
2009	-	25	3	-	1	2	-	31
2010	-	26	5	2	-	4	-	37
2011	-	29	6	1	1	-	-	37
Total	68	739	86	7	43	28	9	980



Es importante destacar que de los permisos administrados, 121 corresponden a proyectos con fuentes de energía renovable otorgados en las diversas modalidades de generación de energía eléctrica. Por lo que se refiere al tipo de fuente, 55 utilizan biomasa; 27 son hidroeléctricas; 27 corresponden a parques eólicos, 10 son a base de biogás y 2 fotovoltaicos. El total de capacidad autorizada de generación de energía eléctrica por fuentes de energía renovable es de 4 116.5 MW.

Durante 2011, se otorgaron 37 permisos de generación e importación de energía eléctrica, distribuidos en las siguientes modalidades: 29 de autoabastecimiento, seis de cogeneración, uno de importación y uno de pequeña

producción que, en su conjunto, significan una capacidad autorizada de 1 783.6 MW y una inversión estimada superior a los 2 817.4 millones de dólares. Estos permisos representan el 6.2% del total de la capacidad autorizada administrada y el 8.4% del total de la inversión estimada en materia eléctrica a diciembre de 2011.

Por otra parte, de los permisos otorgados en el año, once correspondieron a proyectos que prevén el uso de fuentes de energía renovable, nueve de ellos bajo la modalidad de autoabastecimiento con 936.53 MW, uno para pequeña producción con 29.8 MW y uno para cogeneración con 2.58 MW, para un total de 969.19 MW.

Para 2011, los permisos otorgados presentaron las siguientes características:

— ● 3.1.1 Autoabastecimiento

Los permisos otorgados en la modalidad de autoabastecimiento representan una capacidad de 1 633.85 MW y una inversión estimada de 2 551.05 millones de dólares. Destacan, por la magnitud de la capacidad autorizada, los otorgados a: GDC Generadora, S. de R. L., con 265 MW; Ventika, S. A. de C. V., con 252 MW; Energía San Luis de La Paz, S. A. de C. V., con 220 MW; Dominica Energía Limpia, S. de R. L. de C. V., con 200 MW; Energía Eólica Mareña, S. A. de C. V., con 180 MW; Grupo Soluciones en Energías Renovables SOE de México, S. A. de C. V., con 161 MW; y Pemex - Exploración y Producción, Plataforma de Generación Eléctrica PG-ZAAP-C, con 100.4 MW. De estos proyectos, Ventika, Dominica Energía Limpia, Energía Eólica Mareña y Grupo Soluciones en Energías Renovables SOE de México, corresponden a fuentes de energía renovable.

— ● **3.1.2 Cogeneración**

En la modalidad de cogeneración se registraron seis permisos representando una capacidad de 109.9 MW, de los cuales se destacan por su capacidad los otorgados a: Minera y Metalúrgica del Boleo, S. A. de C. V., con 46.0 MW; Bio Pappel, S. A. B. de C. V., con 22.9 MW; Pemex - Gas y Petroquímica Básica, Complejo Procesador de Gas Burgos, con 19.5 MW; Bio Pappel, S. A. B. de C. V., Planta Atenquique con 15.5 MW; Sigma Alimentos, S. A. de C. V., Planta Atitalaquia con 3.183 MW, y Atlatec, S. A. de C. V., Planta El Ahogado con 2.852 MW. La inversión estimada de estos proyectos asciende a 117.35 millones de dólares.

— ● **3.1.3 Importación**

En 2011, bajo la modalidad de importación se otorgó un permiso a Vidrio y Cristal del Noroeste, S. A. de C. V., con una capacidad de 10 MW, que utilizará la red de transmisión de la CFE para recibir la energía eléctrica.



— ● **3.1.4 Pequeña Producción**

En la modalidad se registró un permiso, el otorgado a Comercializadora Capo, S. A. de C. V., con capacidad de 29.8 MW. La inversión estimada de este proyecto asciende a 149 millones de dólares y utilizará paneles fotovoltaicos para generar la energía eléctrica.

— ● **3.2 GAS NATURAL**

En materia de gas natural, a 2011 se han otorgado 232 permisos de transporte, de los cuales 187 permanecen activos: 165 corresponden a usos propios con una longitud total de 1129 km, una inversión comprometida de 343.01 millones de dólares y con capacidad de transporte de 182.396 millones de metros cúbicos por día (6.40 bcf/d); 22 a transporte de acceso abierto con una longitud de 12 296 km, una inversión comprometida de 2531 millones de dólares y con capacidad de transporte de 321.88 millones de metros cúbicos diarios (11.37 bcf/d). De estos últimos, PGPB es el titular de dos, mientras que 20 corresponden al sector privado. Cabe mencionar que de estos 22 permisos, 17 se encuentran operando, tres no han sido construidos y dos más están en el proceso de construcción.

Durante 2011 fueron autorizados 15 permisos de transporte de gas natural, todos ellos bajo la modalidad de usos propios para una longitud de 164.51 km y una capacidad de 6.66 millones de metros cúbicos por día (0.16 bcf/d).

A partir de la reforma de 1995 a la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, la CRE ha autorizado un total de 22 permisos de distribución de gas natural para 19 zonas geográficas, de los cuales

actualmente operan 20 permisos, debido a la terminación anticipada del permiso otorgado a Distribuidora de Gas Natural de Occidente y a la extinción de uno de los permisos de Gas Natural México en la Zona Geográfica del Bajío.

Adicionalmente, es importante mencionar que se encuentran vigentes cuatro permisos de almacenamiento de gas natural.

● 3.2.1 Transporte de gas natural para usos propios

De los 15 permisos otorgados para usos propios durante el año, ocho correspondieron a la modalidad de usuario final y los otros siete a sociedades de autoabastecimiento. La siguiente tabla detalla los permisos bajo la modalidad de transporte para usos propios otorgados en 2011.

● Tabla No. 3.2 a
Permisos de transporte para usos propios otorgados por la CRE en 2011

Empresa	Permiso	Ubicación	Longitud (km)	Capacidad máxima (millares de metros cúbicos por día)	Inversión estimada (millones de dólares)
Compañía de Autoabastecedores de Gas Natural del Sureste, S. A. de C. V.	G/251/SAB/2011	Morelia, Michoacán	32.72	825.00	6.539
Empresas Usuarias de Energéticos Ecológicos, S. de R. L. de C. V.	G/252/SAB/2011	Orizaba, Veracruz	62.55	811.96	6.539
Celulosa de Fibras Mexicanas, S. A. de C. V.	G/260/TUP/2011	Abasolo, Guanajuato	2.22	36.00	0.608
APC Protein Company de México, S. de R. L. de C. V.	G/261/TUP/2011	San Luis de la Paz, Guanajuato	1.43	169.37	0.282
Energía San Luis de la Paz, S. A. de C. V.	G/262/TUP/2011	Gómez Palacio, Durango	0.29	1333.74	2.025
Guajardo Industrial, S. A. de C. V.	G/263/TUP/2011	San José Iturbide, Guanajuato	2.23	48.72	0.348
Consumidora Parque Opción, S. A. de C. V.	G/264/SAB/2011	Tecomán, Colima	5.08	94.88	0.540
Gas Natural de Caxitlán, S. de R. L. de C. V.	G/265/SAB/2011	Texcoco, Estado de México	1.41	260.52	2.070
Compañía de Autoabastecedores de Gas Natural de Texcoco, S. A. de C. V.	G/266/SAB/2011	Tamos, Veracruz	2.18	561.85	6.960
Erachem México, S. A. de C. V.	G/267/TUP/2011	Veracruz, Veracruz	27.53	109.83	2.229
Inspecciones y pruebas no destructivas, S. A. de C. V.	G/268/TUP/2011	(Ciudad Industrial Bruno Pagliai)	0.51	1372.93	0.177
Compañía de Autoabastecedores de Gas Natural de Puebla, S. A. de C. V.	G/269/SAB/2011	Rafael Lara Grajales, Puebla	18.54	318.65	3.850
Autoabastecedora del Parque, S. A. de C. V.	G/270/SAB/2011	San José Iturbide, Guanajuato	4.20	319.20	2.171
Dal-Tile México, S. de R. L. de C. V., Planta Salamanca	G/271/TUP/2011	Salamanca, Guanajuato	0.08	288.00	0.385
Plantfort, S. A. de C. V.	G/272/TUP/2011	Pénjamo, Guanajuato	3.54	109.88	0.450

En 2011 la Comisión desechó la solicitud de permiso de transporte de usos propios de la empresa Deacero, S. A. de C. V., en virtud de que la empresa solicitante no cumplió con la integración de los requisitos establecidos en el Reglamento de Gas Natural.

— ● **3.2.2 Transporte de acceso abierto de gas natural**

Durante este año la Comisión no otorgó permisos de transporte de acceso abierto alguno; sin embargo, participó de manera activa en diversas etapas de los procesos de licitación de gasoductos a cargo de la Comisión Federal de Electricidad, mismos que requerirán un permiso de transporte de acceso abierto otorgado por la CRE. Los proyectos referidos son el Gasoducto Corredor Chihuahua, Gasoducto Morelos y Gasoducto Tamazunchale.

— ● **3.2.3 Distribución de gas natural**

Con relación al otorgamiento de permisos de distribución

— ● *Tabla No. 3.2 b*
Características de los permisos vigentes en 2011 para almacenamiento de gas natural licuado

Número de Permiso	Razón Social	Capacidad del Sistema de Almacenamiento (m ³ de GNL)	Capacidad de Regasificación (Mm ³ /d)	Inversión (Millones de dólares)
G/138/ALM/2003	Terminal de LNG de Altamira, S. de R. L. de C. V.	300 000	14.16 - 21.52	\$ 378.61
G/140/ALM/2003	Energía Costa Azul, S. de R. L. de C. V. *	640 000	28.32 - 36.81	\$ 1 875.00
G/228/ALM/2008	Terminal KMS de GNL, S. de R. L. de C. V.	300 000	14.16	\$ 783.00

* **Nota:** Energía Costa Azul tiene un proyecto de ampliación por una capacidad de 320 000 m³ con una inversión estimada de 1000 millones de dólares que está incluida en los números de la tabla.

de gas natural, durante 2011 la Comisión no recibió solicitudes para obtener permisos de distribución en las zonas geográficas existentes. Sin embargo, se recibieron manifestaciones de interés del Gobierno del Estado de Jalisco así como del permisionario Gas Natural de Juárez, S. A. de C. V., para desarrollar un sistema de distribución en los municipios de Armería, Colima, Manzanillo, Tecomán y Villa de Álvarez en el Estado de Colima y Zapotlán el Grande, Sayula y Tuxpan en el Estado de Jalisco. Como resultado de lo anterior, la Comisión inició el proceso para determinar una zona geográfica de distribución de gas natural por medio de ductos en los municipios antes señalados. Ésta se determinó el 16 de junio de 2011 con el nombre Zona Geográfica de Distribución de Occidente.

— ● **3.2.4 Almacenamiento de gas natural licuado**

Por lo que toca al almacenamiento en terminales de GNL, actualmente existen tres permisos con las siguientes características:

Adicionalmente, la Comisión otorgó un permiso de almacenamiento de gas natural para una instalación subterránea en Tuzandépetl, Veracruz, con una inversión estimada de 200 millones de dólares. Actualmente se encuentra en proceso el análisis de la viabilidad técnica de las cavernas.

— ● 3.3 GAS LICUADO DE PETRÓLEO

— ● 3.3.1 Gas LP por ductos

En gas LP se tienen registrados a la fecha cuatro permisos de transporte con capacidad de 48 492 metros cúbicos por día (1.43 millones de pies cúbicos por día) con una longitud de 1711 km y una inversión comprometida de 372.7 millones de dólares.

Durante 2011 se inició el proceso de evaluación y, en su caso, otorgamiento del permiso de transporte de gas licuado por medio de ductos para el Sistema Hobbs - Méndez de Pemex - Gas y Petroquímica Básica, que integra en un único permiso la instalación de transporte con aquella destinada al recibo, guarda y entrega que a la fecha cuenta con permiso de almacenamiento mediante planta de suministro. Este sistema entró en operación en abril de 1997 y es un importante punto de entrega en Ciudad Juárez.

En relación con los permisos de distribución de gas licuado de petróleo por medio de ductos, a la fecha la CRE ha otorgado cuatro permisos en diferentes zonas territoriales: municipios Benito Juárez, Playa del Carmen y Tulum, Quintana Roo; Tijuana, Baja California; Mexicali, Baja California; y Fraccionamiento La Herradura, Secciones I, II y III, en Huixquilucan, Estado de México.





— ● 3.3.2 Almacenamiento de gas LP

Respecto al almacenamiento de gas LP, a partir de las modificaciones de 2008 en la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo y de la Ley

de la Comisión Reguladora de Energía, corresponde a la Comisión promover el desarrollo eficiente de los sistemas de almacenamiento de gas licuado de petróleo que se encuentren directamente vinculados a los sistemas de transporte o distribución por ductos, o que formen parte integral de las terminales de importación o distribución de dicho producto, y otorgar los permisos correspondientes. Por esta razón, en 2010 la Secretaría de Energía transfirió los expedientes de los permisionarios de almacenamiento de gas LP mediante planta de suministro y de depósito, por considerar que se ubican en el supuesto normativo que es objeto de regulación por parte de la Comisión. Una vez recibidos los permisos, la Comisión instruyó la integración y clasificación de los expedientes relativos a dichos permisos, así como su inscripción en el registro público, otorgando para esto nuevos números de permiso.

Además, la Comisión Reguladora de Energía revisó la operación de la infraestructura de almacenamiento de los permisos entregados por la Sener y de aquellos permisos de distribución que formaban parte integral de plantas de importación del gas LP asociadas a la VPM y que no fueron consignados para su regulación a la Comisión. A partir de lo anterior, la Comisión continuó su tarea en materia de regulación, otorgando un total de siete permisos de almacenamiento de gas LP mediante planta de suministro, seis de los cuales están vinculados a la importación de gas LP. Adicionalmente, durante 2011 se recibieron dos solicitudes de permiso de almacenamiento de gas LP mediante planta de suministro, mismas que se encuentran en proceso de evaluación.

Como resultado de lo anterior, a diciembre de 2011 la Comisión tiene a su cargo un total de 30 permisos de almacenamiento de gas LP, que a continuación se detallan:

● Tabla No. 3.2 c
Características de los permisos vigentes en 2011 para almacenamiento de gas LP

Permiso	Empresa	Recepción del gas LP	Capacidad del Sistema de Almacenamiento (barriles)
G/002/LPA/2010	Héctor Ramírez Carrillo	N/D	6290
G/003/LPA/2010	Gas Comercial de la Laguna, S. A. de C. V.	Importación Terrestre	9435
G/004/LPA/2010	Almacenadora de Gas Comercial, S. A. de C. V., Juárez	Importación Terrestre	6290
G/005/LPA/2010	Zeta Gas de Cd. Juárez, S. A. de C. V.	Importación Terrestre	3774
G/006/LPA/2010	Zeta Gas de Cd. Juárez, S. A. de C. V.	Importación Terrestre	9435
G/007/LPA/2010	Invalle, S. A. de C. V.	Ducto de Transporte	12 580
G/008/LPA/2010	Pemex Gas y Petroquímica Básica - Tepeji	Ducto de Transporte	4717
G/010/LPA/2010	Pemex Gas y Petroquímica Básica - Puebla	Ducto de Transporte	60 000
G/011/LPA/2010	Pemex Gas y Petroquímica Básica - Ciudad Juárez	Importación por Ducto de Transporte	30 000
G/013/LPA/2010	Pemex Gas y Petroquímica Básica - Zapopan	Ducto de Transporte	70 000
G/015/LPA/2010	Pemex Gas y Petroquímica Básica - Abasolo	Ducto de Transporte	3000
G/018/LPA/2010	Pemex Gas y Petroquímica Básica - Rosarito	Importación Marítima y Terrestre	32 000
G/020/LPA/2010	Nustar Internacional, S. de R. L. de C. V.	Importación por Ducto de Transporte	34 286
G/021/LPA/2010	Termigas, S. A. de C. V.	Importación Marítima	433 819
G/022/LPA/2010	Pemex Gas y Petroquímica Básica - Topolobampo	Importación Marítima	209 999
G/023/LPA/2010	Zeta Gas del Pacífico, S. A. de C. V.	Importación Marítima	868 749
G/025/LPA/2010	Pemex Gas y Petroquímica Básica - Tula	Ducto de Transporte	179 999
G/027/LPA/2010	Trans-Soni, S. A. de C. V.	Ducto de Transporte	14 284
G/028/LPA/2010	Red México Gas, S. A. de C. V.	N/D	6290
G/029/LPA/2010	Terminal Marítima Gas Tomza, S. A. de C. V.	Importación Marítima	214 262
G/030/LPA/2010	Bio Gas de Victoria, S. A. de C. V.	Importación Terrestre	3145
G/031/LPA/2010	Zeta Gas de Baja California, S. A. de C. V.	Importación Marítima	610 678
G/032/LPA/2011	Tergas, S. de R. L. de C. V.	Importación por Ducto de Transporte	6290
G/253/LPA/2011	Gas de Calidad, S. A. de C. V.	Ducto de Transporte	22 855
G/254/LPA/2011	Generadores de Energía del Noroeste, S. A. de C. V.	Importación Terrestre	6290
G/255/LPA/2011	Gas Silza, S. A. de C. V., Tijuana	Importación Terrestre	7862
G/256/LPA/2011	Gas Silza, S. A. de C. V., Mexicali	Importación Terrestre	6290
G/257/LPA/2011	Hidro Gas de Agua Prieta, S. A.	Importación Terrestre	4717
G/258/LPA/2011	Gas Comercial de Villa Ahumada, S. A.	Importación Terrestre	4717
G/259/LPA/2011	Almacenadora de Gas Comercial, S. A. de C. V., Piedras Negras	Importación Terrestre	5912

N/D: No disponible

● 1. Sector eléctrico

1.1 Permisos otorgados en 2011

Número de Permiso	Permisionario	Ubicación	Capacidad Autorizada (MW)	Energía Estimada (GWh/Año)	Inversión (millares de dólares)
E/876/AUT/2011	Proteína Animal, S. A. de C. V.	Jalisco	4.455	4.630	4 009.50
E/877/AUT/2011	Monclova Pirineos Gas, S. A. de C. V.	Coahuila	2.400	8.000	2 160.00
E/878/AUT/2011	Autoabastecimiento Renovable, S. A. de C. V.	Aguascalientes	3.800	9.700	19 000.13
E/879/AUT/2011	Cognis Mexicana, S. A. de C. V.	Estado de México	1.250	10.000	1 125.00
E/880/AUT/2011	El Palacio de Hierro, S. A. de C. V., Sucursal Acoxpá	Distrito Federal	1.500	0.270	1 350.00
E/881/AUT/2011	Pollo De Querétaro, S. A. de C. V.	Querétaro	1.510	1.570	1 359.00
E/882/COG/2011	Bio Pappel, S. A. B. de C. V.	Durango	22.860	133.290	20 574.00
E/883/AUT/2011	Pemex - Exploración y Producción, Plataforma Habitacional Litoral Tabasco HA-LT-01	Tabasco	4.500	19.710	4 050.00
E/884/AUT/2011	Agnico Eagle México, S. A. de C. V., Proyecto Mascota	Chihuahua	3.650	30.290	3 285.00
E/885/COG/2011	Atlatec, S. A. de C. V., Planta El Ahogado	Jalisco	2.852	21.200	2 566.80
E/886/AUT/2011	Industrias Ferroplásticas, S. A. de C. V.	Querétaro	1.300	1.350	1 170.00
E/887/AUT/2011	Ecosys Iii, S. A. de C. V.	Guanajuato	1.734	12.138	1 560.60
E/888/AUT/2011	Lechera Guadalajara, S. A. de C.V.	Jalisco	2.000	2.080	1 800.00
E/889/AUT/2011	Iberdrola Energía La Laguna, S. A. de C.V.	Durango	41.269	354.000	41 838.51
E/890/AUT/2011	Minera y Metalúrgica Del Boleo, S. A. de C. V.	Baja California Sur	21.250	186.000	19 125.00
E/891/AUT/2011	Energía Eólica Mareña, S. A. de C.V.	Oaxaca	180.000	776.000	360 000.00
E/892/AUT/2011	Minera Real De Ángeles, S. A. de C. V., Unidad El Concheño	Chihuahua	12.000	9.800	10 800.00
E/893/AUT/2011	Grupo Soluciones En Energías Renovables Soe de México, S. A. de C. V.	Tamaulipas	161.000	521.900	322 000.00
E/894/AUT/2011	Dominica Energía Limpia, S. de R. L. de C. V.	San Luis Potosí	200.000	620.000	400 000.00
E/895/AUT/2011	Pemex - Exploración y Producción, Plataforma de Generación Eléctrica, Pg-Zaap-C	Campeche	100.360	580.110	90 324.00
E/896/COG/2011	Sigma Alimentos Centro, S. A. de C. V., Planta Atitalaquia	Hidalgo	3.183	19.720	2864.70
E/897/AUT/2011	Energía del Agua de Baja California, S. A. de C. V., Comisión Estatal del Agua de Baja California y Comisión Estatal de Servicios Públicos de Tijuana	Baja California	24.000	210.240	36 000.00

Continúa...

1.1 Permisos otorgados en 2011 (continuación)

Número de Permiso	Permisionario	Ubicación	Capacidad Autorizada (MW)	Energía Estimada (GWh/Año)	Inversión (millares de dólares)
E/898/PP/2011	Comercializadora Capo, S. A. de C. V.	Jalisco	29.808	60.000	149 040.00
E/899/AUT/2011	Sony Nuevo Laredo, S. A. de C. V.	Tamaulipas	2.055	16.440	1 849.50
E/900/COG/2011	Bio Pappel, S. A. B. de C. V., Planta Atenquique	Jalisco	15.500	42.020	18 600.00
E/901/COG/2011	Pemex - Gas y Petroquímica Básica, Complejo Procesador de Gas Burgos	Tamaulipas	19.500	135.900	17 550.00
E/902/AUT/2011	Energía San Luis de La Paz, S. A. de C. V.	Guanajuato	220.000	1 773.000	222 000.00
E/903/AUT/2011	Fuerza Viento Papaloapan, S. A. P. I. de C. V.	Veracruz	40.000	126.000	80 000.00
E/904/AUT/2011	El Palacio de Hierro, S. A. de C. V., Sucursal Interlomas	Estado de México	3.000	1.890	2 700.00
E/905/AUT/2011	Ferrocarriles Suburbanos, S. A. de C. V.	Estado de México	6.608	19.259	-
E/906/AUT/2011	Harinera La Espiga, S. A. de C. V.	Distrito Federal	2.000	16.000	1 800.00
E/907/AUT/2011	Stipa Nayaa, S. A. de C. V.	Oaxaca	74.000	292.000	148 000.00
E/908/AUT/2011	Jacktar, S. A. de C. V.	Quintana Roo	2.700	1.400	2 430.00
E/909/IMP/2011	Vidrio Y Cristal del Noroeste, S. A. de C. V.	Baja California	10.000	87.500	-
E/910/COG/2011	Minera Y Metalúrgica del Boleo, S. A. de C. V.	Baja california sur	46.000	378.000	55 200.00
E/911/AUT/2011	Gdc Generadora, S. de R. L.	Sonora	265.000	1 973.000	268 657.00
E/912/AUT/2011	Ventika, S. A. de C. V.	Nuevo León	252.000	660.000	504 000.00
Totales:			1 785.044	9 114.407	2 818 788.74

— ● 1.2 Permisos modificados en 2011

Fecha de Autorización	Número de Permiso	Modificaciones	Permisionario
20/ene/11	E/494/AUT/2006	Primera, Cuarta y Quinta	Cinemex Mundo E, S. A. de C. V.
27/ene/11	E/213/AUT/2002	Primera y Cuarta	Pemex - Exploración y Producción, Centro de Proceso Akal-B
27/ene/11	E/266/AUT/2003	Primera, Cuarta y Quinta	Tía Rosa, S. A. de C. V.
03/feb/11	E/736/AUT/2008	Proemio, Primera, Cuarta y Quinta	Pemex - Exploración y Producción, Plataforma de Compresión AKAL-GC
28/feb/11	E/130/AUT/99	Primera y Quinta	Mexicana de Hidroelectricidad Mexhidro, S. de R. L. de C. V.
11/mar/11	E/825/AUT/2009	Quinta	Transformadora de Energía Eléctrica de Juárez, S. A. de C. V.
11/mar/11	E/105/AUT/98	Primera, Tercera, Cuarta y Quinta	PEP, Complejo Marino de Producción AKAL-N
11/mar/11	E/145/AUT/99	Primera, Cuarta y Quinta	Ingenio de Huixtla, S. A. de C. V.
11/mar/11	E/128/PIE/98	Primera	Central Anáhuac, S. A. de C. V.
11/mar/11	E/133/PIE/99	Primera	Central Saltillo, S. A. de C. V.
11/mar/11	E/165/PIE/2000	Primera	Electricidad Águila de Altamira, S. de R. L. de C. V.
11/mar/11	E/198/PIE/2001	Primera	Central Lomas de Real, S. A. de C. V.
11/mar/11	E/208/PIE/2002	Primera	Central Valle Hermoso, S. A. de C. V.
17/mar/11	E/584/AUT/2007	Primera, Cuarta y Quinta	Sílices de Veracruz, S. A. de C. V.
17/mar/11	E/473/AUT/2005	Primera y Cuarta	Teléfonos de México, S. A. B. de C. V., Central C. T. Mixcoac
17/mar/11	E/830/COG/2009	Quinta	Energía San Pedro, S. C. de R. L. de C. V.
31/mar/11	E/473/AUT/2005	Sexta	Generadora Eléctrica San Rafael, S. de R. L. de C. V.
31/mar/11	E/130/AUT/99	Sexta	Genermex, S. A. de C. V.
31/mar/11	E/280/AUT/2003	Primera, Cuarta y Quinta	Bimbo, S. A. de C. V., Planta Suandy
31/mar/11	E/526/AUT/2006	Primera y Cuarta	Posadas de Latinoamérica, S. A. de C. V., Planta Fiesta Americana Grand Aqua
31/mar/11	E/629/AUT/2007	Tercera y Cuarta	Hidrorizaba II, S. A. de C. V.
31/mar/11	E/656/AUT/2007	Tercera y Cuarta	Hidrorizaba, S. A. de C. V.
14/abr/11	E/103/AUT/98	Carátula, Primera y Tercera	Pemex - Exploración y Producción, Centro de Proceso AKAL-C
04/may/11	E/405/AUT/2005	Primera, Cuarta y Quinta	Teléfonos de México, S. A. B. de C. V., Central Santa Fe
12/may/11	3242	Proemio, Primera y Segunda	Ingenio de Casasano "La Abeja", S. A.
19/may/11	E/081/AUT/98	Primera, Cuarta y Quinta	Ingenio Presidente Benito Juárez, S. A. de C. V.
02/jun/11	E/566/COG/2006	Tercera	Procter & Gamble Manufactura, S. de R. L. de C. V., Planta Talismán
02/jun/11	E/806/AUT/2008	Quinta	Fuerza y Energía BII Hioxo, S. A. de C. V.

Continúa...

1.2 Permisos modificados en 2011 (continuación)

Fecha de Autorización	Número de Permiso	Modificaciones	Permisionario
09/jun/11	4466	Segunda	Exportadora de Sal, S. A. de C. V., Guerrero Negro e Isla de Cedros
09/jun/11	07/COG/94	Segunda	Productora de Papel, S. A. de C. V.
09/jun/11	E/676/AUT/2007	Primera y Cuarta	MCM Américas, S. A. de C. V.
16/jun/11	E/216/PIE/2002	Primera y Sexta	Iberdrola Energía La Laguna, S. A. de C. V.
23/jun/11	E/199/AUT/2001	Tercera y Cuarta	Energía Azteca VIII, S. de R. L. de C. V.
30/jun/11	E/340/AUT/2005	Primera y Quinta	BSM Energía de Veracruz, S. A. de C. V.
30/jun/11	E/574/AUT/2007	Sexta	Compañía de Energía Mexicana, S. A. de C. V.
07/jul/11	E/863/AUT/2010	Tercera, Quinta y Sexta	Compañía Eólica de Tamaulipas, S. A. de C. V.
07/jul/11	4184	Sexta	Compañía Occidental Mexicana, S. A. de C. V.
14/jul/11	E/871/COG/2010	Tercera	Tala Electric, S. A. de C. V.
18/ago/11	E/575/PP/2007	Quinta	Instituto de Investigaciones Eléctricas
18/ago/11	E/805/AUT/2008	Primera, Cuarta y Quinta	Schering Plough, S. A. de C. V.
18/ago/11	E/853/AUT/2010	Tercera	Electricidad del Golfo, S. de R. L. de C. V.
18/ago/11	E/865/AUT/2010	Quinta	Rivera Mayan, S. A. de C. V.
01/sep/11	E/531/AUT/2006	Tercera del Permiso E/531/AUT/2006	Eurus, S. A. P. I. de C. V.
08/sep/11	E/215/AUT/2002	Tercera, Quinta y Sexta	Parques Ecológicos de México, S. A. de C. V.
08/sep/11	E/685/AUT/2007	Cuarta	Eoliatec del Pacífico, S. A. P. I. de C. V.
14/sep/11	E/070/AUT/98	Tercera	Fuerza Eólica del Istmo, S. A. de C. V.
14/sep/11	E/322/AUT/2005	Primera y Octava	Eoliatec del Istmo, S. A. de C. V.
22/sep/11	E/096/COG/98	Primera y Cuarta	Basf Mexicana, S. A. de C. V.
22/sep/11	E/795/AUT/2008	Tercera	Grupo Gamesa, S. de R. L. de C. V., Planta Celaya

● 2. Sector de gas natural

2.1 Permisos otorgados durante 2011 por modalidad

2.1.1 Permisos de transporte

Permisionario	Fecha de Otorgamiento	Número de Permiso	Resolución	Ubicación	Longitud (km)	Capacidad Máxima (m ³ /día)	Inversión estimada (millares de dólares)
Compañía de Autoabastecedores de Gas Natural del Sureste, S. A. de C. V.	13/ene/11	G/251/SAB/2011	RES/002/2011	Veracruz, Ver.	32.723	29.1	6.539
Empresas Usuarias de Energéticos Ecológicos, S. de R. L. de C. V.	20/ene/11	G/252/SAB/2011	RES/007/2011	Morelia, Michoacán	62.550	28.7	6.539
Celulosa de Fibras Mexicanas, S. A. de C. V.	04/ago/11	G/260/TUP/2011	RES/271/2011	Orizaba, Veracruz	2.220	1.3	0.608
APC Protein Company de México, S. de R. L. de C. V.	04/ago/11	G/261/TUP/2011	RES/272/2011	Abasolo, Guanajuato	1.433	6.0	0.282
Energía San Luis de la Paz, S. A. de C. V.	04/ago/11	G/262/TUP/2011	RES/273/2011	San Luis de la Paz, Guanajuato	0.292	47.1	2.025
Guajardo Industrial, S. A. de C. V.	18/ago/11	G/263/TUP/2011	RES/300/2011	Gómez Palacio, Durango	2.231	1.7	0.348
Consumidora Parque Opción, S. A. de C. V.	24/ago/11	G/264/SAB/2011	RES/310/2011	San José Iturbide, Guanajuato	5.080	2.7	0.540
Gas Natural de Caxitlán, S. de R. L. de C. V.	14/sep/11	G/265/SAB/2011	RES/347/2011	Tecomán, Colima	1.410	9.2	2.070
Compañía de Autoabastecedores de Gas Natural de Texcoco, S. A. de C. V.	14/sep/11	G/266/SAB/2011	RES/352/2011	Texcoco, Estado de México	2.180	19.9	6.960
Erachem México, S. A. de C. V.	27/oct/11	G/267/TUP/2011	RES/406/2011	Tamos, Veracruz	27.530	3.9	2.237
Inspecciones y pruebas no destructivas, S. A. de C. V.	09/nov/11	G/268/TUP/2011	RES/420/2011	Veracruz, Veracruz	0.505	1.0	0.171
Compañía de Autoabastecedores de Gas Natural de Puebla, S. A. de C. V.	16/dic/11	G/269/SAB/2011	RES/437/2011	Rafael Lara Grajales, Puebla	18.540	11.3	3.850
Autoabastecedora del Parque, S. A. de C. V.	24/nov/11	G/270/SAB/2011	RES/450/2011	San José Iturbide	4.200	11.3	2.171
Dal-Tile México, S. de R. L. de C. V.	01/dic/11	G/271/TUP/2011	RES/455/2011	Salamanca, Guanajuato	0.076	10.2	0.409
Plantfort, S. A. de C. V.	22/dic/11	G/272/TUP/2011	RES/484/2011	Pénjamo, Guanajuato	3.541	3.9	0.450

2.2 Permisos modificados durante 2011 por modalidad

2.2.1 Permisos de transporte

Número de Permiso	Permisionario	Fecha de Autorización	Modificaciones
G/224/TUP/2008	Cemex México, S. A. de C. V.	03/feb/11	Cambio de operador del sistema de transporte.
G/240/TUP/2010	Naturaltek, S. A. de C. V.	10/feb/11	Actualización en la descripción del sistema de transporte.
G/059/TRA/99	Pemex - Gas y Petroquímica Básica	04/may/11	Aprobación de la lista de tarifas para el tercer periodo de prestación de servicios.
G/059/TRA/1999	Pemex - Gas y Petroquímica Básica	04/may/11	Condición 14 de las Condiciones Generales para la Prestación del Servicio del Sistema Naco - Hermosillo en materia de Medición.
G/061/TRA/1999	Pemex - Gas y Petroquímica Básica	14/jul/11	Modificación a las Condiciones Generales para la Prestación del Servicio del Sistema Nacional de Gasoductos en materia de Cantidades Adicionales.
G/212/TUP/2008	ASF-K de México, S. de R. L. de C. V.	14/jul/11	Actualización del sistema de transporte y especificaciones técnicas.
G/245/TUP/2010	Praxair México, S. de R. L. de C. V.	14/jul/11	Cambio de trayecto autorizado.
G/037/TUP/98	Comisión Federal de Electricidad	04/ago/11	Cambio de operador de la Central Turbogas Río Bravo.
G/196/TUP/2007	Grupo Celanese, S. de R. L. de C. V.	04/ago/11	Incremento en la capacidad del sistema de transporte por modificación del trayecto y reclasificación del ducto.
G/061/TRA/1999	Pemex - Gas y Petroquímica Básica	08/sep/11	Modificación a la Condición 3.1 Vigencia del Título del Permiso del Sistema Nacional de Gasoductos.
G/061/TRA/1999	Pemex - Gas y Petroquímica Básica	08/sep/11	Modificación a las Condiciones Generales para la prestación del servicio del Sistema Nacional de Gasoductos en materia de Servicio de Transporte Intermedio.
G/232/TUP/2009	Destiladora del Valle, S. A. de C. V.	03/nov/11	Cambio de operador y actualización en la descripción del sistema de transporte.
G/158/TUP/2004	Transmisiones y Equipos Mecánicos, S. A. de C. V.	03/nov/11	Transferencia del permiso otorgado a Transmisiones TSP, S. A. de C. V., a favor de Transmisiones y Equipos Mecánicos, S. A. de C. V.
G/205/TUP/2007	Autoabastecedora Castro del Río, S. A. de C. V.	10/feb/11	Ampliación de trayecto y alta de seis nuevos puntos de entrega.
G/132/SAB/2002	Compañía de Autoabastecedores de Gas Natural de Tecate, S. A. de C. V.	31/mar/11	Incorporación dieciocho socios, la desincorporación de un socio y cambio de denominación social de un socio actual.
G/175/TUP/2005	Gas Natural de Otay, S. A. de C. V.	02/jun/11	Incorporación de dos socios.
G/156/TUP/2004	Compañía de Autoabastecedores de Gas Natural de Nogales, S. A. de C. V.	16/jun/11	Incorporación treinta y un socios, la desincorporación de cuatro socios y un nuevo punto de entrega.
G/149/TUP/2004	Gas de Atlacomulco, S. A. de C. V.	07/jul/11	Incorporación de un socio y la desincorporación de un socio.
G/049/TUP/1998	Consumidora Gaspiq, S. A. de C. V.	14/jul/11	Incorporación de cuatro socios y la desincorporación de cinco socios.

Continúa...

2.2.1 Permisos de transporte (continuación)

Número de Permiso	Permisionario	Fecha de Autorización	Modificaciones
G/024/TUP/1997	Compañía de Autoabastecedores de Gas Natural del Norte, S. A. de C. V.	24/ago/11	Incorporación de cinco socios, la desincorporación de cuatro socios, la incorporación del City Gate Sacramento y la ampliación del sistema de transporte.
G/071/TUP/1999	Soceni, S. A. de C. V.	14/jul/11	Incorporación de un socio y la desincorporación de un socio.
G/076/TUP/1999	Gas Purépecha, S. A. de C. V.	14/jul/11	Incorporación de tres socios, la desincorporación de cinco socios 2 de ellos en términos regulatorios.
G/169/TUP/2005	Gas Natural El Florido, S. A. de C. V.	14/sep/11	Incorporación de un socio, la desincorporación de dos socios uno de ellos en términos regulatorios, la modificación del trayecto y el cambio de denominación social de un socio actual.
G/112/TUP/2011	Gasoducto La Rosita, S. A. de C. V.	14/sep/11	Cambio de operador.
G/086/TUP/2000	Tizagas, S. A. de C. V.	14/sep/11	Incorporación de cinco socios, la desincorporación de once socios tres de ellos en términos regulatorios.
G/176/TUP/2005	Gas Natural de Michoacán, S. A. de C. V.	14/sep/11	Incorporación de dos socios, la desincorporación de dos socios y un nuevo punto de entrega.
G/238/TUP/2010	Compañía de Autoabastecedores de Gas Natural de Celaya, S. A. de C. V.	22/sep/11	Incorporación de dos socios.
G/091/TUP/2000	Gas Industrial de Tula, S. A. de C. V.	20/oct/11	Incorporación de un socio, la desincorporación de dos socios y la aclaración de una denominación social de un socio actual.
G/024/TUP/1997	Compañía de Autoabastecedores de Gas Natural del Norte, S. A. de C. V.	01/dic/11	Incorporación de dos socios y la desincorporación de un socio.
G/096/TUP/2000	Gas Industrial de Tepejí, S. A. de C. V.	22/dic/11	Incorporación de un socio y la desincorporación de tres socios.
G/229/TUP/2008	Gas Natural de Apaseo, S. A. de C. V.	03/nov/11	Incorporación de un socio.
G/175/TUP/2005	Gas Natural de Otay, S. A. de C. V.	01/dic/11	Cambio de punto de interconexión.
G/127/TUP/2002	Compañía de Autoabastecedores de Gas Natural de Agua Prieta, S. A. de C. V.	08/dic/11	Incorporación de nueve socios.
G/238/TUP/2010	Compañía de Autoabastecedores de Gas Natural de Celaya, S. A. de C. V.	01/dic/11	Incorporación de un socio.
G/148/TUP/2004	Compañía de Autoabastecedores de Gas Natural de la Laguna, S. A. de C. V.	08/dic/11	Incorporación de cuatro socios, la desincorporación de dos socios y el cambio de ubicación de dos puntos de entrega.
G/130/TRA/2002	Gasoducto del Río, S. A. de C. V.	11/mar/11	Cambios en la estructura de capital social.
G/233/TRA/2009	Energía Occidente de México, S. de R. L. de C. V.	26/may/11	Trayecto y especificaciones técnicas.
G/016/TRA/1997	Gasoductos de Chihuahua, S. de R. L. de C. V.	14/jul/11	Cambios en la estructura de capital social.

Continúa...

2.2.1 Permisos de transporte (continuación)

Número de Permiso	Permisionario	Fecha de Autorización	Modificaciones
G/016/TRA/1997	Gasoductos de Chihuahua, S. de R. L. de C. V.	24/nov/11	Cambios en las condiciones generales para la prestación del servicio así como del actual operador de la estación de compresión.
G/028/TRA/1998	Tejas Gas de Toluca, S. de R. L. de C. V.	14/jul/11	Trayecto.
G/036/TRA/1998	Finsa Energéticos, S. de R. L. de C. V.	11/ago/11	Trayecto y capacidad de conducción.
G/125/TRA/2002	Gasoducto de Aguaprieta, S. de R. L. de C. V.	07/jul/11	Cambios en su denominación social, la estructura de su capital social, así como por la terminación de la asistencia técnica de un tercero para la operación y mantenimiento del sistema de transporte.
G/128/TRA/2002	Gasoductos de Tamaulipas, S. de R. L. de C. V.	11/ago/11	Cambios en la estructura de capital social.
G/173/LPT/2005	TDF, S. de R. L. de C. V.	11/ago/11	Cambios en la estructura de capital social.
G/233/TRA/2009	Energía Occidente de México, S. de R. L. de C. V.	26/may/11	Trayecto y especificaciones técnicas.

2.2.2 Permisos de distribución

Número de Permiso	Permisionario	Fecha de Autorización	Modificaciones
G/082/DIS/2000	Natgasmex, S. A. de C. V.	27/ene/11	Ingreso requerido para la determinación de la propuesta de lista de tarifas máximas para el tercer periodo de cinco años.
G/050/DIS/1998	Tractebel Digaqro, S. A. de C. V.	27/ene/11	Ingreso requerido para la determinación de la propuesta de lista de tarifas máximas para el tercer periodo de cinco años.
G/042/DIS/1998 y G/192/DIS/2006	Consorcio Mexi-Gas, S. A. de C. V., y Distribuidora de Gas Natural México, S. A. de C. V.	03/feb/11	Modificación de la Zona Geográfica del Valle Cuautitlán - Texcoco - Hidalgo.
G/081/DIS/2000	Gas Natural México, S. A. de C. V. (Bajío)	10/feb/11	Ingreso requerido para la determinación de la propuesta de lista de tarifas máximas para el tercer periodo de cinco años.
G/081/DIS/2000	Gas Natural México, S. A. de C. V. (Bajío)	17/feb/11	Lista de tarifas para el tercer periodo de cinco años.
G/019/DIS/1997 y G/033/DIS/1998	Compañía Mexicana de Gas, S. A. de C. V. y Gas Natural México, S. A. de C. V.	17/feb/11	Modificación de la Zona Geográfica de Monterrey.
G/014/DIS/1997	Gas Natural del Noroeste, S. A. de C. V.	11/mar/11	Determinación de la Zona Geográfica de Sonora para fines de distribución de gas natural y se modifica el permiso de distribución de gas natural G/014/DIS/97 otorgado a Gas Natural del Noroeste, S. A. de C. V.
G/050/DIS/1998	Tractebel Digaqro, S. A. de C. V.	14/abr/11	Lista de tarifas para el tercer periodo de cinco años.
G/082/DIS/2000	Natgasmex, S. A. de C. V.	14/abr/11	Lista de tarifas para el tercer periodo de cinco años.
G/015/DIS/1997, G/018/DIS/1997, G/021/DIS/1997, G/033/DIS/1998 y G/081/DIS/2000	Gas Natural México, S. A. de C. V.	04/ago/11	Modelo de contrato para consumidores residenciales, comerciales y/o pequeños industriales.
G/192/DIS/2006	Distribuidora de Gas Natural México, S. A. de C. V.	03/nov/11	Incremento en el volumen de conducción en su sistema.
G/089/DIS/2000	Tractebel DGJ S. A. de C. V.	01/dic/11	Ingreso requerido para la determinación de la propuesta de lista de tarifas máximas para el tercer periodo de cinco años.
G/022/DIS/1997	Gas Natural de Juárez, S. A. de C. V.	22/dic/11	Modelo de contrato para consumidores residenciales, comerciales y/o pequeños industriales.

2.2.3 Permisos de almacenamiento

Número de Permiso	Permisionario	Fecha de Autorización	Modificaciones
G/138/ALM/2003	Terminal de LNG de Altamira, S. de R. L. de C. V.	13/oct/11	Revisión quinquenal.
G/138/ALM/2003	Terminal de LNG de Altamira, S. de R. L. de C. V.	24/ago/11	Cambio accionario.
G/202/ALM/2007	Almacenamiento Subterráneo del Istmo, S. A. de C.V.	31/mar/11	Cambio de localización del sistema.
G/031/LPA/2010	Zeta Gas de Baja California, S. A. de C. V.	30/may/11	Disminución de la capacidad.
G/020/LPA/2010	Nustar Internacional, S. de R. L. de C. V.	16/nov/11	Suspensión del servicio.
G/021/LPA/2010	Termigas, S. A. de C. V.	08/dic/11	Técnica y tipo permiso.
G/004/LPA/2010	Almacenadora de Gas Comercial, S. A. de C. V., Juárez	14/jul/11	CGPS y Tarifa, y tipo de permiso.
G/007/LPA/2010	Invalle, S. A. de C. V.	30/jun/11	CGPS y Tarifa.
G/018/LPA/2010	Pemex Gas y Petroquímica Básica, Rosarito	30/jun/11	CGPS y Tarifa.
G/021/LPA/2010	Termigas, S. A. de C. V.	30/jun/11	CGPS y Tarifa.
G/022/LPA/2010	Pemex Gas y Petroquímica Básica, Topolobampo	30/jun/11	CGPS y Tarifa.
G/027/LPA/2010	Trans-Soni, S. A. de C. V.	30/jun/11	CGPS y Tarifa.
G/029/LPA/2010	Terminal Marítima Gas Tomza, S. A. de C. V.	30/jun/11	CGPS y Tarifa.
G/032/LPA/2011	Tergas, S. de R. L. de C. V.	30/jun/11	CGPS y Tarifa.
G/030/LPA/2010	Bio Gas de Victoria, S. A. de C. V.	06/oct/11	CGPS y Tarifa.
G/003/LPA/2010	Gas Comercial de la Laguna, S. A. de C. V.	18/ago/11	CGPS y Tarifa (Expedidas).
G/005/LPA/2010	Zeta Gas de Ciudad Juárez, S. A. de C. V.	18/ago/11	CGPS y Tarifa (Expedidas).
G/006/LPA/2010	Zeta Gas de Ciudad Juárez, S. A. de C. V.	18/ago/11	CGPS y Tarifa (Expedidas).
G/023/LPA/2010	Zeta Gas del Pacífico, S. A. de C. V.	18/ago/11	CGPS y Tarifa (Expedidas).
G/031/LPA/2010	Zeta Gas de Baja California, S. A. de C. V.	18/ago/11	CGPS y Tarifa (Expedidas).
G/020/LPA/2010	Nustar Internacional, S. de R. L. de C. V.	22/sep/11	CGPS y Tarifa (Expedidas).
G/012/LPA/2010	Pemex Gas y Petroquímica Básica, Cactus	27/ene/11	Extinción de Permiso, aldaño al CPG.
G/016/LPA/2010	Pemex Gas y Petroquímica Básica, Madero	30/jun/11	Extinción de Permiso, aldaño al CPG.
G/026/LPA/2010	Pemex Gas y Petroquímica Básica, Burgos	27/ene/11	Extinción de Permiso, aldaño al CPG.
G/024/LPA/2010	Pemex Gas y Petroquímica Básica, Matapionche	27/ene/11	Extinción de Permiso, aldaño al CPG.
G/017/LPA/2010	Pemex Gas y Petroquímica Básica, Salina Cruz	27/ene/11	Extinción de Permiso, aldaño al CPG.
G/014/LPA/2010	Pemex Gas y Petroquímica Básica, Poza Rica	27/ene/11	Extinción de Permiso, aldaño al CPG.
G/019/LPA/2010	Jumbogas, S. A. de C. V.	14/jul/11	Extinción de Permiso, no construcción.

— ● 3. Sector gas LP

3.1 Permisos otorgados en 2011 por modalidad

3.1.1 Permisos de almacenamiento

Permisionario	Fecha de Otorgamiento	Número de Permiso	Número de Resolución	Ubicación	Capacidad Máxima (m ³)
Gas de Calidad, S. A. de C. V.	09/jun/11	G/253/LPA/2011	RES/181/2011	Fracción núm. 12 del Camino a Santa Inés s/n, Manzana 204, lote 14, de la Exhacienda Santa Inés, 43580, Jaltenco, Estado de México.	3633.6
Generadores de Energía del Noroeste, S. A. de C. V.	30/jun/11	G/254/LPA/2011	RES/224/2011	413.554 m. del Km. 33+280.348 del F.F.C.C. Intercalifornias - Valle Redondo, Delegación la Presa, Tijuana, Baja California.	1000.0
Gas Silza, S. A. de C. V., Tijuana	30/jun/11	G/255/LPA/2011	RES/225/2011	Carretera Panamericana Km. 27+500 de la Carretera Tijuana - Tecate, Tijuana, Baja California.	1250.0
Gas Silza, S. A. de C. V., Mexicali	30/jun/11	G/256/LPA/2011	RES/226/2011	Fraccionamiento 2, Lote 40, Col. Colorado Cuatro, División Dos, Delegación Cerro Prieto, Mexicali, Baja California.	1000.0
Hidro Gas de Agua Prieta, S. A.	30/jun/11	G/257/LPA/2011	RES/227/2011	Km. 263+600 de la Carretera Hermosillo - Nogales, Nogales, Sonora.	750.0
Gas Comercial de Villa Ahumada, S. A.	30/jun/11	G/258/LPA/2011	RES/228/2011	Km. 17 de la Carretera Panamericana Tramo Cd. Juárez-Chihuahua, Cd. Juárez, Chihuahua.	750.0
Almacenadora de Gas Comercial, S. A. de C. V., Piedras Negras	14/jul/11	G/259/LPA/2011	RES/265/2011	Km. 000+450 de la Carretera Piedras Negras - Guerrero, Col. Venustiano Carranza, Nava, Coahuila.	940.0

▼ Seguimiento de obligaciones y otras actividades regulatorias

Seguimiento de obligaciones y otras actividades regulatorias

El seguimiento de obligaciones es fundamental para la regulación. Su propósito es verificar el desempeño de los agentes regulados y el cumplimiento de las disposiciones estipuladas en el marco jurídico y, en su caso, en los títulos de los permisos. También permite entender la evolución de los sectores regulados y, en consecuencia, aportar elementos para, eventualmente, ir adecuando la regulación. El seguimiento de obligaciones conlleva la administración de los permisos lo que, a su vez, puede implicar su modificación, renovación, terminación, cancelación o revocación, mediante la expedición de resoluciones que formalizan jurídicamente las determinaciones correspondientes. Asimismo, y como elemento central de la regulación económica, abarca la revisión tarifaria en aquellos casos en los que se presta un servicio a usuarios.

En adición al seguimiento de obligaciones, la Comisión realiza otras actividades que complementan dicha acción. Éstas incluyen la aprobación de las unidades de verificación que ayudan a corroborar el cumplimiento de la normatividad, así como el seguimiento de los procesos contenciosos que derivan de la actividad regulatoria. Por otra parte, también se incluyen en esta sección otras actividades que permiten que la Comisión pueda estar al

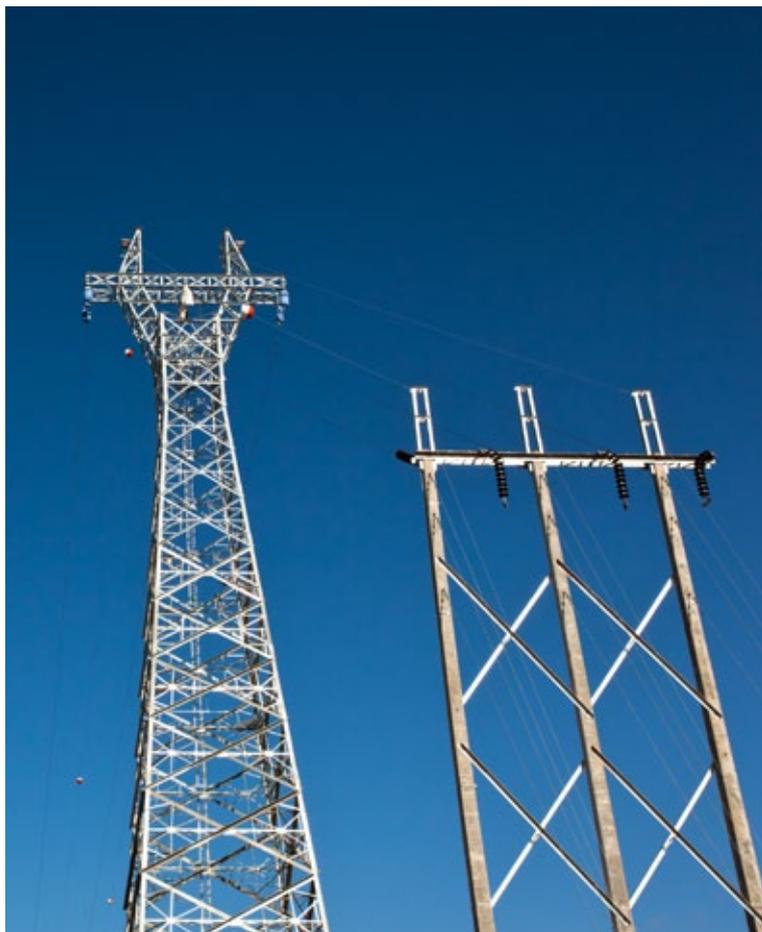
pendiente de la evolución de los sectores regulados en el contexto nacional y de las mejores prácticas reconocidas internacionalmente.

También es importante agregar en este apartado las actividades que la Comisión realiza en beneficio de los usuarios finales de los distintos energéticos disponibles en el país, como lo es la elaboración y publicación de una calculadora de facturación de tarifas eléctricas para usuarios domésticos, que se detallará más adelante.

● 4.1 ADMINISTRACIÓN DE PERMISOS Y REVISIONES TARIFARIAS

Las modificaciones que conllevan cambios estrictamente jurídicos y de razón social, como la transferencia, la fusión y la terminación de los permisos, entre otros, son tareas comunes para las Direcciones Generales de Electricidad y Energías Renovables y de Hidrocarburos y Bioenergéticos. En el sector eléctrico, normalmente se derivan de cambios en los planes de expansión y composición de los miembros, en su caso, de la sociedad permisionada, o de ajustes operativos relacionados con el programa de obras, la

capacidad instalada o la distribución de cargas. En gas, las modificaciones pueden ser además de naturaleza económica, específicamente en materia de tarifas y condiciones generales para la prestación del servicio, o bien derivadas de cambios estructurales de los sistemas (condiciones de diseño u operativas en cuanto a presión, modificación o extensión del trayecto, instalaciones, cambio de operador, ampliación de zonas geográficas, entre otros).



— ● 4.1.1 Modificación de permisos para el sector eléctrico

Durante 2011, la Comisión emitió 60 resoluciones relativas a diversas modificaciones a las condiciones en los permisos de generación e importación de energía eléctrica. Entre las modificaciones se destacan:

- La inclusión y exclusión de los beneficiarios de la energía eléctrica generada.
- La inclusión de personas en los planes de expansión.
- El programa de obras relativo a la construcción de la central de generación, consistente en el cambio de las fechas de inicio y/o término de obras.
- La capacidad instalada de la central de generación eléctrica o de la demanda de importación eléctrica.
- La distribución de cargas de los beneficiarios de la energía eléctrica generada.

Al cierre del año, 46 permisos se dieron por terminados, todos por renuncia a los derechos derivados de los mismos; de estos permisos, uno fue otorgado antes de las reformas de la LSPEE de 1992, y los restantes bajo la legislación vigente.

— ● 4.1.2 Modificaciones de permisos de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural y gas licuado de petróleo

Durante 2011, en materia de transporte, la Comisión emitió 45 resoluciones relativas a modificaciones al título de permiso, referentes a cambios en la estructura accionaria, la inclusión y la exclusión de socios, las instalaciones y el trayecto, la capacidad del sistema, cambio de operador y las condiciones generales de prestación del servicio. Adicionalmente,

la Comisión resolvió la terminación anticipada del permiso otorgado a Fermaca Pipeline del Pacífico, S. A. de C. V., (Fermaca) y de seis permisos de transporte de gas natural para usos propios. Asimismo, se revocó el permiso otorgado a Terranova Energía, S. de R. L. de C. V., (Terranova), por no haber entregado a la Comisión los valores definitivos de su ingreso máximo y las tarifas correspondientes dentro del plazo establecido en su resolución de otorgamiento y sus posteriores modificaciones.

En cuanto a modificaciones de permisos de distribución de gas natural, adicionales a las revisiones tarifarias y ampliaciones de zonas geográficas, 19 permisionarios de distribución de gas natural presentaron para aprobación de la Comisión y su incorporación a los respectivos títulos de permiso, los modelos de contrato de adhesión para la prestación del servicio de distribución de gas natural con comercialización en base firme para los consumidores residenciales, comerciales y/o pequeños industriales. Al respecto, la Comisión aprobó los contratos de adhesión y en consecuencia la modificación de los títulos de permiso otorgados a Gas Natural México, S. A. de C. V. (GNM), correspondientes a las Zonas geográficas de Saltillo - Ramos Arizpe - Arteaga, Nuevo Laredo, Toluca, Monterrey y Bajío, así como el correspondiente al título otorgado a Gas Natural de Juárez, S. A. de C. V., para la Zona geográfica de Ciudad Juárez.

Además, la Comisión recibió la solicitud de Tractebel DGJ, S. A. de C. V., Tractebel Digaqro, S. A. de C. V., Tractebel GNP, S. A. de C. V., Consorcio Mexi-Gas, S. A. de C. V. (Mexi-gas), Tamauligas, S. A. de C. V. y Natgasmex, S. A. de C. V., para la modificación del Anexo 2, "Características de tecnología, diseño, ingeniería y construcción"; Anexo 3, "Métodos y procedimientos de seguridad para la operación y el

mantenimiento del sistema", y Anexo 6 "Condiciones generales para la prestación del servicio", del título de permiso correspondiente a cada uno de ellos.

Por modificación de las condiciones operativas, la Comisión autorizó la modificación del permiso de distribución de Distribuidora de Gas Natural México, S. A. de C. V. (DGNM), correspondiente a la Zona Geográfica del Valle Cuautitlán - Texcoco - Hidalgo, para que pudiera aumentar el volumen de conducción de su sistema de distribución.



Por lo que toca a almacenamiento de gas natural se autorizó una modificación de permiso a Terminal LNG de Altamira, S. de R. L. de C. V., en relación a la modificación de su estructura accionaria debido al continuo interés por parte de las empresas internacionales, que resultó en la entrada de nuevos inversionistas al país. Asimismo, se autorizó la modificación a Almacenamiento Subterráneo del Istmo, S. A. de C. V., en

relación con el cambio de localización del sistema de almacenamiento, así como la extensión de plazo para las condiciones suspensiva y resolutoria en el permiso.

Asimismo, se autorizaron cinco modificaciones a los permisos de almacenamiento de gas LP, mismas que se describen a continuación: a Zeta Gas de Baja California, S. A. de C. V., y Termigas, S. A. de C. V., para realizar diversas modificaciones técnicas en sus instalaciones; a Almacenadora de Gas Comercial, S. A. de C. V., en Ciudad Juárez, y a Termigas, S. A. de C. V., que modificaron su permiso de almacenamiento mediante planta de depósito a almacenamiento mediante planta de suministro; y una autorización a Nustar Internacional, S. de R. L. de C. V., para la suspensión del servicio de almacenamiento. Además, en 2011 la Comisión autorizó la extinción de siete permisos de almacenamiento de gas LP: a Pemex - Gas y Petroquímica Básica para las instalaciones de Cactus, Poza Rica, Madero, Salina Cruz, Matapionche y Burgos, y a Jumbogas, S. A. de C. V.

Adicionalmente, a quince permisos de almacenamiento de gas LP se les aprobaron y expidieron, de manera provisional, las Condiciones Generales para la Prestación del Servicio y la tarifa correspondiente. Finalmente, seis permisos vinculados a ducto (propiedad de Pemex Gas y Petroquímica Básica) se encuentran en un proceso de modificación para convertirse en Instalaciones de Recepción, Guarda y Entrega que formarán parte integral de los sistemas de transporte del Sistema Nacional de Gas Licuado de Petróleo y el Sistema Hobb - Méndez.

En cuanto a la determinación de las contraprestaciones por los servicios de almacenamiento de gas licuado de petróleo, la Comisión no ha expedido una metodología

específica al respecto. Por lo tanto, en las revisiones tarifarias de la actividad referida de manera supletoria la Comisión tomó los criterios de regulación relativos a las tarifas de transporte y distribución de gas licuado de petróleo por medio de ductos, mismos que están contenidos en la Directiva sobre la determinación de tarifas de transporte y distribución de gas licuado de petróleo por medio de ductos DIR-GLP-002-2009. Sin embargo, en los casos en que la Comisión aprobó tarifas para los permisos de almacenamiento mediante planta de suministro, la falta de información contable adecuada, la imposibilidad de realizar ejercicios comparativos de costos, la incertidumbre respecto al valor neto de los activos y las capacidades efectivas relacionadas con la actividad regulada, impidieron la realización cabal de una revisión integral. Fue así que la Comisión optó por seguir un enfoque de “planta representativa” cuya tarifa sirviera de referencia para aplicarse en plantas similares.



— ● **4.1.3 Revisiones tarifarias de distribución de gas natural**

La Comisión, con base en la metodología para el cálculo de las tarifas iniciales y para su ajuste, revisa quinquenalmente las mismas, permitiendo que los permisionarios obtengan ingresos suficientes para cubrir los costos adecuados de operación y mantenimiento aplicables al servicio, el pago de los impuestos, la depreciación y una rentabilidad razonable, sin que ello garantice los ingresos, costos o rentabilidad esperada.

En este sentido, la Comisión realizó un análisis de la información del plan de negocios de los permisionarios con el objeto de evaluar las propuestas de requerimiento de ingresos, que son la base para la determinación y aprobación de la Lista de Tarifas Máximas correspondiente para el siguiente periodo de cinco años. En esta revisión se observa que el plan de negocios incluya únicamente los activos, costos y gastos debidamente justificados y relacionados con la prestación del servicio, que la depreciación corresponda exclusivamente a los activos relacionados con la prestación del servicio, y que el rendimiento sobre la inversión considere un costo promedio ponderado de capital adecuado y razonable y reflejando además la estructura de capital y financiamiento que enfrenta el permisionario.

— ● *Tabla No. 4.1 a*
Revisiones quinquenales a permisionarios de distribución finalizadas en 2011

Permisionario	Zona Geográfica	Resolución Ingreso Requerido Q3	Fecha de la Resolución
Natgasmex, S. A. de C. V.	Puebla - Tlaxcala	RES/021/2011	27/ene/11
Tractebel Digaqro, S. A. de C. V.	Querétaro	RES/022/2011	27/ene/11
Gas Natural México, S. A. de C. V.	Bajío	RES/039/2011	10/feb/11
Tractebel DGJ, S. A. de C. V.	Guadalajara	RES/457/2011	01/dic/11

La evaluación sobre la eficiencia de los costos y gastos de los permisionarios se concentró en revisar su desempeño operativo calculado a partir de su información histórica. Desde este punto de partida, se definieron referencias de eficiencia para medir a la industria en su conjunto. Las mediciones de eficiencia se derivaron de la aplicación simultánea pero ponderada de diversas técnicas econométricas. Las técnicas empleadas abarcan tanto el enfoque de análisis de frontera como el de tendencia central. Específicamente, se emplearon análisis de fronteras estocásticas, mínimos cuadrados ordinarios, mínimos cuadrados corregidos, análisis envolvente de datos, e índices de productividad parcial de los factores.

Con el propósito de que la evaluación del desempeño captara cabalmente las condiciones de la industria, ésta se hizo a través de variables que realmente están relacionadas con la operación de sistemas de distribución de gas natural como son el número de usuarios, la longitud de las redes, la energía conducida y la demanda pico. Durante 2011, la Comisión finalizó cuatro revisiones quinquenales correspondientes a permisionarios de distribución de gas natural en las Zonas geográficas de Puebla - Tlaxcala, Querétaro, Bajío y Guadalajara.

Los planes de negocios de las cuatro empresas que finalizaron su proceso de revisión quinquenal plantearon programas de inversión para el tercer periodo de prestación del servicio que prevén sumar 79 746 usuarios para los próximos cinco

años. Estos programas comprenden la adición de 671.9 km a sus sistemas de distribución, lo que representa una inversión de 824.23 millones de pesos a poder adquisitivo del 31 de diciembre de 2006, como se detalla a continuación:

● *Tabla No. 4.1 b*
Planes de negocios de permisos de distribución: proyecciones para el tercer quinquenio

Permisionario	Usuarios nuevos	Kilómetros adicionales	Inversión adicional (Pesos)	WACC radi (%)
Natgasmex, S. A. de C. V.	19 467	239.60	56 603 593.96	16.16%
Tractebel Digaqro, S. A. de C. V.	13 108	193.67	434 185 345.91	16.16%
Gas Natural México, S. A. de C. V., (Bajío)	22 778	25.43	167 941 606.80	14.25%
Tractebel DGJ, S. A. de C. V.	24 393	213.21	165 504 488.89	16.08%

Asimismo, durante 2011 se inició la revisión quinquenal del plan de negocios presentado por el permisionario Gas Natural del Noroeste, S. A. de C. V. (Noroeste), correspondiente a la Zona geográfica de distribución de gas natural de Sonora, cuyo plan prevé el desarrollo del sistema de distribución en Cananea. Con esta revisión concluirán las revisiones quinquenales correspondientes al tercer periodo de operaciones de todos los permisionarios de distribución de gas natural.

● **4.1.4 Revisiones tarifarias de transporte de gas natural**

Durante 2011 se concluyó la revisión quinquenal de las empresas Gasoducto del Río, S. A. de C. V., Gasoductos de Chihuahua, S. de R. L. de C. V., así como del Sistema Naco - Hermosillo de Pemex - Gas y Petroquímica Básica, titulares de permisos de transporte de gas natural de acceso abierto, y se continuó con el análisis de tarifas

correspondiente a las revisiones quinquenales de cinco empresas transportistas más. Durante el mismo periodo, se resolvió el recurso de reconsideración de Gasoductos del Bajío, S. de R. L. de C. V., en contra de su revisión quinquenal, por lo que se aprobaron las tarifas definitivas para el siguiente periodo quinquenal de operación y se integró al Sistema Nacional de Transporte Integrado.

Al igual que en el resto de actividades sujetas a regulación de tarifas, la Comisión realizó un análisis de la información histórica y proyectada por los permisionarios. Por una parte, se evalúan las propuestas de requerimiento de ingresos de cada sistema en función de su congruencia con el desempeño pasado y los estándares observados en el resto de la industria. En esta evaluación, la Comisión verificó que el plan de negocios incluya únicamente activos, costos y gastos eficientes que estén relacionados exclusivamente con la prestación del servicio de transporte de gas natural. En lo relativo al rendimiento sobre la inversión,

la Comisión consideró como base metodológica al modelo “Capital Asset Pricing Model” para relacionar de manera sis-

temática y transparente la tasa de rentabilidad propia con el nivel de riesgo imperante en el mercado.

● *Tabla No. 4.1 c*
Revisiones quinquenales a permisionarios de distribución finalizadas en 2011

Empresa	Número de Permiso	Número de Resolución	Fecha	Servicio	Tarifas aprobadas						
					Cargo por capacidad (Pesos / GJ)	Cargo por uso (Pesos / GJ)	Cargo Servicio Interrumpible (Pesos / GJ)	Cargo por estacionamiento o sustracción de gas (Pesos /GJ)	Gas combustible (% del volumen pedido)	Tarifa mínima (Pesos / GJ)	Tasa ROE real (%)
Sistema Naco - Hermosillo	G/059/TRA/1999	RES/130/2011	4/may/11	Transporte	5.49914	0.00014	5.44484	5.44484	1.55	0.00014	11.33
Gasoducto del Río, S. A. de C. V.	G/130/TRA/2002	RES/180/2011	9/jun/11	Transporte	0.5414	0.0175	NA	NA	NA	NA	11.33
Gasoductos de Chihuahua, S. de R. L. de C. V.	G/016/TRA/1997	RES/198/2011	16/jun/11	Transporte	0.6147	0.0052	0.6137	NA	NA	NA	11.33
				Compresión	3.2724	0.0824	0.0824	NA	NA	NA	12.87
Gasoductos del Bajío, S. de R. L. de C. V.	G/045/TRA/1998	RES/474/2011	15/dic/11	Transporte	4.7100	NA	NA	NA	NA	NA	12.87

● **4.1.5 Modificación y actualización de tarifas sistémicas**

Con el objetivo de continuar el fomento al desarrollo de nueva capacidad de transporte, robustecer la continuidad del suministro, lograr una consolidación del mercado de gas natural y propiciar la viabilidad financiera de largo plazo de los sistemas integrados de transporte de gas natural por medio de ductos, mediante la Resolución RES/289/2011, la Comisión autorizó la inclusión al Sistema de Transporte Nacional Integrado (STNI) del sistema correspondiente al Permiso G/045/TRA/98 a cargo de Gasoductos del Bajío (GDB).

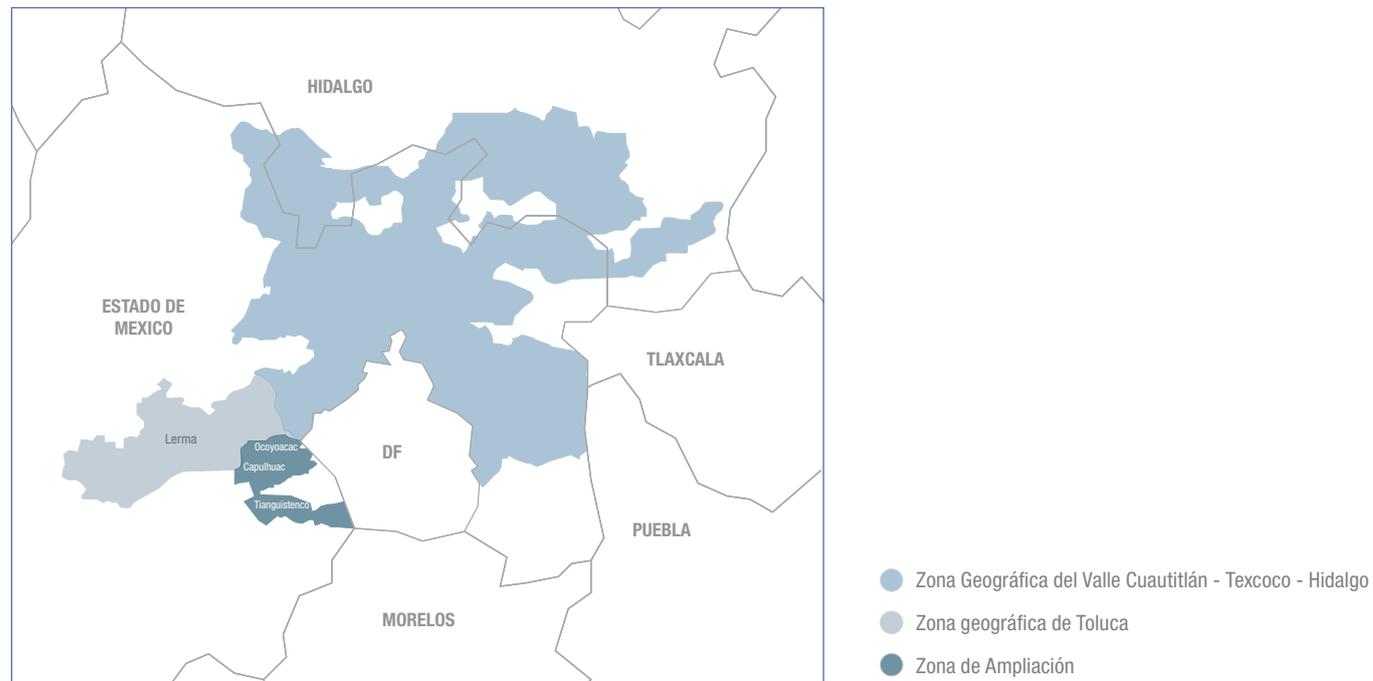
En la determinación de la tarifa sistémica, la Comisión aprobó la inclusión del costo de la contratación de la capacidad de GDB dentro del concepto “factor de gestión comercial”. De esta manera, las tarifas volumétricas aplicables a los usuarios del STNI están compuestas por la sumatoria de las tarifas volumétricas del Sistema Nacional de Gasoductos (SNG), las tarifas sistémicas volumétricas del sistema de transporte a cargo de Gasoducto de Tamaulipas (GDT), el ajuste de corrección de error de tarifas y el factor de gestión comercial. Los tres primeros elementos se asignaron de manera conjunta entre todos los usuarios que ya gozaban de los beneficios de la interconexión del

SNG y GDT. En cuanto al efecto del factor de gestión comercial atribuible a GDB, Pemex - Gas y Petroquímica Básica propuso a la Comisión un criterio de asignación basado en la existencia de costos específicos asociados a dicho sistema que podían ser asignables a las zonas tarifarias Centro y Occidente. La CRE aprobó el criterio propuesto dada la información que tuvo a su alcance y espera evaluar integralmente todos los efectos sistémicos de la actual configuración del STNI de manera paralela a la revisión quinquenal del SNG, proceso que se debe desarrollar a lo largo del segundo semestre de 2012. Con las consideraciones anteriores, la lista de tarifas del STNI aplicable para el año 2012 fue aprobada en la Resolución RES/486/2011.

— ● **4.1.6 Modificación de zonas geográficas de distribución de gas natural**

Durante 2011 la Comisión autorizó diferentes modificaciones a algunos de los títulos de permiso de distribución de gas natural que ha otorgado, por concepto de modificación de la Zona Geográfica de distribución. Al respecto, se modificaron los títulos de permisos otorgados a Mexi - gas y DGNM, correspondientes a la Zona geográfica del Valle Cuautitlán - Texcoco - Hidalgo, al adicionar a ésta los límites de los municipios de Ocoyoacac, Capulhuac y Tianguistenco, como a continuación se muestra:

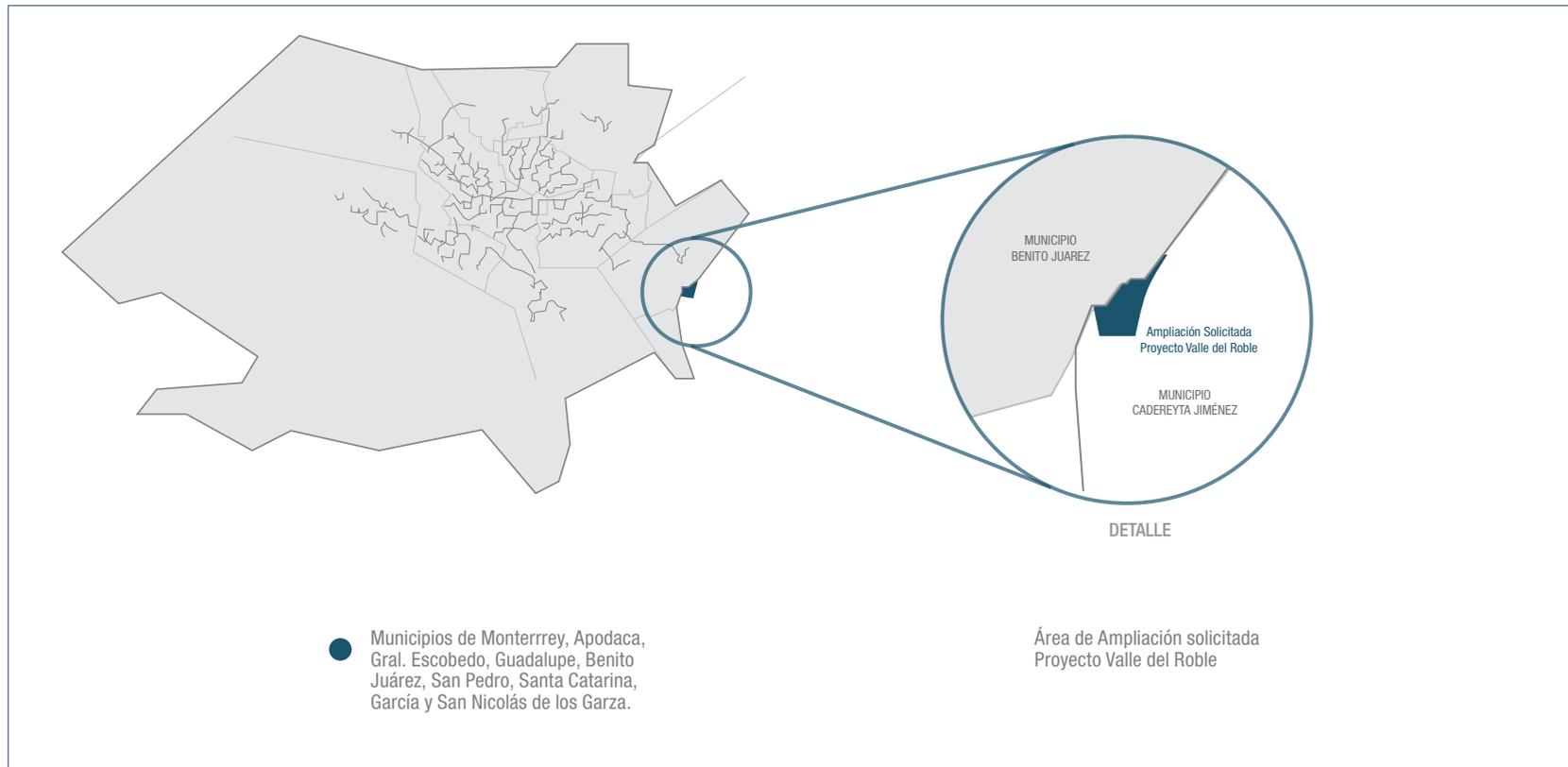
— ● *Mapa de la Zona Geográfica del Valle Cuautitlán - Texcoco - Hidalgo*



De igual forma, se modificaron los permisos otorgados a GNM y a Compañía Mexicana de Gas, S. A. de C. V., respectivamente, correspondientes a la Zona Geográfica de Monterrey, adicionando a la misma el área geográfica

correspondiente al desarrollo habitacional denominada "Valle del Roble", localizado en el municipio de Cadereyta Jiménez en el Estado de Nuevo León.

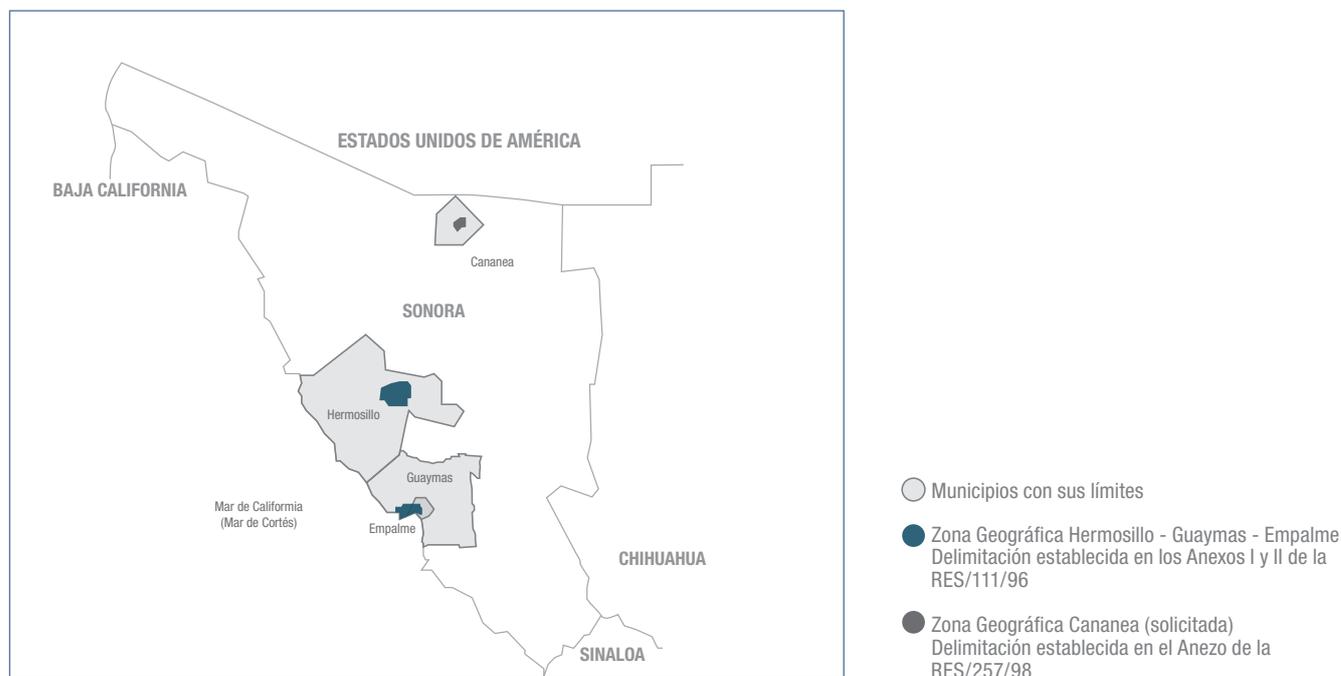
— ● *Mapa de la Zona Geográfica de Monterrey*



Finalmente, se modificó el permiso de Noroeste como resultado de la modificación de la Zona geográfica de Hermosillo - Guaymas - Empalme para incluir en ésta

los límites del centro de población de Cananea, denominándola ahora como Zona Geográfica de Sonora, como se muestra en el mapa de la siguiente página:

— ● *Mapa de la Zona Geográfica de Sonora*



También, a finales de 2011, GNM presentó la solicitud de modificación del título de permiso correspondiente a la Zona Geográfica del Bajío con el objeto de incluir dentro de los límites de dicha zona el proyecto denominado “Corredor Pénjamo - Celaya”, cuya revisión está en proceso.

Gracias a estas modificaciones, los usuarios residenciales, comerciales e industriales que se ubiquen en dichas áreas de ampliación, contarán con otra alternativa de combustible y se generarán condiciones que posibiliten un efecto multiplicador de la inversión en sectores productivos.

— ● **4.1.7 Revisiones quinquenales a los permisionarios de almacenamiento de gas natural durante 2011**

En el año 2011 concluyó la revisión quinquenal de Terminal de LNG de Altamira, S. de R. L. de C. V., y se aprobó la lista de tarifas máximas para el segundo periodo de prestación de servicios. Para lo anterior, la Comisión llevó a cabo un análisis exhaustivo del plan de negocios y de los parámetros del modelo económico-financiero para la determinación de tarifas máximas para la prestación del servicio de almacenamiento aprobado mediante la Resolución RES/145/2003, conforme a lo establecido en la Directiva de Tarifas.

— ● 4.2 VIGILANCIA DEL CUMPLIMIENTO DE LAS DISPOSICIONES JURÍDICAS APLICABLES A LAS ACTIVIDADES REGULADAS

Con el incremento en el número de permisos otorgados, las actividades encaminadas a verificar el desempeño de los permisionarios y el cumplimiento de las disposiciones estipuladas en el marco jurídico y en los títulos de permisos juegan un papel cada vez más importante dentro de las tareas regulatorias. El seguimiento regulatorio se basa entonces en los requerimientos de información a los que están obligados los sujetos regulados y en las visitas de verificación que llevan a cabo las unidades de verificación o la propia Comisión.

En el sector eléctrico, los permisionarios deben entregar reportes trimestrales de operación con información, según aplique, relativa a la energía eléctrica generada para autoabasto o para la venta a CFE, la energía eléctrica importada y exportada, así como al consumo de combustibles u otras fuentes primarias de energía, entre otros. En el sector de gas natural, además de propósitos estadísticos, la presentación de información sirve para verificar el desempeño de los permisionarios en cuanto a las disposiciones contables, de precios y tarifas, técnicas y de seguridad, y de prestación de los servicios.

Por otra parte, las visitas de verificación tienen como objetivo corroborar en forma aleatoria que las condiciones de operación, mantenimiento y seguridad de los sistemas cumplen con el marco jurídico y con las condiciones establecidas en los permisos, así como obtener diversa información que permite conocer el desempeño de los permisionarios a lo largo del año.

— ● 4.2.1 Informes estadísticos del sector eléctrico

El Reglamento de la LSPEE establece, entre otras obligaciones, que el titular de un permiso de generación o importación de energía eléctrica, una vez iniciada la operación de sus instalaciones, deberá informar el tipo y volumen de combustible utilizado, así como la cantidad de energía eléctrica generada, especificando la parte utilizada para satisfacer sus necesidades propias y la entregada a la CFE o aquella destinada a la exportación, así como, en su caso, la importación de energía eléctrica realizada.

Derivado del cumplimiento de la obligación arriba detallada, durante 2011 se recibieron trimestralmente los informes estadísticos de operación eléctrica de 572 permisionarios, cuyas centrales eléctricas se encuentran en operación, así como de 27 permisionarios que importan energía eléctrica.

Los permisionarios de generación de energía eléctrica reportaron el consumo de los siguientes combustibles:

- Gas natural, 23 312.4 millones de metros cúbicos (825.733 millones de GJ);
- Bagazo de caña, 6.75 millones de toneladas (47.63 millones de GJ);
- Combustóleo, 755 548 metros cúbicos (31.7 millones de GJ);
- Coque de petróleo, 1 167 408 toneladas (36.5 millones de GJ), y
- Diesel, 126 212.05 metros cúbicos (4.9 millones de GJ) y otros combustibles (22.6 millones de GJ).

En este año el consumo de gas natural tuvo una participación de 85% en la generación de energía eléctrica, pre-

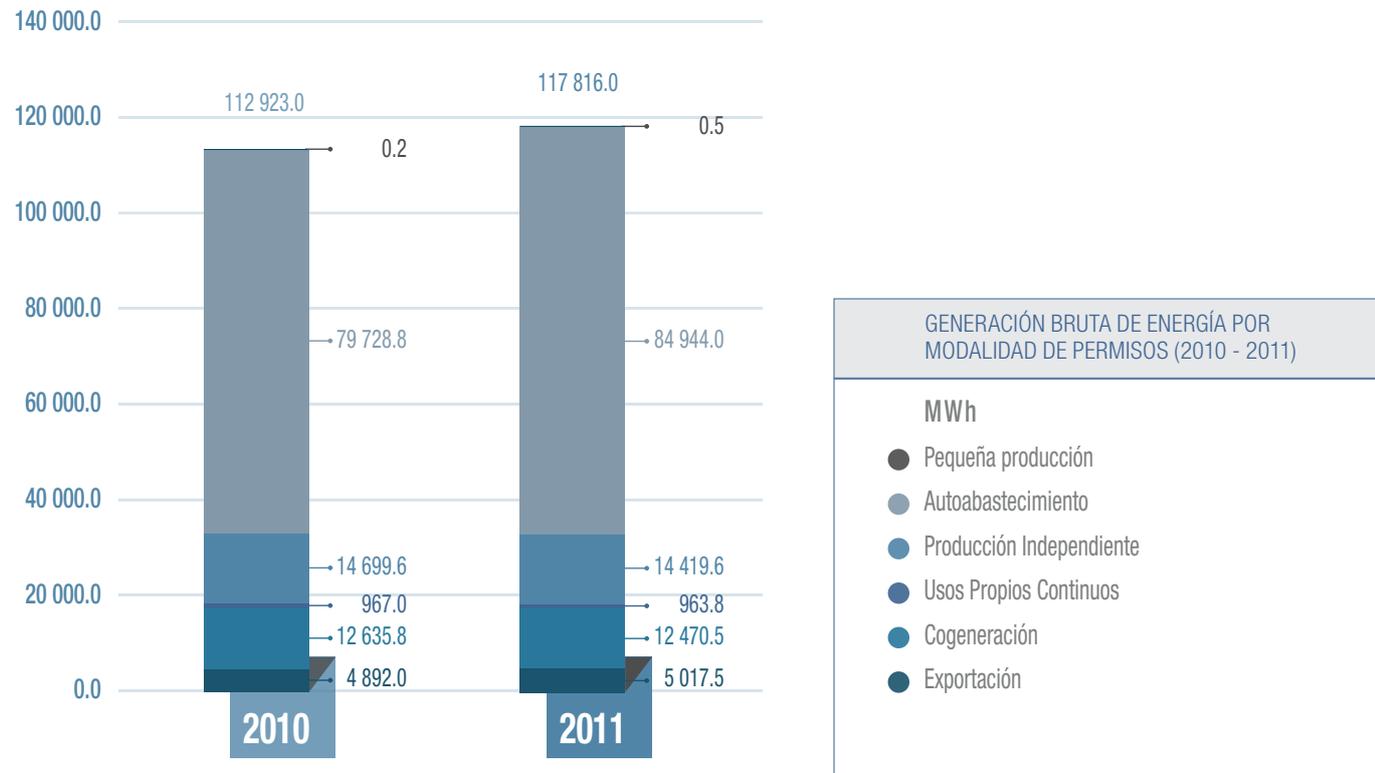
sentando un ligero incremento de dos puntos porcentuales con respecto a 2010.

A finales de 2011, la capacidad instalada en operación de los permisionarios de generación de energía eléctrica (producción independiente, autoabastecimiento, cogeneración, exportación y usos propios continuos) alcanzó los 22 408.4 MW, con lo cual la generación eléctrica bruta alcanzó los 117 816 GWh, lo que significa un ligero

incremento en la generación de energía eléctrica de 4.3% con relación al año anterior.

En cuanto a la importación de energía eléctrica, la demanda autorizada en operación fue de 159 MW, registrando una importación de energía eléctrica de 59.3 GWh, actividad que presentó un incremento del 50% con respecto al año anterior.

● Gráfico No. 4.2
Generación bruta de energía por modalidad de permisos (comparativo 2010 - 2011)



— ● **4.2.2 Informes estadísticos de los subsectores de gas natural y gas licuado de petróleo**

Con periodicidad anual, semestral o trimestral, y en atención a las normas establecidas en leyes, reglamentos, disposiciones administrativas y títulos de permisos, los permisionarios de distribución, transporte y almacenamiento de gas natural y de gas licuado de petróleo reportan a la Comisión diversa información correspondiente al desempeño de sus actividades.

En materia de transporte de gas, los indicadores de longitud e inversión mostraron un avance en 2011 respecto del año anterior. Con las terminaciones anticipadas de los permisos otorgados a Fermaca y Terranova, la longitud total de los sistemas de transporte se redujo a 15 137.24 kilómetros, lo que implicó un ajuste de 2.58% respecto de 2010, mientras que la inversión alcanzó \$3 233.5 millones de dólares, 1.71% mayor al cierre de 2010. Este último indicador no se vio afectado por las terminaciones anticipadas, en virtud a que dichos permisos no tuvieron una inversión comprometida, al haberseles aprobado el diferimiento en el cálculo de sus tarifas.

De la información reportada por los 20 permisionarios de distribución de gas natural que se encuentran en operación, a diciembre de 2011 se desprende que el total de usuarios de estas redes es de 2.09 millones, esto es, una cobertura 3.2% mayor alcanzada el año inmediato anterior. Respecto a la energía conducida, durante 2011 ésta fue de 343.3 millones de Gjoules. De acuerdo con información financiera presentada por las empresas distribuidoras, al cierre de 2011 la inversión correspondiente a líneas de gasoductos, inmuebles y equipo fue de 25 702 millones de pesos (equivalentes a 1869 millones de dólares de diciembre de 2011).

En cuanto a la expansión de los sistemas de distribución, la longitud se incrementó en 1395 km en 2011 para alcanzar una longitud total de 46 793 km al cierre del mismo año. Esta longitud representa un 3.07% más respecto a la registrada al cierre del año anterior.

Desde 1995, la longitud en los sistemas de distribución de gas natural ha registrado un crecimiento a una tasa promedio anual del 11.58%, representando un incremento de 38 685 km de red. Se estima que, al cierre del tercer quinquenio, los sistemas de distribución de gas natural alcancen una capacidad de 4.2 millones de metros cúbicos por hora con una utilización promedio a nivel nacional del 62.3%.

En relación a los sistemas de distribución de gas licuado de petróleo por medio de ductos, al 31 de diciembre de 2011 se tienen cuatro permisos, localizados en Quintana Roo, Baja California y en el Estado de México, con capacidad de 872 721 metros cúbicos por día (30 821 451 pies cúbicos por día), con una longitud de 315 km y una inversión de 7.8 millones de dólares.

Con respecto a almacenamiento de gas natural licuado, las terminales de Altamira, Ensenada y Manzanillo aportan una capacidad de regasificación superior a 56 millones de metros cúbicos. La última entrará en operación en el primer semestre del año 2012.

Respecto al almacenamiento de gas LP, a diciembre de 2011 la Comisión cuenta con 30 permisos de almacenamiento de gas LP mediante planta de suministro con una capacidad total de 459 150 metros cúbicos. De ellos, siete fueron otorgados en 2011.

— ● **4.2.3 Visitas de verificación a permisionarios del sector eléctrico y al suministrador del servicio público de energía eléctrica**

En 2011 se llevaron a cabo un total de 37 visitas de verificación, 36 a permisionarios de generación de energía eléctrica para comprobar que las instalaciones cumplieran con la LSPEE y su Reglamento, las condiciones establecidas en los

permisos, así como con las Normas Oficiales Mexicanas y demás disposiciones aplicables. De las visitas a permisionarios, 32 correspondieron a permisionarios bajo la modalidad de autoabastecimiento, 2 a usos propios continuos, 1 a producción independiente y 1 a importación. En adición a lo anterior, en diciembre de 2011 la Comisión inició una visita de verificación a la Subdirección de Programación de la Comisión Federal de Electricidad.

— ● *Tabla No. 4.2 a*
Visitas de verificación a permisionarios del sector eléctrico y a la CFE, realizadas en 2011

Mes de la visita	Permisionario	Acta de Verificación	Número de Permiso
Marzo	Teléfonos de México S. A. de C. V., Sucursal Bandera	AV/E/001/2011	E/345/AUT/2005
	Agua Farma Plásticos S. A. de C. V.	AV/E/002/2011	E/682/AUT/2007
	Parque de Tecnología Electrónica S. A. de C. V.	AV/E/003/2011	E/683/AUT/2007
	El Palacio de Hierro, S. A. de C. V., Sucursal Guadalajara	AV/E/004/2011	E/779/AUT/2008
	Sánchez y Martín, S. A. de C. V.	AV/E/005/2011	E/704/AUT/2007
	Cinemex Coapa S. A. de C. V.	E/06/2011	E/496/AUT/2005
	Abbott Laboratories de México S. A. de C. V.	E/07/2011	E/796/AUT/2008
	Teléfonos de México S. A. de C. V., Central Popocatepetl 2 Esquina	E/08/2011	E/467/AUT/2005
	Teléfonos de México S. A. de C. V., Central San Jerónimo	E/09/2011	E/427/AUT/2005
Junio	Bimbo S. A. de C. V., Planta Bimbo Baja California	E/10/2011	E/686/AUT/2007
	Bimbo S. A. de C. V., Planta Marinela Baja California	E/11/2011	E/720/AUT/2007
	Teléfonos del Noroeste S. A. de C. V.	E/12/2011	E/550/AUT/2006
	Kenworth Mexicana S. A. de C. V.	E/13/2011	E/270/IMP/2003
	Ensambladores Electrónicos de Mexico S. A. de C. V.	E/14/2011	E/798/AUT/2008
	Productos Urólogos de México S. A. de C. V.	E/15/2011	E/831/AUT/2009
Julio	Ford Motor Company, S. A. de C. V.	AV/E/006/2011	E/311/AUT/2004
	Teléfonos de México, S. A. B. de C. V., Central Catedral	AV/E/007/2011	E/387/AUT/2005
	Liverpool Provincia, S. A. de C. V., Planta Chihuahua	AV/E/008/2011	E/791/AUT/2008
	Honeywell Aerospace de México, S. A. de C. V.	AV/009/2011	E/820/AUT/2009

Continúa...

Visitas de verificación a permisionarios del sector eléctrico y a la CFE, realizadas en 2011 (continuación)

Mes de la visita	Permisionario	Acta de Verificación	Número de Permiso
Septiembre	Cummins, S. de R. L. de C. V.	AV/E/010/2011	E/245/AUT/2003
	Costco de México, S. A. de C. V.	AV/E/011/2011	E/323/AUT/2005
	Leiser, S. de R. L. de C. V., Planta San Luis Potosí	AV/E/012/2011	E/772/AUT/2008
	Tecnologías para El Cuidado Ambiental, S. A. de C. V.	AV/E/013/2011	E/784/AUT/2008
	Iberdrola Energía Tamazunchale, S. A. de C. V.	AV/E/014/2011	E/308/PIE/2004
Octubre	Saint Gobain Vetrotex América, S. A. de C. V.	E/16/2011	E/628/AUT/2007
	Energía Nacional, S. A. de C. V.	E/17/2011	E/265/AUT/2003
	Teléfonos de México, S. A. B. de C. V., Central Reforma	E/18/2011	E/433/AUT/2005
	Teléfonos de México, S. A. B. de C. V., Central Fuertes	E/19/2011	E/463/AUT/2005
	Teléfonos de México, S. A. B. de C. V., Central La Paz	E/20/2011	E/442/AUT/2005
Noviembre	Cartonajes Estrella, S. A. de C. V.	E/21/2011	524
	Cartonajes Estrella, S. A. de C. V.	E/22/2011	1229
Diciembre	Vidrio Formas, S. A. de C. V.	AV/E/015/2011	E/746/AUT/2008
	Teléfonos de México, S. A. B. de C. V., Central Los Tollocan	AV/E/016/2011	E/535/AUT/2006
	Rafypack, S. A. de C. V.	AV/E/017/2011	E/834/AUT/2009
	Teléfonos de México, S. A. B. de C. V., Central Satélite	AV/E/018/2011	E/383/AUT/2005
	Teléfonos de México, S. A. B. de C. V., Central Viveros	AV/E/019/2011	E/385/AUT/2005
	Comisión Federal de Electricidad, Subdirección de Programación	E/23/2011	No aplica

Visita de verificación a la Subdirección de Programación de la CFE (apertura de la visita, 2010 y segunda parte, 2011)

De acuerdo con las fracciones III y V del artículo 3 de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía, la Comisión tiene como atribución “verificar que en la prestación del servicio público de energía eléctrica, se adquiera aquella que resulte de menor costo para las entidades que tengan a su cargo la prestación del servicio público y ofrezca, además, óptima estabilidad, calidad y seguridad para el

sistema eléctrico nacional”, así como “aprobar las metodologías para el cálculo de las contraprestaciones por los servicios de conducción, transformación y entrega de energía eléctrica”.

En virtud de las atribuciones mencionadas y con el objeto de vigilar el cumplimiento de las disposiciones administrativas de carácter general, aplicables a las personas que realicen actividades reguladas, mediante la Resolución RES/229/2010 de fecha 12 de agosto de 2010, la Comisión

ordenó llevar a cabo una visita ordinaria de verificación a la Dirección de Operación de la CFE, particularmente a la Subdirección del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) y a la Subdirección de Programación (Programación) con el objeto de verificar el cumplimiento de los instrumentos regulatorios aplicables por parte de la entidad regulada. Para el desahogo de la visita, con fecha 3 de septiembre de 2010 se dio inicio el acto de apertura de la misma, hecho asentado en la Acta de Inicio de Verificación número E/24/2010.



Durante 2011 se continuó con la visita de verificación a las Subdirecciones del CENACE y a Programación a través de un requerimiento de nueva información a la CFE, y la revisión y el análisis de las mismas, con el objeto de verificar el adecuado cumplimiento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y su Reglamento así como los instrumentos regulatorios aplicables por parte de la entidad regulada. En tal circunstancia, la conclusión y cierre de la visita de verificación se hará en 2012.

Visita de verificación a la Subdirección de Programación de la CFE (apertura de la visita, 2011)

El artículo 2 de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía establece que esta Comisión tendrá por objeto promover el desarrollo de distintas actividades reguladas; entre ellas la establecida en la fracción IV que se refiere a los servicios de conducción, transformación y entrega de energía eléctrica entre la CFE y los titulares de permisos para la generación, exportación e importación de energía eléctrica. Asimismo, el artículo 3 de dicha Ley, en sus fracciones XIV y XIX, dota a esta Comisión de las atribuciones de expedir y vigilar el cumplimiento de las disposiciones administrativas de carácter general aplicables a las personas que realicen actividades reguladas, y de ordenar visitas de verificación a fin de supervisar y vigilar, en el ámbito de su competencia, el cumplimiento de las disposiciones jurídicas aplicables a dichas actividades.

Por otra parte, mediante la Resolución RES/441/2011 de fecha 16 de noviembre de 2011, la Comisión ordenó llevar a cabo una visita ordinaria de verificación a la Dirección de Operación de la CFE, particularmente a la Subdirección de Programación, con el objeto de verificar que la CFE

cumpla con la correcta aplicación de los instrumentos regulatorios aplicables correspondientes a las actividades autorizadas para los permisionarios Procter & Gamble Manufactura, S. de R. L. de C. V., y Bii Nee Stipa Energía Eólica, S. A. de C. V.



Para el desahogo de la visita, con fecha 7 de diciembre de 2011 se dio el acto de apertura de la misma, hecho asentado en el Acta de Inicio de Verificación número E/23/2011. Al cierre de 2011, la visita se encontró en la etapa de revisión y análisis de la información entregada por la CFE. En tal circunstancia se estima que la conclusión y cierre de la visita de verificación se hará durante 2012.

— ● 4.2.4 Visitas de verificación a permisionarios del sector de gas

Durante el año se realizaron 56 visitas de verificación que incluyeron a permisionarios de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural y gas LP por ductos. De estas visitas, 37 visitas técnicas se realizaron a permisionarios de transporte acceso abierto y usos propios, incluidas 7 al Sistema Nacional de Gasoductos; 10 fueron realizadas a permisionarios de distribución de gas natural, de las cuales 5 fueron técnicas y 5 fueron económicas; 3 visitas de verificación técnica fueron realizadas a sistemas de distribución de gas licuado de petróleo por ductos; y 6 visitas técnicas a permisionarios de almacenamiento de gas natural licuado y de gas licuado de petróleo.

— ● 4.3 OTRAS ACTIVIDADES

De manera complementaria a las actividades propiamente de seguimiento de las obligaciones establecidas en los distintos ordenamientos jurídicos y los permisos, la Comisión lleva a cabo otras labores como la aprobación de unidades de verificación que comprueban el cumplimiento de la normatividad, así como acciones derivadas de procesos contenciosos y, en su caso, la aplicación de alguna sanción

a los permisionarios que incumplan con el marco jurídico de los sectores regulados. Además, desde una perspectiva proactiva, la Comisión también se ha involucrado en una serie de labores que le permiten observar el desarrollo y evolución de los sectores regulados.

— ● 4.3.1 Aprobación de nuevas Unidades de Verificación

En 2011, la Comisión aprobó una nueva unidad de verificación para realizar la evaluación de la conformidad con la Norma Oficial Mexicana NOM-002-SECRE-2010, Instalaciones de aprovechamiento de gas natural, por lo que actualmente se cuenta con 17 unidades de verificación para realizar la evaluación de la conformidad con Normas Oficiales Mexicanas en materia de gas natural. Cabe señalar que, durante ese año, dos unidades de verificación ampliaron su alcance en materia de verificación toda vez que lograron aprobarse para evaluar la conformidad de la NOM-013-SECRE-2004, Requisitos de seguridad para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de terminales de almacenamiento de gas natural licuado que incluyen sistemas, equipos e instalaciones de recepción, conducción, vaporización y entrega de gas natural.

— ● 4.3.2 Procedimientos de intervención en materia de aportaciones

El Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en materia de Aportaciones establece que, a petición de los solicitantes o usuarios del servicio público de energía eléctrica que no tengan carácter de consumidores en términos de la Ley Federal de Protección al Consumidor, se podrá solicitar la intervención de la Comisión a fin de

que supervise y vigile que el suministrador cumpla con las disposiciones jurídicas aplicables en esta materia.



En 2011 se resolvieron treinta y dos solicitudes de intervención de los solicitantes o usuarios del servicio público de energía eléctrica, de las cuales veintisiete fueron mediante la emisión de la Resolución respectiva, dos mediante la conciliación entre el suministrador y el solicitante, desistiendo éste último de la solicitud, dos fueron no admitidas a trámite por no cumplir con los requisitos establecidos en el Reglamento de Aportaciones, y una fue remitida a otra autoridad por no ser competencia de esta Comisión. Asimismo, se atendieron dos consultas en materia de aportaciones, formuladas por el suministrador o por los usuarios del servicio público de energía eléctrica.

— ● **4.3.3 Procedimientos contenciosos**

En 2011, el Pleno de la Comisión Reguladora de Energía emitió 486 resoluciones. De las resoluciones de dicho año, 21 se impugnaron a través de recursos de reconsideración, 2 a través de juicios contenciosos administrativos y 5 mediante el juicio de amparo.

Tras la entrada en vigor del Reglamento Interior de la Comisión Reguladora de Energía el 23 de agosto de 2011, se comenzaron a formalizar los acuerdos adoptados por el Pleno, y durante el año se emitieron 42. De éstos, se impugnó 1 a través del recurso de reconsideración, junto con una de las resoluciones referidas en el párrafo anterior.

Así, en la defensa de sus instrumentos regulatorios frente a diversos medios de impugnación, la Comisión Reguladora de Energía fue parte en diversos asuntos, en los cuales no todos los actos reclamados o recurridos fueron emitidos en 2011:

Juicios de amparo

Durante 2011 se notificaron a la Comisión Reguladora de Energía 23 demandas de amparo, la mayoría de las cuales se presentaron en contra de oficios en el marco de procedimientos administrativos, actos de otras autoridades y por supuestas violaciones al artículo 8° constitucional.

De los juicios de amparo en trámite durante ese año, 13 se sobreesayeron y causaron estado, 5 están sobreesaidos pero vigentes por no existir el auto que cause ejecutoria y 5 se encuentran pendientes de sentencia.

Entre estos juicios destacan los presentados por 4 permisionarios de almacenamiento de gas licuado de petróleo mediante planta de suministro en contra de la Resolución RES/250/2009, y las Resoluciones por las que se les expidieron las Condiciones Generales para la Prestación del Servicio y la tarifa correspondiente.

Juicios contenciosos administrativos

En 2011 se notificaron a la Comisión las demandas relativas a 17 juicios contenciosos administrativos, de los cuales 10 concluyeron y 7 se encuentran vigentes.

Entre los juicios de esta índole, con sede en el Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa (TFJFA), destacan los siguientes:

- Se dio particular seguimiento a los litigios iniciados por diversas empresas en contra de 2 resoluciones de la Comisión relativas a la incorporación del sistema de transporte a cargo del permisionario Gasoductos de Tamaulipas, S. de R. L. de C. V., al Sistema de Transporte Nacional Integrado y la modificación de las Condiciones Generales para la Prestación del Servicio del Permiso de transporte de gas natural G/061/TRA/99 otorgado a PGPB (en la Resolución RES/311/2010), así como la aprobación de las tarifas del sistema de transporte nacional integrado como resultado de la inclusión del sistema de transporte de Gasoductos de Tamaulipas, S. de R. L. de C. V., titular del Permiso de transporte de gas natural G/128/TRA/2002 (en la Resolución RES/383/2010). La mayoría de los juicios se encuentran concluidos, en virtud de los desistimientos presentados por las empresas demandantes, quedando sólo dos pendientes de sentencia, en los cuales no hubo desistimiento expreso por parte de las actoras.
- En febrero de 2011, la Comisión emitió la Resolución RES/027/2011, por la cual resolvió el recurso de reconsideración interpuesto por Finsa Energéticos, S. de R. L. de C. V., en contra de la Resolución RES/316/2010, que impuso una sanción al Permisionario de \$5 480 000.00

por contravenir lo dispuesto por el artículo 15, fracción III, inciso g), de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, toda vez que no solicitó ni obtuvo previamente de esta Comisión la autorización correspondiente para modificar su sistema de transporte de gas natural. Inconforme con dicha Resolución, el permisionario inició el juicio contencioso administrativo que se encuentra pendiente de sentencia.

Recursos de reconsideración

En 2011 se interpusieron 23 recursos de reconsideración contra actos de la Comisión, y todos se resolvieron en tiempo y forma. En la mayoría de éstos se impugnaron resoluciones de la Comisión en materia de solicitudes de intervención sobre aportaciones para el servicio público de energía eléctrica y la regulación económica a diversos permisionarios de almacenamiento de gas LP mediante planta de suministro.



En relación con los asuntos que concluyeron en 2011 en sede administrativa, es oportuno destacar los siguientes:

- La CRE emitió en el mes de mayo de 2011 la Resolución RES/130/2011, por la que se aprobó la lista de tarifas máximas para el tercer periodo de prestación de servicios al amparo del Permiso de transporte de gas natural G/059/TRA/99 otorgado a Pemex - Gas y Petroquímica Básica como titular del sistema Naco - Hermosillo. Este recurso fue interpuesto por PGPB y resuelto a través de la Resolución RES/318/2011 confirmando en todos sus términos la Resolución recurrida.
- La Comisión emitió en el mes de agosto la Resolución RES/289/2011, por la cual se aprobó la inclusión del sistema de transporte a cargo de Gasoductos del Bajío, S. de R. L. de C. V., al Sistema de Transporte Nacional Integrado. Inconforme con dicha Resolución, Pemex - Gas y Petroquímica Básica presentó el recurso de reconsideración, el cual se resolvió mediante la Resolución RES/462/2011, modificando en parte la Resolución recurrida.
- La Comisión emitió en el mes de agosto la Resolución RES/308/2011, por la que se aprueban y expiden los costos del servicio del capítulo II del Catálogo de Precios y Contraprestaciones que forman parte de los Términos y Condiciones Generales para las Ventas de Primera Mano de Gas Natural, y el aviso para la entrada en vigor del denominado Régimen Permanente de dichos términos y condiciones. El recurso de reconsideración fue interpuesto por PGPB y se resolvió mediante la Resolución RES/479/2011, revocando los actos recurridos.



● 4.3.4 Seguimiento a la Temporada Abierta de reserva de capacidad de transmisión en Oaxaca

La Comisión ha continuado con el seguimiento al proceso de Temporada Abierta de reserva de capacidad de transmisión en la Zona del Istmo de Tehuantepec (TA) que inició en marzo de 2006 y que permitirá la instalación de más de 2000 MW de generación eoloelectrónica en los próximos años. En este sentido, durante el 2011 se concluyeron las obras para el desarrollo del parque de generación de Fuerza Eólica del Istmo S. A. de C. V., con lo que se completó una capacidad de 80 MW reservada en la transmisión de energía eléctrica derivado del proceso de TA, alcanzando una capacidad de generación de energía eléctrica en operación de 503.8 MW en la zona de La Ventosa, Oaxaca.



Asimismo, el 8 de agosto de 2011 la Comisión publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF) la convocatoria para la Celebración de Temporadas Abiertas de reserva de capacidad de transmisión y transformación de energía eléctrica a desarrollarse en los estados de Oaxaca, Puebla, Tamaulipas y Baja California. Durante este año la Comisión recibió 128 solicitudes de inscripción para reservar capacidad de transmisión, y coordinó conjuntamente con la Secretaría de Energía y la Comisión Federal de Electricidad los trabajos necesarios para contar con los diseños para desahogar la capacidad disponible en dichos estados.

En el mismo año se publicó el 19 de octubre de 2011 en el DOF el Acuerdo por el que la Comisión modifica el diverso por el que emite la convocatoria para la celebración de temporadas abiertas de reserva de capacidad de transmisión y transformación de energía eléctrica a desarrollarse en los Estados de Oaxaca, Puebla, Tamaulipas y Baja California donde se estableció entre otros aspectos la metodología para la asignación de capacidad de transmisión y las garantías para participación en las Temporadas Abiertas. Una vez que se tenga garantizado el monto de inversión para el desarrollo de la infraestructura se procederá a la construcción de ésta.

— ● 4.3.5 Estudio de Tarifas Eléctricas

En 2011 la CRE concluyó los trabajos del contrato SC/01/08 que se firmó en noviembre de 2008 en atención a la solicitud que realizó la Cámara de Diputados, a través del Presupuesto de Egresos de la Federación para 2008, a la Secretaría de Energía. Dicho trabajo arrojó un total de 58 informes cuyo contenido comprendió un análisis de las

tarifas eléctricas actuales y algunas propuestas de líneas de acción que pueden conducir a tarifas eléctricas más eficientes.

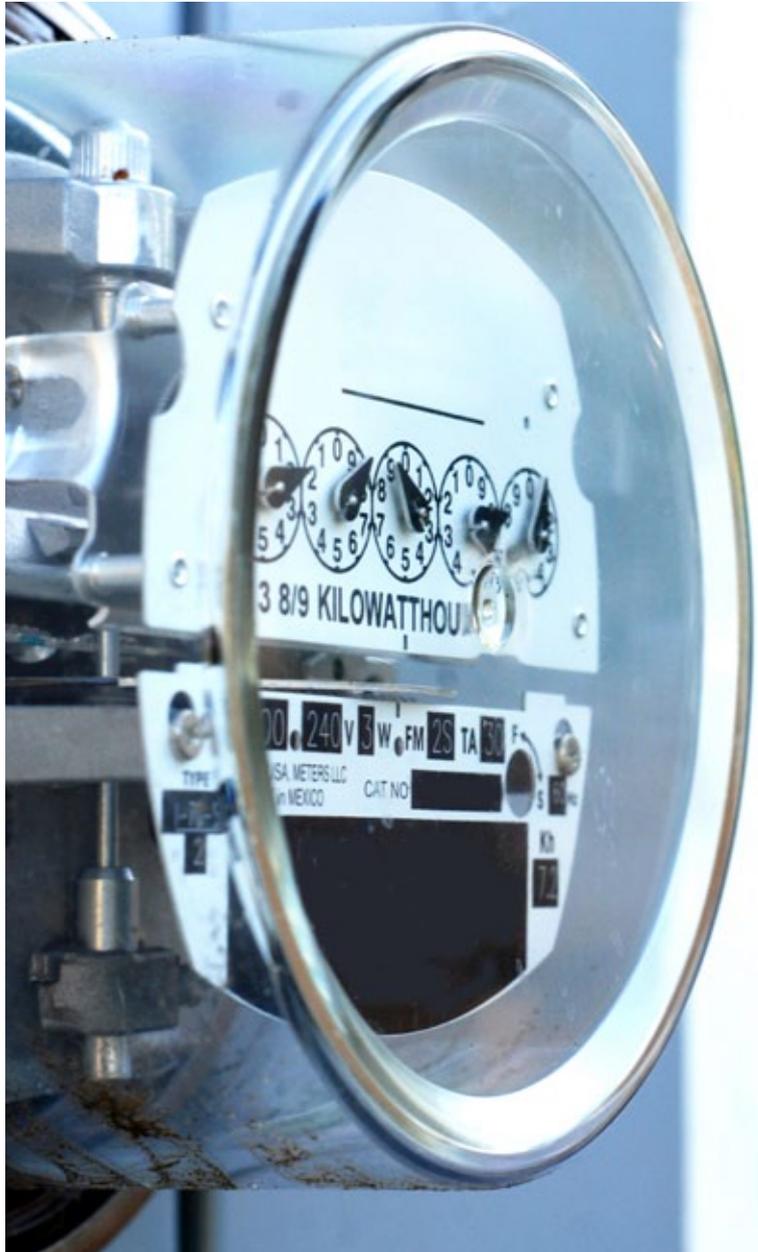
Los objetivos del estudio comprendieron lo siguiente:

- Una revisión del marco teórico para el diseño de tarifas eléctricas;
- La comparación entre los enfoques contable, económico y financiero, y el señalamiento de cómo se complementan;
- Un análisis conceptual de los costos marginales de los segmentos de generación, transmisión y distribución;
- El resumen de la metodología para el diseño de tarifas eléctricas;
- El análisis de cada una de las etapas del diseño de las tarifas;
- Recomendaciones sobre distintos aspectos de la metodología para el diseño de las tarifas eléctricas;
- Un análisis conceptual de las tarifas objetivo, y
- Recomendaciones de criterios y medidas concretas para aplicar a las tarifas vigentes.

Uno de los productos obtenidos del estudio fue una base de datos de las curvas de carga de los usuarios de tarifas no horarias, misma que puede servir de plataforma para analizar la caracterización del consumo a lo largo del tiempo en distintos puntos del país. Este ejercicio, sin precedentes en el pasado reciente, al ser integrado con la información recolectada de manera cotidiana con la prestación de servicios horarios, permitió entender mejor los patrones de demanda de los usuarios del Sistema Eléctrico Nacional y la responsabilidad de cada grupo tarifario en el costo de suministro.



Asimismo, se revisaron y actualizaron los costos marginales de largo plazo de generación, transmisión, subtransmisión y distribución a efecto de tener elementos que puedan sustentar un futuro nuevo diseño tarifario que relacione de mejor manera los costos asociados al suministro con los cargos a pagar por aquellos usuarios “responsables” de la forma de la curva de costos. De lograr configurar una nueva lista de tarifas basada en los principios de este estudio, los participantes del mercado eléctrico recibirían señales económicas más apropiadas.



El estudio estimó un ingreso requerido eficiente para CFE. Dicho monto en teoría permitiría dar viabilidad financiera a la empresa al mismo tiempo que trasladaría a los usuarios las ganancias en eficiencia operativa derivadas de un estudio comparativo de la industria a nivel internacional. Las tarifas resultantes de este requerimiento de ingresos emularían de alguna manera los beneficios que se observarían en un ambiente más competitivo.

Como un apartado importante del estudio, se delinearon esquemas de subsidio directo que pueden solucionar la regresividad del actual régimen tarifario y, al mismo tiempo, mitigar el impacto de tener tarifas sin distorsiones económicas en grupos verdaderamente vulnerables.

No obstante lo anterior es importante que al estudio se le considere meramente como un instrumento de análisis que puede servir de punto de partida para la toma de decisiones futuras o como base para la implementación de diversas políticas públicas relacionadas con el sector eléctrico. Aunque es integral porque cubre adecuadamente los aspectos a tomar en cuenta en un proceso de revisión tarifaria y propone una metodología articulada y sustentada en la teoría y la práctica regulatorias, es claro que las tarifas obtenidas no son el resultado de un proceso de fijación de tarifas conforme al marco jurídico vigente. En este sentido, las tarifas calculadas en el estudio deben ser interpretadas como “salidas” o “productos” resultantes de aplicar datos económicos y operativos del mercado eléctrico como “insumos” a un modelo constituido por un conjunto particular de criterios, supuestos, relaciones funcionales y métodos de cálculo. Por lo tanto, los valores resultantes no deben ser percibidos como sustitutos plausibles de las tarifas vigentes; incluso no deben ser vistos

como valores esperados o metas a alcanzar en un horizonte determinado. La relevancia del estudio radica en su carácter de referente metodológico para futuros procesos formales de revisión.

— ● **4.3.6 Calculadora de facturación de tarifas eléctricas para usuarios domésticos del servicio público de energía eléctrica**



En noviembre de 2011 la CRE lanzó en su portal de Internet una calculadora que ilustra la facturación que realiza la Comisión Federal de Electricidad (CFE) a sus clientes domésticos. La calculadora es una herramienta de carácter exclusivamente informativo que sirve para apoyar el ejercicio de la atribución de la Comisión establecida en la fracción I del artículo 2 de su Ley, referente a su participación en la determinación de las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica.

A través de esta herramienta se muestra a los usuarios domésticos cuánto deben pagar por el consumo de una determinada cantidad de energía eléctrica a lo largo de un mes o bimestre, de acuerdo al tipo de facturación que se tenga en su localidad. Además, el usuario puede conocer que su tarifa tiene bloques de consumo crecientes en precios, que muestran que a mayor consumo, es mayor el monto a pagar por dicha energía. Mediante esta herramienta los usuarios tienen un panorama claro acerca de lo que les cuesta la energía eléctrica que consumen en sus hogares y estarían en posibilidades de decidir si racionalizan su consumo para disminuir sus gastos en electricidad.

Se encuentra disponible en:
<http://www.calculadora.cre.gob.mx/>



● 1. Sector de gas natural

1.1 Energía conducida por distribuidores de gas natural

Número de Permiso	Permisionario	Energía (GJ)
G/011/DIS/1997	Compañía Nacional de Gas, S. A. de C. V.	2 148 805
G/042/DIS/1998	Consortio Mexi - Gas, S. A. de C. V.	49 674 692
G/022/DIS/1997	Gas Natural de Juárez, S. A. de C. V.	9 574 165
G/082/DIS/2000	Natgasmex, S. A. de C. V.	19 954 217
G/032/DIS/1998	Tamauligas, S. A. de C. V.	3 670 863
G/013/DIS/1997	Ecogas México, S. de R. L. de C. V. - Chihuahua	9 846 755
G/089/DIS/2000	Tractebel DGJ, S. A. de C. V.	19 754 690
G/063/DIS/1999	Ecogas México, S. de R. L. de C. V. - La Laguna - Durango	4 458 380
G/002/DIS/1996	Ecogas México, S. de R. L. de C. V. - Mexicali	7 444 805
G/027/DIS/1997	Tractebel GNP, S. A. de C. V.	10 431 262
G/050/DIS/1998	Tractebel Digaqro, S. A. de C. V.	20 848 389
G/018/DIS/1997	Gas Natural México, S. A. de C. V.- Toluca	14 561 762
G/021/DIS/1997	Gas Natural México, S. A. de C. V. - Nuevo Laredo	1 158 261
G/015/DIS/1997	Gas Natural México, S. A. de C. V. - Saltillo	9 649 497
G/033/DIS/1998	Gas Natural México, S. A. de C. V. - Monterrey	91 628 366
G/081/DIS/2000	Gas Natural México, S. A. de C. V. - Bajío	20 261 416
G/041/DIS/1998	Comercializadora Metrogas, S. A. de C. V.	25 693 883
G/019/DIS/1997	Compañía Mexicana de Gas, S. A. de C. V.	18 411 700
G/014/DIS/1997	Gas Natural del Noroeste, S. A. de C. V.	1 183 067
G/192/DIS/2006	Distribuidora de Gas Natural México, S. A. de C. V.	3 003 036
Total		343 358 012

● 1.2 Cobertura de usuarios de distribuidores de gas natural en 2011

Número de Permiso	Permisionario	Usuarios
G/011/DIS/1997	Compañía Nacional de Gas, S. A. de C. V.	13 070
G/042/DIS/1998	Consortio Mexi - Gas, S. A. de C. V.	169 432
G/022/DIS/1997	Gas Natural de Juárez, S. A. de C. V.	222 144
G/082/DIS/2000	Natgasmex, S. A. de C. V.	76 251
G/032/DIS/1998	Tamauligas, S. A. de C. V.	20 363
G/013/DIS/1997	Ecogas México, S. de R. L. de C. V. - Chihuahua	54 600
G/089/DIS/2000	Tractebel DGJ, S. A. de C. V.	28 026
G/063/DIS/1999	Ecogas México, S. de R. L. de C. V. - La Laguna-Durango	24 334
G/002/DIS/1996	Ecogas México, S. de R. L. de C. V. - Mexicali	10 869
G/027/DIS/1997	Tractebel GNP, S. A. de C. V.	40 444
G/050/DIS/1998	Tractebel Digaqro, S. A. de C. V.	58 800
G/018/DIS/1997	Gas Natural México, S. A. de C. V.- Toluca	25 041
G/021/DIS/1997	Gas Natural México, S. A. de C. V. - Nuevo Laredo	32 092
G/015/DIS/1997	Gas Natural México, S. A. de C. V. - Saltillo	75 254
G/033/DIS/1998	Gas Natural México, S. A. de C. V. - Monterrey	715 343
G/081/DIS/2000	Gas Natural México, S. A. de C. V. - Bajío	74 797
G/041/DIS/1998	Comercializadora Metrogas, S. A. de C. V.	339 247
G/019/DIS/1997	Compañía Mexicana de Gas, S. A. de C. V.	101 322
G/014/DIS/1997	Gas Natural del Noroeste, S. A. de C. V.	12 827
G/192/DIS/2006	Distribuidora de Gas Natural México, S. A. de C. V.	58
Total		2 094 314

● 1.3 Longitud de la red de distribuidores de gas natural (red principal y conexiones) en 2011

Número de Permiso	Permisionario	Usuarios
G/011/DIS/1997	Compañía Nacional de Gas, S. A. de C. V.	721.00
G/042/DIS/1998	Consortio Mexi - Gas, S. A. de C. V.	4 143.00
G/022/DIS/1997	Gas Natural de Juárez, S. A. de C. V.	4 519.00
G/082/DIS/2000	Natgasmex, S. A. de C. V.	1 590.00
G/032/DIS/1998	Tamauligas, S. A. de C. V.	987.00
G/013/DIS/1997	Ecogas México, S. de R. L. de C. V. - Chihuahua	1 940.00
G/089/DIS/2000	Tractebel DGJ, S. A. de C. V.	1 210.00
G/063/DIS/1999	Ecogas México, S. de R. L. de C. V. - La Laguna-Durango	949.00
G/002/DIS/1996	Ecogas México, S. de R. L. de C. V. - Mexicali	501.00
G/027/DIS/1997	Tractebel GNP, S. A. de C. V.	799.00
G/050/DIS/1998	Tractebel Digaqro, S. A. de C. V.	1 507.00
G/018/DIS/1997	Gas Natural México, S. A. de C. V.- Toluca	780.68
G/021/DIS/1997	Gas Natural México, S. A. de C. V. - Nuevo Laredo	1 112.20
G/015/DIS/1997	Gas Natural México, S. A. de C. V. - Saltillo	2 382.07
G/033/DIS/1998	Gas Natural México, S. A. de C. V. - Monterrey	14 501.31
G/081/DIS/2000	Gas Natural México, S. A. de C. V. - Bajío	2 713.89
G/041/DIS/1998	Comercializadora Metrogas, S. A. de C. V.	3 369.61
G/019/DIS/1997	Compañía Mexicana de Gas, S. A. de C.V.	2 434.00
G/014/DIS/1997	Gas Natural del Noroeste, S. A. de C.V.	511.00
G/192/DIS/2006	Distribuidora de Gas Natural México, S. A. de C.V.	123.00
Total		46 793.19

● 1.4 Unidades de Verificación aprobadas

Nombre de la Unidad de Verificación	Número de Acreditación	NOM a verificar
Organización de Inspecciones de México, S. A. de C. V.	UVCRE 023	NOM-002-SECRE-2010, Instalaciones de aprovechamiento de gas natural

▾ Desarrollo institucional

Desarrollo institucional

De manera complementaria a las actividades propiamente relacionadas con la regulación del sector energético, la Comisión Reguladora de Energía ha venido cumpliendo con objetivos específicos que buscan la continuidad en su fortalecimiento institucional, así como el cumplimiento de los ejes de política pública establecidos en el Plan Nacional de Desarrollo, el Programa Sectorial de Energía 2007 - 2012 y la Estrategia Nacional de Energía, además de los programas federales como el Programa Especial de Mejora de la Gestión, el Programa Nacional de Reducción de Gasto Público, los Lineamientos de Eficiencia Energética para la Administración Pública Federal, entre otros.

- ● **5.1 PLANEACIÓN ESTRATÉGICA**
- ● **5.1.1 Taller de Planeación Estratégica y sesiones tácticas de seguimiento**

La Secretaría Ejecutiva, en conjunto con las Direcciones Generales, realizaron una propuesta preliminar de objetivos estratégicos y funcionales siguiendo el Modelo

de Planeación Estratégica Institucional, en congruencia a los objetivos generales de la institución, considerando compromisos establecidos en la Matriz de Marco Lógico y el Presupuesto Basado en Resultados, alineadas al Plan Nacional de Desarrollo y al Programa Sectorial de Energía. Durante el taller anual de planeación estratégica se realizaron ajustes a las propuestas de objetivos mencionados para priorizar las iniciativas y proyectos, afinar las metas de los indicadores y alinear con los recursos disponibles.

Por segundo año consecutivo se orquestó el ciclo completo de gestión integral desde definición y planificación de la estrategia hasta la ejecución operativa. Posteriormente, con la participación de la Secretaría Ejecutiva, se realizaron sesiones con el personal de cada área de la CRE para la difusión y la generación de compromisos con los objetivos, metas y proyectos definidos para 2011. La gestión táctica y operativa se realizó a través de los Círculos de Operación Semanal, en los que la Secretaría Ejecutiva, en conjunto con las áreas, analiza y prioriza las actividades y asuntos relevantes, acordando compromisos y fechas de cumplimiento.

— ● 5.1.2 Programa Especial de Mejora de la Gestión

La Comisión Reguladora de Energía, en cumplimiento a las acciones y compromisos establecidos en el Programa Especial de Mejora de la Gestión, envió a la Secretaría de la Función Pública (SFP), en tiempo y forma, los reportes trimestrales de avance respecto al Proyecto Integral de Mejora de la Gestión de la Comisión. Dichos reportes incluyen las acciones relacionados con tres proyectos comprometidos para su ejecución en 2011, los cuales se centraron en consolidar un Base de Datos Institucional (BDI), en diseñar y automatizar una Oficialía de Partes Electrónica (Primera Etapa) y, finalmente, en automatizar 3 Manuales Administrativos de Aplicación General (Adquisiciones, Control Interno y Transparencia); todo con el objetivo de mejorar el servicio tanto para la ciudadanía como para los usuarios internos, así como robustecer la operación de la institución en los procesos de adquisiciones, y los trámites que ofrece a los permisionarios y demás interesados.

Al concluir 2011, con el apoyo de las áreas sustantivas y administrativas de la Comisión, se reportó el cumplimiento al 100% de las acciones comprometidas al respecto con vencimiento a diciembre del citado año, lo cual consta en el Sistema de Administración del Programa de Mejora de la Gestión (SAPMG).

Se consolidó también en este periodo el aprovechamiento del Sistema Electrónico para presentar Informes Trimestrales de Operación Eléctrica, el cual utiliza la Firma Electrónica Avanzada (FIEL) para recibir a través de Internet el cumplimiento de estas obligaciones, siendo la Comisión reconocida como una de las primeras en ofrecer servicios que utilizan la FIEL dentro de la Administración Pública Federal.



Asimismo se concluyó la migración de nuestra plataforma de control de gestión interna (Kmis), vinculada al proyecto de Oficialía de Partes Electrónica, con lo que se ganó versatilidad, control, transparencia y agilidad en la realización de las actividades del día a día en la Comisión. El *software* Kmis en la actualidad se ha convertido en la columna vertebral de la plataforma tecnológica de la CRE donde se han registrado más de 6000 instancias de procesos y alrededor de 28,000 actividades, ejecutándose los principales procesos de la CRE, entre los que se encuentran la Recepción de Correspondencia, la Solicitud de Apoyo, la Generación de Oficios, la Preparación y Formalización de Pleno y la Elaboración de Proyectos de Resolución. Estos 5 procesos tiene la capacidad de gestionar 64 trámites, los cuales se derivan de 27 trámites externos registrados en la Cofemer.

— ● 5.2 CAPITAL HUMANO

— ● 5.2.1 Recursos Humanos

La aprobación del refrendo de la estructura orgánica de la Comisión para el año fiscal 2011 se registró con la carga inicial en el Sistema de Aprobación y Registro de Estructuras Organizacionales (SAREO) con número identificador 973 y el informe a la Secretaría de la Función Pública con oficio número DGA/290/2011 de fecha 27 de junio de 2011, con una plantilla de 131 plazas de estructura, de las cuales 86 son de mando medio y superior y 45 de personal de apoyo.



Al 31 de diciembre de 2011 se contaba con una plantilla general compuesta por 121 servidores públicos de confianza y 51 con carácter eventual; de éstos últimos, por su condición de nuevo ingreso, les fue practicada la evaluación correspondiente a 23 candidatos para la ocupación de dichas plazas.

— ● 5.2.2 Servicio Profesional de Carrera

El 24 de febrero de 2010, la CRE dejó de operar bajo los subsistemas, procedimientos y herramientas del Servicio Profesional de Carrera en la Administración Pública Federal, con fundamento en la determinación emitida por la Unidad de Política de Recursos Humanos de la Administración Pública Federal de la SFP, a través del oficio número SSFP/408/0060/2010, por lo que las plazas adscritas a la Comisión tomaron el carácter de “Puestos de Designación Directa”.

Así, el 3 de diciembre de 2010 el Comisionado Presidente dio a conocer a través de la publicación en el Diario Oficial de la Federación el “Acuerdo por el que se establece la organización y funciones de la Direcciones Generales de la Comisión Reguladora de Energía”, mismo que entró en vigor a partir del 4 de diciembre de ese mismo año.

Finalmente, el 22 de agosto de 2011 se publicó en el DOF el Reglamento Interior de la CRE, instruyendo en su artículo tercero transitorio la expedición del Estatuto de Servicio Profesional Regulatorio, el cual deberá estar publicado en 2012, instrumento que habrá de regular el ingreso y permanencia de los servidores públicos que integran esta Comisión.

— ● **5.2.3 Capacitación**

Como se mencionó en el apartado anterior, la Comisión Reguladora de Energía dejó de pertenecer al Servicio Profesional de Carrera en la Administración Pública Federal; por lo tanto, su Programa Anual de Capacitación 2011 (PAC – 2011) fue autorizado el 19 de abril de 2011

y registrado a través del Sistema Integral de Información (SII) coordinado por la Comisión Intersecretarial de Gasto Público, Financiamiento y Desincorporación, el 20 de abril del mismo año.

Al cierre del ejercicio, se registraron 60 acciones, con un total de 419 participantes y 7 428.65 horas de capacitación.

— ● *Tabla No. 5.2 Programa Anual de Capacitación CRE 2011*

	Registradas en PAC - 2011	Otorgadas
Número de acciones	47	60.00
Número de participantes	214	419.00
Total de horas	No aplica	7 428.65



— ● **5.2.4 Clima y Cultura Organizacional**

En el periodo que se reporta, la CRE continuó con el procedimiento de aplicación de la Encuesta de Clima y Cultura Organizacional (ECCO), que desde 2007 se aplica a todas las instituciones que integran la Administración Pública Federal.

En esta edición se registró una mayor participación con 137 encuestas recibidas (66 mujeres y 71 hombres), lo que representa un 80.59% del universo de nuestra plantilla activa, con lo cual se obtuvo una calificación promedio de 78 puntos, ubicándose la CRE entre los tres primeros lugares del sector.

Con la información recabada resultado de la ECCO, se desarrolló y registró ante la SFP el Programa de Acciones de Mejora, conformado con 21 acciones a desarrollar a lo largo del año 2012.

— ● **5.3 PRESUPUESTO**

5.3.1 Comportamiento Presupuestal y Financiero

Para el ejercicio presupuestal del año 2011, la Cámara de Diputados autorizó a la Comisión Reguladora de Energía

un presupuesto original total de 139.7 millones de pesos, el cual fue modificado al cierre del ejercicio para un total de 149.5 millones de pesos, los cuales se ejercieron al cien por ciento.

— ● *Gráfica No. 5.3 a*
Presupuesto autorizado en 2011 para la CRE, millones de pesos



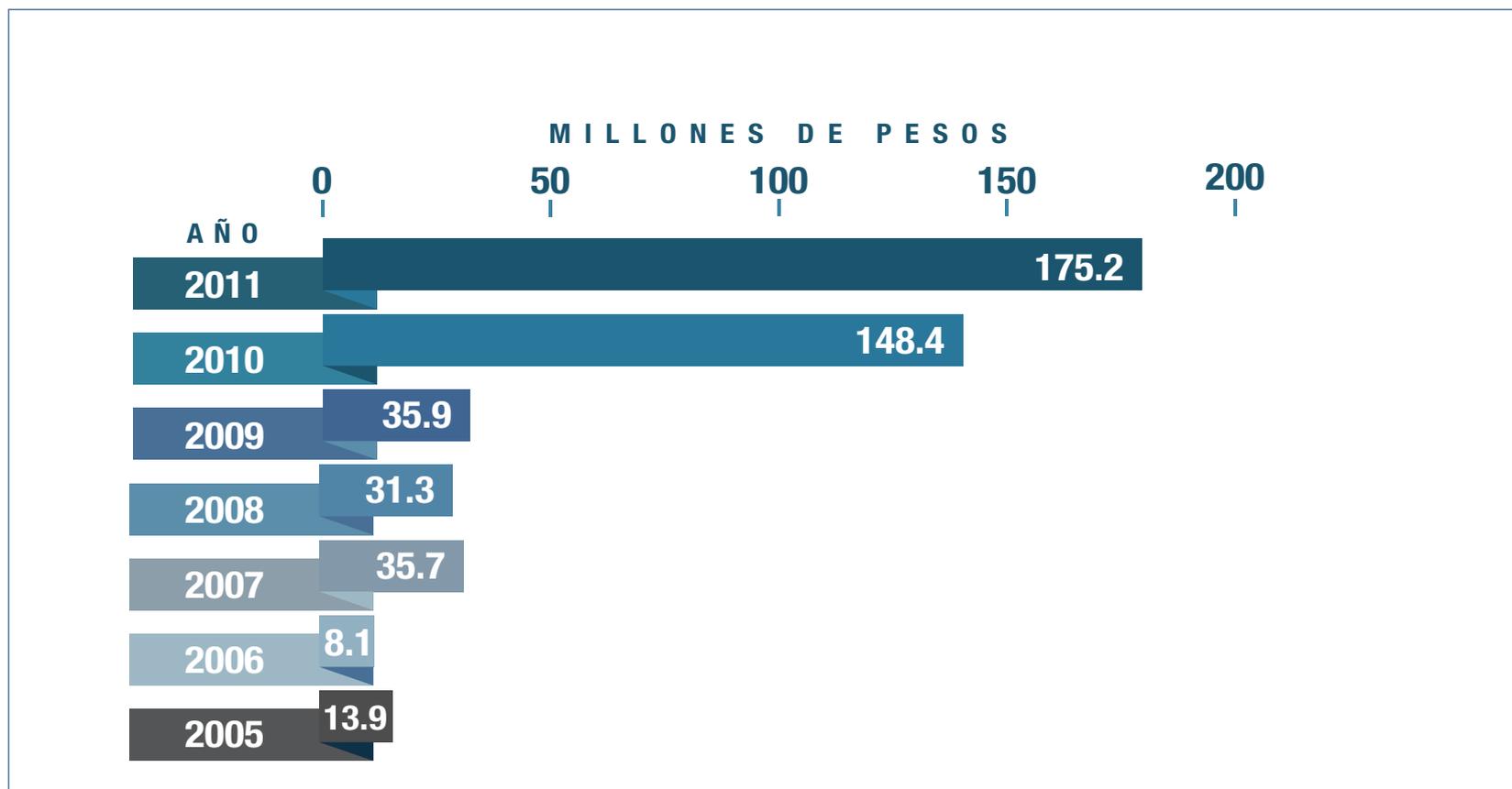
— ● **5.3.2 Recursos derivados de la Ley Federal de Derechos**

La Ley Federal de Derechos establece en sus artículos 56, 56 bis, 57, 58, y 59 el cobro de derechos por los servicios que presta la Comisión Reguladora de Energía a los solicitantes o permisionarios que son beneficiados de manera directa, por las acciones regulatorias que ejerce este órgano

desconcentrado. A continuación se muestra la evolución en captación, la cual se ha incrementado a partir de la reforma energética realizada por el H. Congreso de la Unión en el año 2008 y que incidió en el costo de los servicios que presta la CRE especificados en la ley referida.

— ● *Gráfica No. 5.3 b*

Comparativo de los derechos por los servicios de la CRE durante el periodo 2005 - 2011, millones de pesos



— ● **5.4 RENDICIÓN DE CUENTAS**

— ● **5.4.1 Transparencia y Acceso a la Información Pública Gubernamental**

En seguimiento al Programa Nacional de Rendición de Cuentas, Transparencia y Combate a la Corrupción 2008-2012 implementado por el gobierno federal, durante el ejercicio 2011 fueron aplicables cinco programas para nuestra institución: *Transparencia focalizada, Mejora de sitios web institucionales, Seguimiento a líneas de acción de programas sectoriales, Participación ciudadana y Cultura institucional*. La CRE implementó diversas acciones tendientes a alcanzar los objetivos del programa. Estas acciones reflejan un puntaje promedio de 9.2 según los resultados publicados por la SFP.

Además de las acciones del programa mencionado en el párrafo anterior, la CRE continúa dando especial atención al cumplimiento de la Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública Gubernamental (LFTAIPG). Asimismo, de la gestión puntual de las solicitudes de información a través de medios electrónicos, también se mantuvieron en óptimas condiciones las instalaciones de

la Unidad de Enlace a efecto de proporcionar un espacio físico, debidamente equipado, para que la ciudadanía pueda realizar todo tipo de trámites relacionados con el ejercicio de su derecho a la información pública y sea asesorada en sus peticiones. Así lo reflejan las evaluaciones semestrales realizadas por el Instituto Federal de Acceso a la Información Pública (IFAI) a través del “Programa de Usuario Simulado”, asignando una calificación promedio de 9.8.

A lo largo del ejercicio 2011 se recibieron 95 solicitudes de información a través del Sistema INFOMEX, mismas que fueron atendidas oportunamente. Del total de solicitudes de información, 73 correspondieron a información pública, ya sea que estuviera disponible en medios electrónicos o por entrega directa. De las restantes, en 10 casos el Comité de Información confirmó la negativa de acceso por tratarse de información reservada o confidencial, así como 3 casos de información inexistente. Además, 7 solicitudes fueron canalizadas a otras dependencias o entidades por no ser de la competencia de la CRE, mientras que 2 solicitudes fueron desechadas por no corresponder al marco de la ley.

— ● *Tabla No. 5.4 Atención a las Solicitudes de Información Pública Gubernamental 2011*

Tipo de respuesta otorgada	Solicitudes
Se entregó información o información pública disponible	73
Negativa de acceso por ser información reservada, confidencial o inexistente	13
Incompetencia (orientación al solicitante para canalizar su petición a otras dependencias o entidades)	7
No se dio trámite a la solicitud por no corresponder al marco de la ley	2
Total de solicitudes recibidas en INFOMEX	95

Es importante subrayar que ninguna de las respuestas otorgadas a las solicitudes del ejercicio 2011 fue motivo de impugnación ante el IFAI, mediante el recurso de revisión previsto por la LFTAIPG.

● 5.4.2 Atención a Órganos Fiscalizadores

Durante el ejercicio de 2011 el Órgano Interno de Control en la Sener realizó cuatro auditorías a esta Comisión:

- Auditoría número. 01/11.- Presupuesto Gasto Corriente.
- Auditoría número. 13/11.- Actividades Específicas Institucionales.
- Auditoría número. 10/11.- Seguimiento.
- Auditoría número. 12/11.- Seguimiento.

Por lo que se refiere a la revisión específica 13/11 denominada en lo particular: *“Verificación de los aumentos aprobados por la Comisión Reguladora de Energía a la tarifa de distribución con comercialización a la compañía Gas Natural México en el Estado de Nuevo León”*, se determinó una observación que al cierre del ejercicio que se reporta se encontraba en proceso de atención:

“Falta de metodología para llevar a cabo las visitas de verificación ordinarias a permisionarios de distribución de gas natural, por parte de la Comisión Reguladora de Energía y del seguimiento correspondiente a las observaciones determinadas con motivo de éstas.”

No se registraron observaciones pendientes de solventar de otras instancias fiscalizadoras.

● 5.5 VINCULACIÓN INSTITUCIONAL

● 5.5.1 Difusión

La política de transparencia y de mejora continua con la cual la Comisión se ha caracterizado a lo largo de los años, se reforzó este 2011 con actividades encaminadas a la difusión y a la comunicación, con objeto de que la CRE siga siendo reconocida como una institución autónoma, transparente y eficiente, que logra un equilibrio armónico entre usuarios y permisionarios, y que contribuye así al desarrollo de un mercado energético competitivo en beneficio de la sociedad.





En 2011 se continuó con una política de comunicación informativa, transparente, clara y oportuna. Esta política busca atender los requerimientos de información de la ciudadanía, los permisionarios, los usuarios, las empresas, la academia y los medios de comunicación, a través de:

- Boletines de prensa y presentaciones relacionadas con las actividades de la Comisión.
- La participación de sus servidores públicos en diversos grupos de trabajo, congresos y foros del ámbito nacional e internacional, y colaboración con entidades académicas de prestigio.
- La operación del Centro de Información y Documentación (CID).
- El impulso de los canales de información *on line* con el portal *web* de la CRE de acuerdo a los requerimientos establecidos y monitoreados por el Sistema de Internet de la Presidencia de la República (SIP).

Conviene mencionar que el Centro de Información Documental resulta de gran utilidad para la ciudadanía, tanto a nuestros usuarios internos como a investigadores y personas interesadas en la evolución de la regulación del sector energético en México. Controla, organiza y custodia el Registro Público de las actividades reguladas, disponible para consulta *in situ* atendiendo nuestro mandato de ley.

Por su parte, la página electrónica de la CRE sigue siendo un eficaz instrumento de información porque ha permitido difundir sus actividades de manera oportuna y económica. Estudiantes, académicos, permisionarios, consultores y el público en general tienen la oportunidad de consultar los permisos, resoluciones, estadísticas, reportes, boletines de prensa y presentaciones accediendo a la página electrónica: www.cre.gob.mx

— ● 5.5.2 Reuniones institucionales con otros reguladores

Federal Energy Regulatory (FERC) y National Energy Board (NEB)

En 2011, servidores públicos de esta Comisión participaron en dos reuniones trilaterales más entre los reguladores de Canadá, Estados Unidos (EE. UU.) y México, abordando temas relacionados con el balance energético de cada uno de nuestros países en materia de hidrocarburos, comentarios y reportes sobre el desarrollo de infraestructura, y el comportamiento del mercado del gas natural, en particular. En esta ocasión los países anfitriones fueron EE. UU. y México.

En julio de 2011 se asistió a la reunión anual de reguladores denominada North American Regulators Meeting en la que participaron la *National Energy Board* y la *Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration* del *Department of Transportation* de EE. UU., en la que se trataron exclusivamente medidas relativas a regulación técnica, seguridad y verificación de sistemas de transporte de acceso abierto implementadas en Norteamérica. El objetivo de la reunión es entablar discusiones sobre estos temas y sobre cómo implementar medidas para incrementar la seguridad operativa del transporte de gas natural y gas LP.

Ariae

La Asociación Iberoamericana de Entidades Reguladoras de la Energía (Ariae) es una organización privada, de ámbito internacional y sin ánimo de lucro que fue constituida formalmente en el año 2000 y de la cual la CRE es miembro fundador. Esta organización constituye un foro de comunicación entre especialistas y profesionales de las entidades que lo integran, con el fin de promover el intercambio de experiencias y compartir el conocimiento en la regulación de los sectores de la energía, la formación y capacitación de personal en todos los niveles, y su intercambio entre los socios; así como propiciar la cooperación en actividades de interés común, incluso en los campos de investigación y desarrollo.

Adicionalmente, Ariae desarrolla y apoya la organización de seminarios, foros y cursos de capacitación que refuerzan la difusión del conocimiento energético y el debate regulatorio, que en su caso quedan recogidos en documentos electrónicos o libros editados con esta finalidad.

Dado que el Comisionado Presidente de la CRE preside el Grupo de Trabajo de hidrocarburos líquidos y gaseosos dentro de la Asociación, como parte de las actividades del grupo, se organizó junto con el Organismo Supervisor de



Inversión en Energía (Osinerghin), organismo regulador de Perú, el Seminario de Hidrocarburos en Lima, Perú, el 5 y 6 de octubre de 2011. Este evento contó con la participación de 17 expositores, entre los que se encontraban cuatro representantes de la CRE.



Dicho Seminario estuvo orientado básicamente a los organismos reguladores que integran la Ariae y que cuentan con competencias en la regulación del sector de los hidrocarburos: gas natural canalizado, derivados del petróleo, gas LP y biocarburantes. En este evento fue posible intercambiar información y aprender sobre las experiencias de diversas prácticas regulatorias de este sector. Entre

las ideas centrales que ahí se destacaron se encuentran: que se debe encontrar una forma de regular y supervisar los mercados liberados de hidrocarburos, además de que se debe analizar el tema de la organización industrial y maduración del mercado del gas natural en países como México, Brasil, Perú, entre otros, siguiendo el ejemplo de España, en donde se está instrumentando el modelo de “mercados organizados” para comercializar el gas sin restricciones, con suficientes redes de transporte que garanticen el intercambio físico del hidrocarburo, que permitan la convergencia entre países y así, generar mayor competencia en este mercado. Asimismo, la integración mundial en el mercado del gas natural es deseable; sin embargo, las asimetrías regionales la complican y no queda más que continuar haciendo competitivos los mercados regionales.

También se señaló la necesidad de que los esquemas de precios para gas natural y gas LP deban analizarse de manera conjunta, debido a que no pueden regularse unos sin afectar a los otros. Del mismo modo, se debe buscar la manera de que los reguladores y las autoridades que llevan los derechos de vía tengan una mayor coordinación, porque pueden ser grandes obstáculos a las inversiones y trabas a la regulación, entre otros temas más.

Por otro lado, el Comisionado Presidente colaboró en la elaboración del V Libro de Ariae “El Regulador ante los nuevos desafíos de la energía en Iberoamérica”, el cual contiene los materiales expuestos en la XV Reunión Anual Iberoamericana de Reguladores de la Energía, que se llevó a cabo en Santo Domingo, República Dominicana, del 6 al 8 de abril de 2011. El Comisionado fue responsable de escribir el Capítulo 1, relativo a “La regulación tarifaria como instrumento para la expansión

de redes de transporte de gas natural en México”. Estas ediciones han enriquecido con nuevos temas al análisis regulatorio y dar comienzo a una labor editorial y de divulgación.



En noviembre de 2011, se desarrolló la IX edición del Curso de Regulación Energética de Ariae en Cartagena de Indias, Colombia, sobre “Transacciones de energía y capacidad y seguimiento económico de los sectores energéticos”, el cual fue impartido por expertos de los propios miembros reguladores de la Asociación y cuyo objetivo es la capacitación de los cuadros técnicos que laboran en sus organismos. A este curso asistieron funcionarios de la CRE en calidad de instructores y alumnos.

International Confederation of Energy Regulators (ICER)

Por otra parte, la Ariae tuvo una intensa actividad como miembro de la Confederación Internacional de Reguladores de Energía (*International Confederation of Energy Regulators*, ICER, por sus siglas en inglés). ICER es un organismo de cooperación voluntaria entre reguladores de energía alrededor del mundo, fundado en octubre de 2009 con el objetivo de que los reguladores de energía compartieran sus experiencias y mejores prácticas, en reuniones que se realizan, básicamente, de forma virtual.

Para el periodo 2009-2012 los cuatro temas sobre los que se trabajaron fueron: 1) viabilidad y seguridad en la oferta, 2) cambio climático, 3) competitividad y asequibilidad y 4) mejores prácticas regulatorias. La CRE, como miembro de Ariae participó en reuniones virtuales de los cuatro grupos de trabajo y el Comisionado Presidente participó en las reuniones celebradas por el *Steering Committee* de ICER.

La información de interés y actualizada sobre ICER se puede obtener accediendo al espacio específico creado en el Portal web www.ariae.org, ahí se ofrece información sobre las actividades, así como los desarrollos más importantes, trabajos o documentación editada y la implicación de expertos de Ariae en los grupos de trabajo.

● 5.5.3 Reuniones institucionales con actores interesados en la regulación energética

El 4 de mayo de 2011, el Pleno de la Comisión aprobó el “Acuerdo por el que la CRE instituye la celebración trimestral de Reuniones Especiales de Consulta con actores in-

teresados en la regulación energética”, con el ánimo de facilitar el ejercicio de los derechos de los particulares y fortalecer las relaciones entre este órgano y la sociedad, y abocarse a atender las inquietudes de los diversos actores que se interesan en la definición de los criterios de la regulación energética, como, por ejemplo, las asociaciones que agrupan a permisionarios y usuarios, e instituciones académicas.

La Comisión Reguladora de Energía instituyó la celebración de reuniones especiales de consulta en los meses de febrero, mayo, agosto y noviembre de cada año. El mecanismo se da a través de una convocatoria a los representantes de las instituciones y asociaciones pertinentes para el tratamiento de los temas estratégicos y de alto impacto, en materia de regulación eléctrica y de regulación de hidrocarburos, indicando el orden del día correspondiente, enviado por la Secretaría Ejecutiva de la Comisión. El Comisionado Presidente condujo las reuniones especiales de consulta celebradas en 2011. La primera reunión fue el 27 de mayo en materia de hidrocarburos, específicamente sobre gas natural; la segunda se llevó a cabo el 31 de agosto con los actores interesados en la generación de energía eléctrica y la regulación de las fuentes de energía renovable y la última reunión del año, se celebró el 30 de noviembre con los interesados en gas LP. El ambiente de estas reuniones permite la interlocución y el intercambio efectivo de ideas.

Las opiniones o conclusiones vertidas en el marco de las reuniones especiales de consulta brindan elementos para la toma de decisiones de la CRE, sin embargo no son vinculantes para ésta ni para ninguno de los asistentes.

● 5.5.4 Convenios de Colaboración *Universidad del Istmo (UNISTMO)*

La Comisión Reguladora de Energía y la Universidad del Istmo (UNISTMO) representadas por el Comisionado Presidente y el Rector, Dr. Modesto Seara Vázquez, respectivamente, firmaron el 2 de marzo de 2011 un Convenio General de Colaboración. En los últimos años ambas instituciones han consolidado su relación institucional y de estrecha colaboración redundando en beneficios tanto en el ámbito de la enseñanza, la investigación y la promoción del desarrollo, a través del aprovechamiento de las energías renovables, principalmente en la región del Istmo de Tehuantepec.

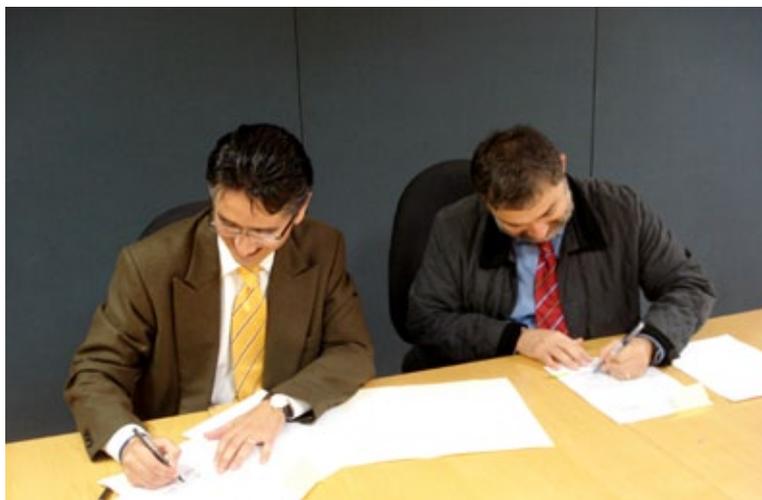


En la ceremonia se tuvo la presencia de la Diputada Federal Sofía Castro Ríos como testigo de honor de esta firma, además del Arq. Juan Manuel Hernández, Presidente Municipal de Jalapa de Márquez, el C. Magdaleno Hernández Martínez, Presidente Municipal de Santa María Mixtequilla y el C. P. Héctor Jiménez Osorio, Presidente Municipal de San Blas Atempa.

A partir de la firma de este convenio se tiene como objetivo la continua profesionalización de recursos humanos en temas vinculados con el marco regulatorio vigente en materia de energías renovables para atender el desarrollo de nuevos proyectos. Además, se establecen las bases y mecanismos de colaboración para analizar, proponer y ejecutar acciones y proyectos conjuntos, ante las autoridades competentes, para la promoción de las energías renovables en la generación de energía eléctrica en el Estado de Oaxaca, fomentando su uso y desarrollo entre el sector privado.

Fondo Mexicano de Carbono (Fomecar)

El 14 de julio de 2011 la Comisión, representada por su Comisionado Presidente, firmó un Convenio de Colaboración con Nacional Financiera, S. N. C., en su carácter de operador del Fondo Mexicano de Carbono, representado por el licenciado José Antonio Aguilar Bueno.



Tomando en consideración los objetivos de política energética y ambiental del Gobierno mexicano, se analizó que resultaba una opción viable el desarrollo de un Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) con un Programa de Actividades (PoA) para proyectos hidroeléctricos, con la participación de la CRE como Entidad Coordinadora en su carácter de órgano desconcentrado de una dependencia de la Administración Pública Federal, y de Fomecar como mecanismo de financiamiento para el desarrollo de dichos proyectos.

La importancia de que la CRE fungiera como entidad coordinadora radica en que el PoA derivado del MDL Programático contaría con el respaldo institucional de una instancia gubernamental con la capacidad de convocar a diferentes proyectos hidroeléctricos con capacidad de hasta 15 MW (pequeña escala) conforme a la definición de la Conferencia de las Partes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (Convención Marco). Por su parte, Fomecar acompañaría los proyectos a través de su financiamiento conforme al criterio de adicionalidad que requiere el Protocolo de Kyoto, brindando asistencia técnica y financiera relacionada con proyectos elegibles.

Es por ello y en virtud de los objetivos comunes relacionados con el desarrollo de las energías renovables en México y la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), las instancias estuvieron de acuerdo en suscribir el Convenio de Colaboración para desarrollar un PoA bajo el MDL de proyectos hidroeléctricos de pequeña escala, de manera que dichos proyectos sean técnica y financieramente viables.

— ● 1. Estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2011

Activo		Pasivo y Patrimonio	
Activo circulante:		Pasivo circulante:	
Efectivo y equivalente en efectivo		Cuentas por pagar a proveedores	\$ 14 234
Cuentas por cobrar	\$ 50 099	Acreedores diversos	364 266
Inventario de artículos disponibles	222 542	Aportaciones e impuestos por pagar	5 261 773
Créditos sujetos a resolución judicial	27 981		
Total de Activo circulante	300 622	Total de Pasivo circulante	5 640 273
		Patrimonio:	
		Patrimonio	1 806 727
		Resultado del ejercicio	2 867 062
Mobiliario y equipo	10 013 440	Total del patrimonio	4 6737 89
Total activo	\$ 10 314 062	Total Pasivo y Patrimonio	\$ 10 314 062

▼ Comisionados y Cuerpo Directivo



— ● **Francisco Javier Salazar Diez de Sollano**
COMISIONADO PRESIDENTE



Francisco Javier Salazar Diez de Sollano fue nombrado por primera vez Presidente de la Comisión Reguladora de Energía en diciembre de 2005.

En 2010 fue ratificado para un segundo periodo que concluye en 2015.

A mediados de 2011 fue designado Presidente en funciones de la Asociación Iberoamericana de Entidades Reguladoras de la Energía (Ariae).

Francisco estudió Ingeniería Química en la Universidad

Autónoma de San Luis Potosí y cuenta con una Maestría en Economía con especialidad en Finanzas Públicas, así como un Diplomado en Economía de Mercados Globales, ambos en la *London School of Economics & Political Science* (LSE). También tiene un Diplomado en Derecho Parlamentario por la Universidad Iberoamericana.

Anteriormente se desempeñó como Diputado Federal por el distrito 06 del Estado de San Luis Potosí en las LVII y LIX Legislaturas, durante las cuales fue Presidente de la Comisión de Energía, Secretario de la Comisión de Ecología y Medio Ambiente e Integrante de las Comisiones de Presupuesto y Asuntos Hidráulicos, así como de los Consejos de Economía Pública y Desarrollo Económico.

También trabajó en el sector privado en el ramo de la Industria Química y fue catedrático de Finanzas Públicas en la Maestría de Administración de Impuestos en la Universidad Autónoma de San Luis Potosí y de Teoría Monetaria y Crédito en la Licenciatura de Negocios Internacionales de la Universidad Champagnat.

Ha escrito diversos artículos y participado como co-autor de varios libros en materia de política económica ambiental y de regulación del sector energético.

En 2008 recibió el Premio Master de Oro del Forum de Alta Dirección por su desempeño como funcionario público y en 2006 recibió el reconocimiento de la Revista Expansión como una de las “30 promesas en los treinta”.

Ha sido miembro de los consejos editoriales de los Periódicos Reforma y El Norte así como de la Revista Expansión.

— ● **Francisco José Barnés de Castro**
COMISIONADO



Realizó estudios de licenciatura en la Facultad de Química de la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) y en la Universidad de California, Berkeley, U.S.A., obtuvo los grados de Maestro en Ciencias y Doctor en Ingeniería Química. Inició su actividad académica en la Universidad Nacional Autónoma de México en 1968 y actualmente es profesor titular en la Facultad de Química, con licencia.

A lo largo de su trayectoria en la Máxima Casa de Estudios, ha desempeñado los cargos de Coordinador de la carrera de Ingeniería Química, Jefe de la División de Ciencia y Tecnología y Jefe de la División Académica de

la otrora Escuela Nacional de Estudios Superiores “Zaragoza”. Dentro de la Facultad de Química, ha sido Coordinador de la carrera de Ingeniería Química, Secretario General y Director de la misma. Fue Secretario General de la UNAM y Rector de la misma en el periodo 1997-1999.

En la Comisión Reguladora de Energía actualmente se desempeña como Comisionado.

Dentro de la Secretaría de Energía ocupó los cargos de Subsecretario de Hidrocarburos y de Subsecretario de Política Energética y Desarrollo Tecnológico. Otros cargos ocupados en el sector público son: la Dirección Técnica de la División Petroquímica de Fomento Industrial SOMEX, la Dirección General de la Industria Paraestatal Química y Petroquímica Secundaria, así como la Secretaría Técnica de la Comisión Petroquímica Mexicana, de la Secretaría de Energía, Mina e Industria Paraestatal (SEMIP). También ocupó el cargo de Director General del Instituto Mexicano del Petróleo.

Ha sido miembro del Consejo Consultivo Internacional del *Laboratory National Pacific Northwest* del Departamento de Energía de los Estados Unidos de América; y del Comité Consultivo Público Conjunto de la Comisión para la Cooperación Ambiental de América del Norte.

Pertenece a diversas asociaciones profesionales, tales como el Instituto Mexicano de Ingenieros Químicos, A. C., del que fue Presidente nacional; la Sociedad Química Mexicana, de la que fue Presidente del Valle de México; de la Academia Mexicana de Ingeniería; del Colegio Nacional de Ingenieros Químicos y Químicos, A. C., del que fue Presidente. También fungió como Vicepresidente para América del Norte del Consejo Mundial de Energía; fue Presidente de la Asociación Mexicana para la Economía Energética y actualmente es el Presidente de la Fundación México - Estados Unidos para la Ciencia.

— • **Rubén Flores García**
COMISIONADO



Ingeniero Mecánico Electricista egresado del Instituto Tecnológico de Estudios Superiores de Monterrey y Maestro en Administración de Empresas por la Universidad Autónoma de Guadalajara. Es miembro del *Institute of Electrical and Electronics Engineers*.

Durante el periodo 1994-2004 ya se había desempeñado como Comisionado en la Comisión Reguladora de Energía, siendo nombrado nuevamente el 16 de noviembre de 2007 por el Presidente de la República, Felipe Calderón Hinojosa.

Con más de treinta años de experiencia en el sector público, veinticuatro de ellos en la Comisión Federal de Electricidad, llegó a ocupar el cargo de Coordinador del Centro Nacional de Control de Energía.

Fue Presidente de la Comisión Nacional de Energía del Colegio de Ingenieros Mecánicos Electricistas durante tres años y profesor titular del Instituto Tecnológico de Estudios Superiores de Occidente durante dieciséis años.

En noviembre de 2006, fue nombrado titular de la Subsecretaría de Electricidad en la Secretaría de Energía, tras haber desempeñado el cargo de Director General de Distribución y Abastecimiento de Energía Eléctrica y Recursos Nucleares en la Secretaría.

— ● **Israel Hurtado Acosta**
COMISIONADO



Licenciado en Derecho y Ciencias Jurídicas por la Universidad Autónoma de Nuevo León, Israel Hurtado realizó estudios de Maestría en Derecho Internacional Privado en la misma Casa de Estudios. De igual manera, cuenta con un Diplomado en Administración y Decisiones Financieras por el Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey.

Fungió como Secretario del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, así como Secretario de la Junta de Gobierno de la Comisión Federal de Electricidad.

Dentro del gobierno federal, ocupó el cargo de Jefe de la Unidad de Asuntos Jurídicos de la Secretaría de Energía. Asimismo ha sido Director General de Enlace Legislativo y Director de Comunicación Institucional en la Secretaría de Comunicaciones y Transportes.

En Nuevo León, se desempeñó como Secretario de Ayuntamiento del Municipio de San Pedro Garza García, de igual forma ha sido Diputado por Mayoría en dos ocasiones, una estatal y otra federal. En la LXVII Legislatura del Congreso de Nuevo León fue Presidente de la Comisión de Derechos Humanos y en la LVII Legislatura del Congreso de la Unión fue Secretario de la Comisión de Federalismo e Integrante de las Comisiones de Comunicaciones y Transportes, Energía y Relaciones Exteriores, entre otras.

Además es miembro de la Academia Mexicana de Derecho Energético; *Association of International Petroleum Negotiators*; *National Association of Regulatory Utility Commissioners* y de la Barra Mexicana Colegio de Abogados, A. C.

En otras actividades, fue catedrático de la Facultad de Derecho en la Universidad Autónoma de Nuevo León; en la actualidad es Coordinador del “Diplomado en Derecho de la Energía” en la Escuela Libre de Derecho, Ciudad de México; también ha escrito artículos periodísticos para diversos medios en el Estado de Nuevo León.

En noviembre de 2006 fue designado Comisionado en la Comisión Reguladora de Energía por el Presidente de la República.

— ● **Noé Navarrete González**
COMISIONADO

Egresado del Instituto Tecnológico de Morelia en donde recibió el título de Ingeniero Electricista. Posteriormente llevó a cabo estudios de Maestría con la Especialidad de Sistemas Eléctricos de Potencia, obteniendo reconocimientos del Instituto de Investigaciones Eléctricas y del Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología.



Fungió como Diputado Federal en la LVIII Legislatura de 2000 a 2003, en donde participó activamente como Integrante de las Comisiones de Comunicaciones y Transportes y de Energía, ocupando en esta última el cargo de Secretario y posteriormente el de Presidente durante el último año de la Legislatura. En este cargo desarrolló diversos e importantes trabajos

legislativos entre los que destacan el desarrollo de la Ley del Sistema Horario de los Estados Unidos Mexicanos; el Decreto por el que se establece el Horario Estacional que se aplicará en los Estados Unidos Mexicanos; la Ley de Energía para el campo y el Análisis y propuesta para modificar las tarifas eléctricas aplicadas en los municipios con condiciones climáticas extremas.

También desarrolló actividades de consultoría en materia energética participando en los proyectos de Estudios de Factibilidad para incorporar grandes bloques de energía eólica al Sistema Interconectado Mexicano y Estudio de Sistemas Eléctricos Aislados con energía eólica, así como para la Comisión Nacional de Energía de Honduras en Metodología para la asignación de cargos por el servicio de la transmisión.

En su participación como servidor público, se ha desempeñado en la Secretaría de Energía como Asesor del Secretario y como Director General de Generación, Conducción y Transformación de Energía Eléctrica de la Subsecretaría de Electricidad.

En materia docente, ha colaborado para instituciones como el Colegio Nacional de Educación Profesional Técnica, la Universidad Vasco de Quiroga y la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo.

Adicionalmente ha presentado más de doce artículos de carácter técnico y científico en diversas publicaciones nacionales e internacionales.

Fue designado por el Presidente de la República como Comisionado de la Comisión Reguladora de Energía, a partir del mes de octubre de 2006. Ingeniero Químico egresado de la Universidad Autónoma de San Luis Potosí (UASLP), cursó estudios de maestría en Bioingeniería en el CINVESTAV del Instituto Politécnico Nacional y obtuvo la especialidad en Finanzas por la UASLP.

— ● **Luis Alonso Marcos González de Alba**
SECRETARIO EJECUTIVO



Su experiencia profesional de más de 20 años la adquirió en CELANESE Mexicana, General Popo y Productos Carranco, S. A. de C. V.

Su trayectoria docente la desarrolló durante más de dos décadas como profesor en la Facultad de Ciencias Químicas de la UASLP.

Destaca el haber fungido como Consejero Maestro y Presidente de la Asociación de Personal Académico en esta Facultad. Ha sido invitado en varias ocasiones como conferencista a la Universidad de Wisconsin.

Además, como Regidor integrante del cabildo del H. Ayuntamiento de San Luis Potosí en el trienio 2004-2006 fue nombrado coordinador de la fracción de mayoría.

El ingeniero González ha desempeñado diversas actividades cívico - políticas, entre las que sobresalen la Tesorería de la Confederación Patronal de la República Mexicana y como Consejero en Cámara Nacional de la Industria de la Transformación, todos estos cargos en el Estado de San Luis Potosí.

El Pleno de la Comisión Reguladora de Energía lo designó Secretario Ejecutivo en octubre de 2009.

— ● **Francisco Agustín de la Isla Corry**
DIRECTOR GENERAL DE HIDROCARBUROS Y BIOENERGÉTICOS



Es Licenciado en Economía por el Instituto Tecnológico Autónomo de México y realizó estudios de posgrado en Letras Hispánicas en la Universidad Nacional Autónoma de México.

Trabajó en el sector privado como Asesor del Director General en Mexinox S. A. de C. V., y posteriormente en Inoxmex, SpA., donde se desempeñó como Director General.

Durante los últimos diecinueve años ha sido servidor público. Previo a su trabajo en la Comisión Reguladora de

Energía (CRE), donde colabora desde 1995, trabajó en la Comisión Federal de Competencia como Director del Área de Concentraciones.

En la CRE se ha desempeñado dentro de la Unidad de Política Económica, donde ha colaborado en diversos proyectos de regulación entre los que destacan los relacionados con la regulación de ventas de primera mano de gas natural y gas licuado de petróleo.

Desde diciembre de 2010 se desempeña como Director General dentro de la Dirección General de Hidrocarburos y Bioenergéticos.

— ● **Alejandro Peraza García**
DIRECTOR GENERAL DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍAS RENOVABLES



Ingeniero Químico egresado de la Universidad Nacional Autónoma de México. Obtuvo la Maestría y el Doctorado en Ingeniería Química por la Universidad de Manchester, Reino Unido.

Cuenta con más de veinticinco años de experiencia en el sector público. Colaboró en el área de Evaluación de Pro-

yectos Industriales del Banco de México, y en Pemex estuvo encargado de los proyectos de servicios auxiliares e integración en la refinería de Ciudad Madero, Tamaulipas. Laboró también en el Instituto de Investigaciones Eléctricas y en la Comisión Federal de Electricidad, como Asesor del Subdirector de Producción y del Subdirector Técnico.

Fue Profesor - Investigador en el Instituto Politécnico Nacional durante dos años y miembro del Sistema Nacional de Investigadores durante nueve años. Entre sus logros destaca ser merecedor de la medalla Marcel Pourbaix otorgada por el gobierno de Bélgica, el Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (Conacyt), y el Instituto Mexicano del Petróleo, por su trayectoria como investigador.

Ha publicado más de setenta colaboraciones nacionales e internacionales relacionadas con la generación de energía eléctrica.

Es miembro de los Comités de Posgrado y Becarios Conacyt desde 1977.

— ● **José María Lujambio Irazábal**
DIRECTOR GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS



Abogado egresado del Instituto Tecnológico Autónomo de México, obtuvo el grado de Máster en Derechos Fundamentales por la Universidad Carlos III de Madrid, España. Su formación académica incluye además diversos cursos nacionales e internacionales en derecho constitucional y parlamentario, y derechos humanos.

Lujambio ha desarrollado su carrera profesional en la Administración Pública Federal, al haber colaborado como asesor jurídico del Subsecretario de Desarrollo Político en la Secretaría de Gobernación; como coordinador de un grupo multidisciplinario de asesores para el Director General del Instituto Mexicano del Seguro Social, y en la Consejería Jurídica del Ejecutivo Federal, como abogado en las áreas consultiva y de legislación y reglamentos.

También fungió como asesor jurídico del Presidente de la Cámara de Diputados del Congreso de la Unión en la LVII Legislatura.

Sus ámbitos de experiencia son el derecho constitucional, en temas como la reforma del Estado, la relación entre los Poderes Ejecutivo y Legislativo, y el ejercicio de las facultades del Presidente de la República; y el derecho administrativo y las políticas públicas, con énfasis en las materias hacendaria, energética y de la seguridad social.

En mayo de 2009 fue nombrado Director General de Asuntos Jurídicos de la Comisión Reguladora de Energía.

— ● **Álvaro Efraín Tellez Rangel**
DIRECTOR GENERAL



Actuario egresado de la Facultad de Ciencias de la Universidad Nacional Autónoma de México, cursó estudios de la Maestría en Economía en el Colegio de México.

Su carrera profesional se ha desarrollado en la Comisión Reguladora de Energía (CRE), donde ha participado en la conformación del marco regulador de la industria

del gas natural en México. Actualmente es Director General de Análisis Económico y Regulación.

Entre sus actividades profesionales destacan el desarrollo de proyectos relacionados con la agenda regulatoria de la CRE, así como la formulación de herramientas de regulación de monopolios en el sector energético. Asimismo, brinda asesoría en materia económica y de regulación a la Presidencia, Comisionados y áreas sustantivas de la Comisión y dirige análisis de los mercados energéticos nacional e internacional, incluyendo los mercados de derivados financieros.

Dentro de sus actividades recientes, destaca el análisis, diagnóstico y diseño de reformas estructurales en la industria energética, especialmente en el sector de gas natural y el gas licuado de petróleo, como base para el desarrollo de mercados competitivos de estos hidrocarburos.

— ● **Eduardo Prud'homme Nieves**
DIRECTOR GENERAL DE TARIFAS



Actuario egresado de la Facultad de Ciencias de la Universidad Nacional Autónoma de México, cursó estudios de la Maestría en Economía en el Colegio de México.

Desde marzo de 2001 ha laborado en la Comisión Reguladora de Energía en temas de política económica en el sector del gas y en revisiones tarifarias de las actividades reguladas. Entre los proyectos en los que ha participado

dentro de la Comisión se cuentan la revisión quinquenal del Sistema Nacional de Gasoductos, el desarrollo de metodologías para la determinación del costo de capital en las actividades reguladas, la implementación de análisis comparativo de eficiencia de las empresas de distribución de gas natural y de los métodos de cálculo de tarifas sistémicas de permisos de transporte integrados.

En diciembre de 2010 fue nombrado Director General de Tarifas.

Antes de su ingreso a la Comisión, su experiencia laboral se desarrolló en Pemex Refinación en la Subdirección de Planeación y en la Gerencia de Optimización y Estudios Especiales. En esos años sus tareas estuvieron relacionadas con modelos de optimización económica del Sistema Nacional de Refinación, en modelos de logística y optimización de inventarios de productos refinados y en la planeación de la reconfiguración de las refinerías. Con el propósito de obtener experiencia sobre las mejores prácticas de coordinación entre las áreas operativas y de planeación, trabajó en la refinería de Deer Park en Texas en el equipo dedicado a la programación mensual de la carga de crudo y producción de refinados.

— ● **Alejandro Breña de la Rosa**
DIRECTOR GENERAL DE INGENIERÍA Y NORMALIZACIÓN



Obtuvo la licenciatura en Ingeniería Mecánica de la Universidad Iberoamericana en el área de fluidos y térmica en México y trabajó dos años en el Instituto de Investigaciones Eléctricas en investigación aplicada a proyectos en termofluidos.

Obtuvo la Maestría y Doctorado en 1982 y 1986, respectivamente, en las áreas de termodinámica y combustión/propulsión de la Universidad de Waterloo, Canadá. Hizo estudios de post-doctorado en la Universidad de Waterloo en colaboración con el

Departamento de Defensa de Canadá, en Valcartier, Quebec, sobre la atomización de combustibles hipergólicos.

De 1987 a 1994 estuvo en la empresa *Aerometrics, Inc.*, en California, como investigador en el área de propulsión para *NASA Ames Research Center*, *NASA Marshall Space Flight Center* y *Lockheed Missiles and Space Company*.

Es autor de 23 artículos de investigación en el área de combustión/propulsión y termodinámica y colaborador de diversos artículos en libros en esta área. A su regreso en México en 1994, como Director de División en Grupo Arzac desarrolló proyectos de cogeneración utilizando gas natural como combustible.

En enero de 1996 ingresó a la Comisión Reguladora de Energía como Director General de Gas Natural y responsable de los asuntos relativos al otorgamiento de permisos en transporte, almacenamiento y distribución de gas natural y gas LP, así como del seguimiento regulatorio técnico y económico de las empresas permisionadas. Este puesto lo desempeñó hasta noviembre de 2010.

En diciembre de 2010 tomó el cargo de Director General de Ingeniería y Normalización de la CRE. En esta función tiene como responsabilidad la evaluación de los proyectos de ingeniería, la verificación de los sistemas con relación al cumplimiento de las Normas Oficiales Mexicanas (NOM), la coordinación del desempeño de las Unidades de Verificación, así como la elaboración y revisión de las NOM aplicables al transporte, almacenamiento y distribución de gas natural, gas LP y otros combustibles.

— ● **Alejandro Ledesma Moreno**
DIRECTOR GENERAL DE ADMINISTRACIÓN



Licenciado en Derecho egresado de la Universidad Autónoma Metropolitana, cursó estudios de Posgrado en la Universidad Nacional Autónoma de México y en el Instituto Nacional de Administración Pública.

Su ingreso a la Administración Pública Federal data del año 1994, en la entonces Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal donde ocupó diversos cargos hasta el año 2007, destacan entre ellos el de Asesor de la Coordinación de Asesores de la Oficina del C. Secretario y

Director de Legislación de la Unidad de Asuntos Jurídicos.

Con 13 años de experiencia en el sector energético, ingresa a la Comisión Reguladora de Energía como Asesor de Comisionado; un año después es invitado a colaborar en la Secretaría de Gobernación como Director General de Estudios Legislativos cuya función principal versó en impulsar la Agenda Legislativa Nacional entre los Grupos

Parlamentarios del H. Congreso de la Unión, de su gestión resaltan iniciativas aprobadas como la Reforma Energética, Reformas a la Ley Federal de Derechos, Nueva Ley de Turismo, y Reformas en materia de Seguridad y Justicia, entre otras.

Como representante del Gobierno Federal destaca su participación en diversos talleres y conferencias, como por ejemplo, en la Ciudad de Buenos Aires, Argentina “Taller de capacitación para países de América Latina sobre la creación de un marco jurídico que rija la seguridad en la gestión de desechos radiactivos, la protección física de los materiales nucleares y el transporte seguro de materiales radiactivos” organizado por el Organismo Internacional de Energía Atómica, y en la Ciudad de México la “Conferencia HACIA *Democracy* 2009” para *Harvard Association Cultivating Inter - American Democracy*.

En 2009 reingresa a la Comisión Reguladora de Energía como Director General Adjunto de la Secretaría Ejecutiva y a partir del año 2011 es nombrado Director General de Administración.

En el ámbito docente, Maestro Titular del Centro Universitario Francés Hidalgo de México, S. C. impartiendo las materias de Introducción a las Ciencias Sociales y Económicas, Derecho Civil, Administrativo y Laboral.

Abreviaturas y acrónimos

AMGN	Asociación Mexicana de Gas Natural
Ariae	Asociación Iberoamericana de Entidades Reguladoras de la Energía
bcfd	Billion cubic feet per day, 1x10 ⁹ ft ³ /d
BDI	Base de Datos Institucional
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CID	Centro de Información y Documentación
Conacyt	Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología
CRE	Comisión Reguladora de Energía
DOF	Diario Oficial de la Federación
ECCO	Encuesta de Clima y Cultura Organizacional
EE. UU.	Estados Unidos de América
FERC	Federal Energy Regulatory
FIEL	Firma Electrónica Avanzada
Fomecar	Fondo Mexicano de Carbono
Gas LP	Gas Licuado de Petróleo
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GJ	Gigajoule
GLP	Gas Licuado de Petróleo
ICER	International Confederation of Energy Regulators
IFAI	Instituto Federal de Acceso a la Información Pública
km	Kilómetros
LAERFTE	Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética
LFTAIPG	Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública Gubernamental
LNG	Liquefied natural gas

LOCFSE	Lineamientos Operativos sobre Condiciones Financieras y Suspensión de Entregas
LSE	London School of Economics & Political Science
LSPEE	Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica
MDL	Mecanismo de Desarrollo Limpio
MW	Mega watts
NEB	National Energy Board
NOM	Normas Oficiales Mexicanas
Osinergmin	Organismo Supervisor de Inversión en Energía
PAC-2011	Programa Anual de Capacitación
Pemex	Petróleos Mexicanos
PGPB	Pemex - Gas y Petroquímica Básica
PoA	Programa de Actividades
SAPMG	Sistema de Administración del Programa de Mejora de la Gestión
SAREO	Sistema de Aprobación y Registro de Estructuras Organizacionales
SEMIP	Secretaría de Energía, Mina e Industria Paraestatal
Sener	Secretaría de Energía
SFP	Secretaría de la Función Pública
SII	Sistema Integral de Información
SIP	Sistema Internet de la Presidencia
SNG	Sistema Nacional de Gasoductos
STNI	Sistema de Transporte Nacional Integrado
TA	Temporadas Abiertas de reserva de capacidad de transmisión y transformación de energía eléctrica
TCGGLP	Términos y Condiciones Generales para las Ventas de Primera Mano de Gas Licuado de Petróleo
TCGVPM	Términos y Condiciones Generales para las Ventas de Primera Mano de Gas Natural
TFJFA	Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa
UASLP	Universidad Autónoma de San Luis Potosí
UNAM	Universidad Nacional Autónoma de México
UNISTMO	Universidad del Itsmo
VPM	Ventas de Primera Mano

Francisco Javier Salazar Diez de Sollano
Presidente

Luis Alonso Marcos González de Alba
Secretario Ejecutivo

Francisco Agustín de la Isla Corry
Director General de Hidrocarburos y Bioenergéticos

Alejandro Peraza García
Director General de Electricidad y Energías Renovables

José María Lujambio Irazábal
Director General de Asuntos Jurídicos

Álvaro Efraín Tellez Rangel
Director General de Análisis Económico y Regulación

Eduardo Prud'homme Nieves
Director General de Tarifas

Alejandro Breña de la Rosa
Director General de Ingeniería y Normalización

Alejandro Ledesma Moreno
Director General de Administración

Emma Noemí Vázquez Martínez
Directora de Comunicación y Relaciones Institucionales

Diseño de portada, diseño editorial y programación
Cocijo, Agencia Creativa
www.cocijo.com



Horacio 1750
Los Morales Polanco
Delegación Miguel Hidalgo
CP. 11510
www.cre.gob.mx

Informe Anual
2011

