



**RETOS Y POSIBLES SOLUCIONES PARA EL SECTOR
ENERGÉTICO MEXICANO**

Este documento fue elaborado en el marco del Convenio OLADE/CEPAL/GTZ, con el aporte financiero de la Sociedad Alemana de Cooperación Técnica (GTZ).

ÍNDICE

	<u>Página</u>
RESUMEN.....	1
INTRODUCCIÓN.....	5
I. REFORMAS EN EL SISTEMA ENERGÉTICO MEXICANO.....	7
1. Petróleo.....	7
2. Gas natural.....	10
3. Electricidad.....	12
II. ABASTECIMIENTO.....	15
A. SISTEMA DE SUMINISTRO.....	15
1. Petróleo.....	16
2. Gas natural.....	18
3. Electricidad.....	21
4. Fuentes renovables y uso racional de la energía.....	22
B. PROSPECTIVA.....	25
1. Petróleo.....	25
2. Gas natural.....	26
3. Electricidad.....	27
III. FINANCIAMIENTO.....	29
A. MODALIDADES ACTUALES.....	29
1. Los esquemas financieros.....	31
2. Otras fuentes de financiamiento.....	34
3. Incentivos fiscales para la inversión en el sector eléctrico.....	37
4. Límites y riesgos.....	37
B. ALTERNATIVAS.....	40
1. Petróleo.....	40
2. Gas natural.....	41
3. Electricidad.....	43

	<u>Página</u>
IV. EMPRESAS DEL ESTADO.....	50
A. BALANCE GLOBALMENTE POSITIVO.....	50
B. EL RETO DE LA MODERNIZACIÓN Y EL CRECIMIENTO.....	53
1. Relación con el Estado.....	54
2. Transformación interna.....	56
3. Estrategia de negocios.....	57
V. INTEGRACIÓN.....	60
A. INTEGRACIÓN REGIONAL Y HEMISFÉRICA	60
1. Reforma e integración.....	61
2. Integración hacia el norte: Estados Unidos y Canadá.....	63
3. Integración hacia el sur: Centro y Sudamérica	66
4. Integración hemisférica.....	68
B. PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO PETROLERO INTERNACIONAL.....	69
VI. CONCLUSIONES	71
BIBLIOGRAFÍA.....	75
<u>Anexo estadístico</u>	79

RESUMEN

La Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos dispone que corresponde a la Nación el dominio directo de los recursos naturales del subsuelo y establece que el sector público tiene a su cargo y de manera exclusiva el desarrollo de las áreas estratégicas; asimismo, dispone que el Estado contará con los organismos y empresas que requiera para la gestión eficaz de dichas áreas. De esta forma, el Estado asume la responsabilidad de satisfacer la demanda nacional de energía a través de las empresas Petróleos Mexicanos (Pemex), Comisión Federal de Electricidad (CFE) y Luz y Fuerza del Centro (LFC), bajo la rectoría de la Secretaría de Energía.

A fines de la década de los años ochenta, las autoridades pusieron en marcha un proceso de cambio estructural en el sector energético. Este proceso incluye cuatro líneas estratégicas: la reestructuración de las empresas públicas del sector, el aprovechamiento de fuentes y mecanismos de financiamiento extrapresupuestarios, la desregulación, liberalización y privatización, parcial o total, de algunos segmentos que componen las cadenas energéticas y, finalmente, la fijación de precios y tarifas con base en precios frontera. Como resultado, las industrias del gas natural y electricidad tienen ahora nuevas estructuras que combinan el monopolio público con algunos mecanismos de mercado; en contraste, la industria del petróleo mantiene la estructura tradicional.

El primer reto del sector energético mexicano consiste en garantizar un suministro de energía, suficiente y oportuno, al menor costo posible, sin menoscabo del entorno natural y del aprovechamiento racional de los energéticos. En los últimos años, el crecimiento del sector energético ha sido moldeado por tres factores fundamentales: las severas limitaciones presupuestarias y de endeudamiento del sector público para alcanzar la estabilidad macroeconómica, la asignación prioritaria de los escasos recursos disponibles a los proyectos de mayor rentabilidad y rápida generación de ingresos, y la búsqueda del menor costo en el corto plazo, como factor discriminante para la selección de tecnologías, sitios de construcción, etc. La aplicación estricta de esos criterios ha significado desarrollo para algunas actividades, pero estancamiento para otras.

Con respecto al petróleo, Pemex ha enfocado sus esfuerzos en un mejor conocimiento del recurso existente, sin adelantar un programa de exploración para elevar las reservas declinantes de hidrocarburos. Por el contrario, la voluntad de incrementar la producción ha sido notable, como lo prueba el aumento de casi medio millón de barriles diarios en seis años. El enorme diferencial en los niveles de rentabilidad ha determinado una asignación de los recursos a favor del petróleo y en detrimento del gas natural. Paradójicamente, la posibilidad de importar grandes cantidades de gas, a partir de fines de los años noventa, aunada a la adopción de una decidida política de sustitución de petróleo por gas natural, incidió en un crecimiento rápido del consumo de gas. Con respecto a la electricidad, México cuenta con un sistema que globalmente cumple los requisitos de continuidad, calidad y mínimo costo. Sin embargo, retrasos en las inversiones necesarias para mejorar las características de la infraestructura han derivado en algunas deficiencias. Para los próximos años, de acuerdo con los estudios correspondientes, los productos

energéticos más dinámicos, tanto del lado de la oferta como de la demanda, serán la electricidad y el gas natural.

El segundo gran reto del sector energético mexicano se refiere a los requerimientos de inversión en la próxima década que, según estimaciones oficiales, se elevarían a 140 000 millones de dólares. En años recientes, el gobierno federal ha puesto particular atención en propiciar la participación de capital privado en algunas actividades enfocadas a la ampliación de la infraestructura energética. De esta forma, a partir de 1997 se han abierto a concurso obras o adquisiciones para que dicho sector las realice y las financie bajo figuras diversas, ajustadas al esquema normativo de Proyectos de Impacto Diferido en el Registro del Gasto (Pidiregas).

El atractivo principal de este esquema es que permite ampliar el gasto público, y a la vez diferir su pago en los ejercicios fiscales subsiguientes. Ello evita su registro en la deuda pública. Sin embargo, aunque los proyectos se pagan con los ingresos de su propia operación, para ser financiados exigen la firma de un contrato tipo *take or pay*. Al firmar el contrato como aval de la empresa pública, el Estado asume el riesgo de la inversión.

Pemex y la CFE se han venido apoyando cada vez más en el esquema Pidiregas para financiar sus programas de inversión, pero las autoridades han discutido la conveniencia de seguir impulsando dicha estrategia. Algunas de las razones por las cuales sería necesario corregir el esquema de financiamiento, según la Comisión Reguladora de Energía (CRE), apuntan a que los Pidiregas asignan los riesgos al Estado y no al sector privado, compiten con el gasto social, desestabilizan los equilibrios macroeconómicos y socavan la viabilidad financiera de las empresas. Sin embargo, buena parte de estos cuestionamientos y dilemas surgen por la falta de transparencia en las cuentas públicas. El presupuesto que aprueba el Congreso cada año para las empresas públicas no especifica el origen de los fondos, y da la impresión de que éstos provienen exclusivamente de los impuestos.

El tercer gran reto de la política energética mexicana concierne al perfeccionamiento de las empresas públicas, para que cumplan sus funciones en forma eficiente, a fin de aumentar la competitividad de la economía nacional. La presente administración ha indicado que dichas empresas no serían privatizadas. Por otra parte, conviene mencionar que el balance de la actuación de las empresas públicas es globalmente positivo, sobre todo a la luz de los medios con que han contado. Pemex ha abastecido el mercado nacional oportunamente y la CFE nunca ha experimentado crisis de abastecimiento, mientras que la calidad del servicio ha sido aceptable y ha aumentado a un ritmo constante.

El problema central de estas empresas ha consistido en encontrar un equilibrio entre dos lógicas de funcionamiento, presentes desde su creación. La primera es la función de origen (o microeconómica), relacionada con su materia de trabajo: hidrocarburos o electricidad. La segunda es la función nacional, que se refiere al papel que el Estado les asigna en el desarrollo del país y en la estabilidad macroeconómica. Esa doble función ha sido fuente de conflictos. Históricamente el gobierno ha dado preferencia a la función nacional y ha utilizado dichas empresas como instrumento privilegiado de su estrategia nacional de desarrollo económico y social.

No fue sino hasta las postrimerías de la década de los años ochenta que comenzó a reconocerse la mayor importancia de la función de origen, en el marco de la profundización de las reformas económicas, y de cara a los problemas generados por el descuido de dicha función. Gracias a estos cambios se ha logrado un mejor equilibrio entre las funciones que deben desempeñar las empresas. Sin embargo, continúa predominando la función nacional.

La diplomacia energética es un elemento valioso de la política exterior de cualquier país exportador de combustibles. Por ello, el cuarto gran reto es el fortalecimiento de la cooperación energética en la escala internacional, sobre la base del beneficio mutuo, un mayor valor agregado y el aprovechamiento racional de las reservas. En la última década México ha desarrollado procesos de integración energética bilateral y multilateral con sus vecinos del norte (los Estados Unidos y Canadá) y del sur (Centro y Sudamérica), en materia de petróleo, gas natural y electricidad. El alcance de estos procesos, sin embargo, ha sido distinto. Mientras que el primero se ha ampliado y profundizado, el segundo ha caminado lentamente. Ese resultado se explica por un mayor interés y voluntad por parte del gobierno mexicano para avanzar con rapidez hacia la conformación de un mercado norteamericano de energía, tarea que ha concentrado la atención y los recursos disponibles de las instituciones dedicadas a promover la integración. El Plan Puebla Panamá (PPP) y la reactivación del Grupo de los Tres darían un nuevo aliento a la integración con Centro y Sudamérica, lo cual redundará en un mejor equilibrio entre los vectores geográficos de la integración.

Por otra parte, la política de exportaciones petroleras es un instrumento muy importante en manos del poder ejecutivo, por sus implicaciones en las finanzas públicas, particularmente por la función estabilizadora en el mercado cambiario y en el servicio de la deuda, así como en las relaciones exteriores. En efecto, dentro de la actual estructura económica, la plataforma de exportación y el precio del petróleo crudo influyen de manera determinante en el nivel de ingreso fiscal. Para cumplir las metas de gobierno, el precio de la mezcla mexicana debe ser igual o superior al valor utilizado con fines presupuestarios; de ahí el interés de influir en el mercado petrolero internacional. Ahora bien, desde que México regresó a este mercado como un participante de gran envergadura, la política de exportaciones petroleras enfrenta un dilema: cooperar con los otros países exportadores o, por el contrario, con los países importadores, liderados por los Estados Unidos, el primer importador mundial, pero también el principal socio comercial de México.

INTRODUCCIÓN

Desde diversas perspectivas, la energía desempeña un papel crucial en el crecimiento económico, el aumento en la calidad de vida de la población y la preservación del medioambiente. Una mayor eficiencia en la producción y utilización de la energía contribuye al objetivo de alcanzar un ritmo sostenido de crecimiento económico. La cobertura de los requerimientos básicos de energía, en cantidad y calidad, resulta esencial para el logro de un mayor bienestar. La explotación racional de los recursos naturales con fines energéticos, así como una mayor eficiencia en todos los eslabones que componen las cadenas de abastecimiento, y el empleo de fuentes renovables y de tecnologías limpias, contribuyen de modo decisivo a mitigar el inevitable impacto ambiental de la producción y el consumo de energía.

En México, las industrias del petróleo, gas natural y electricidad han vivido un proceso de reforma durante los últimos años, en el que se han mantenido algunos elementos institucionales tradicionales (propiedad pública de los recursos naturales, con exclusividad del Estado en su administración y explotación, así como en la prestación del servicio público de electricidad), combinados con la reorganización de las empresas públicas Pemex, LFC y la CFE. A ello habría que agregar la apertura limitada a la inversión privada, nacional y extranjera, en gas natural, gas licuado del petróleo (GLP) y petroquímica. Si las industrias de la energía no se han adaptado enteramente a las tendencias internacionales de apertura total y transferencia de responsabilidades a empresas extranjeras, es decir, a las tendencias de la transnacionalización, ha sido por razones institucionales, económicas y políticas.

Algunos aspectos institucionales continúan desempeñando un papel esencial en la cohesión económica, política y social de México. Sacudido por crisis económicas periódicas e inmerso en un proceso de transición política, el país ha tenido que identificar los elementos que no podrían ser alterados, y aquellos que permitían modificaciones, considerando que forman parte del conjunto de elementos esenciales que dan viabilidad al país.

Paralelamente, el sector energético tiene un peso destacado en la economía, sobre todo en las finanzas públicas. En el último ejercicio fiscal, Pemex cubrió impuestos por más de 30 000 millones de dólares, y las ventas de la CFE ascendieron a más de 8 000 millones de dólares. Ante la magnitud de las rentas asociadas a los productos energéticos y su fácil captación, el Estado ha mostrado poco interés por compartirlas con el sector privado nacional y extranjero, y ha resistido las presiones internas y externas para el cambio.

Existe consenso en la sociedad mexicana en que los recursos del subsuelo deben seguir siendo propiedad de la nación. Sin embargo, la opinión externa es cada vez menos favorable al monopolio del Estado sobre las operaciones petroleras, derecho adquirido por razones históricas (expropiación de 1938) y económicas (usufructo de la renta). De igual modo, el acuerdo es cada vez menor con respecto a la exclusividad del Estado en la prestación del servicio público de electricidad, posición plasmada en una iniciativa enviada al Congreso por la pasada administración, tendiente a modificar la Constitución para proceder a la desregulación y privatización del sistema eléctrico nacional, pero que no logró convencer a los legisladores.

El objetivo central de este documento es poner en evidencia los principales desafíos que enfrenta el sector energético mexicano, atendiendo a los rezagos históricos o a los problemas no resueltos por los procesos de reforma o generados por ellos mismos.

Atendiendo a su objetivo principal, este documento aborda cuatro grandes temas, que plantean grandes retos: abasto de energía, financiamiento de las inversiones obligadas para los próximos años, modernización y desarrollo de las empresas públicas del sector y, finalmente, cooperación con otros países.

Como introducción general al documento, el primer capítulo presenta un balance de las reformas emprendidas desde hace una década en las industrias de petróleo, gas natural y electricidad, con la participación resultante de los sectores públicos y privados. El segundo capítulo aborda el sistema de abastecimiento nacional, en particular la situación de las cadenas productivas del petróleo, el gas natural y la electricidad, así como las medidas instrumentadas para lograr uno de los grandes objetivos de la política energética de la presente administración: la autosuficiencia. Adicionalmente, se presenta la prospectiva de la oferta y la demanda del sector energético.

Con tal antecedente, el tercer capítulo analiza: la cuestión del financiamiento de las obras necesarias para modernizar y ampliar el sistema de suministro; las necesidades de inversión en los próximos 10 años; los mecanismos que se han venido utilizando y su efectividad, así como los cuestionamientos que se les han hecho. También propone nuevas estrategias, tomando en cuenta ventajas y riesgos, tales como el cambio en el régimen fiscal de Pemex para incrementar su capacidad de autofinanciamiento o la apertura de los yacimientos de gas no asociado mediante contratos de riesgo, en el subsector hidrocarburos. En electricidad, se sugiere el mejoramiento del modelo de comprador único o la creación de un mercado donde participen empresas públicas y privadas.

El capítulo cuarto aborda el tema de las empresas del Estado en el sector, mediante un balance de la actuación de Pemex, la CFE y la empresa LFC, a partir de los recursos con los que han contado. También analiza cómo ha venido recuperando peso la función profesional con respecto a la función nacional, y explora las posibilidades de un mejor desempeño mediante una mayor autonomía, la reestructuración interna, la modernización tecnológica, la internacionalización y las alianzas estratégicas.

El capítulo quinto y último estudia la integración de México en los mercados internacionales de la energía, las posibilidades de profundizar y ampliar la integración con los países vecinos manteniendo las actuales formas de organización y regulación. También presenta los avances de los procesos de integración con los socios comerciales de América del Norte, así como con los países de Centro y Sudamérica, además de las ventajas y riesgos de la participación de México en la integración hemisférica y, finalmente, la participación de México en el mercado petrolero internacional.

I. REFORMAS EN EL SISTEMA ENERGÉTICO MEXICANO

La Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos dispone que corresponde a la Nación el dominio directo de los recursos naturales del subsuelo y establece que el sector público tiene a su cargo y de manera exclusiva el desarrollo de las áreas estratégicas; asimismo, dispone que el Estado contará con los organismos y empresas que requiera para la gestión eficaz de dichas áreas. De esta forma, el Estado asume la responsabilidad de satisfacer la demanda nacional de energía a través de Petróleos Mexicanos (Pemex), la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y Luz y Fuerza del Centro (LFC), bajo la rectoría de la Secretaría de Energía.

Con la finalidad de mejorar el sistema de suministro de energía, a fines de la década de los años ochenta, las autoridades pusieron en marcha un proceso de cambio estructural en el sector, con una nueva participación del sector privado (véase el recuadro 1). Este proceso incluye cuatro líneas estratégicas: en primer lugar, la reestructuración de las empresas públicas (Pemex, CFE y LFC); en segundo lugar, el aprovechamiento de fuentes y mecanismos de financiamiento extrapresupuestarios, con énfasis en las operaciones en el mercado internacional de capitales y en el uso de esquemas financieros para el desarrollo de proyectos de inversión con ahorro privado; en tercer lugar, la desregulación, liberalización y privatización, parcial o total, de algunos segmentos que componen las cadenas energéticas y, finalmente, la fijación de precios y tarifas con base en precios frontera (Estados Unidos).

Como resultado, las industrias del gas natural y electricidad tienen ahora nuevas estructuras y modalidades de coordinación que combinan el monopolio público con algunos mecanismos de mercado; en contraste, la industria del petróleo mantiene la estructura tradicional (véase el recuadro 2). En un principio se estableció que la inversión privada sería sólo un complemento a la inversión pública, pero con el tiempo ese criterio se ha modificado y ahora el capital privado puede ser mayoritario en algunas áreas, como generación de electricidad y petroquímica no básica. El balance global de los cambios ha sido positivo,¹ pero no satisface a las autoridades tutelares y reguladoras, por lo que proponen acelerar el cambio estructural para afrontar los retos inmediatos y futuros del sector.

1. Petróleo

La reforma ha preservado formalmente el monopolio público en materia de hidrocarburos conforme a lo dispuesto en la Constitución. Sin embargo, la legislación secundaria fue modificada para reducir el alcance de la industria petrolera.² Las actividades aguas abajo del gas natural dejaron de formar parte de ella y, por lo tanto, quedaron abiertas al sector privado. El GLP, tradicionalmente considerado un producto refinado y por lo tanto bajo control exclusivo de Pemex, fue catalogado como “gas” y por lo tanto incluido en las disposiciones de apertura. La

¹ Sin considerar la industria petroquímica.

² Se trata de la reforma a la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, del 11 de mayo de 1995 (gas natural) y del 13 de noviembre de 1996 (petroquímica).

elaboración de productos petroquímicos también quedó afuera de las actividades consideradas estratégicas. A pesar de las recomendaciones de algunos organismos internacionales de crédito,³ la postura oficial no consigna la necesidad de cambiar la estructura de la industria petrolera para modernizar y expandir el sistema de suministro de petróleo crudo y sus productos derivados.

Recuadro 1

ÁMBITOS DE PARTICIPACIÓN DE LOS SECTORES PÚBLICO Y PRIVADO EN EL SECTOR ENERGÉTICO

El Estado se hace cargo, a través de Pemex, la CFE y LFC, de las actividades siguientes:

- i) Exploración, producción, refinación, transporte, almacenamiento, distribución, así como las ventas de primera mano y comercio internacional del petróleo y los productos que se obtengan de la refinación.
- ii) Exploración, explotación, elaboración y ventas de primera mano de gas natural, así como el transporte y el almacenamiento indispensables y necesarios para conectar su explotación y elaboración.
- iii) Elaboración, transporte, almacenamiento, distribución y ventas de primera mano de aquellos derivados del petróleo y del gas natural que sean susceptibles de servir como materias industriales básicas y que constituyen petroquímicos básicos, a saber: etano, propano, butano, pentano, hexano, heptano, materia prima para negro de humo y naftas, así como metano cuando provenga de carburos de hidrógeno, obtenidos de yacimientos ubicados en el territorio nacional y se utilice como materia prima en procesos industriales petroquímicos.
- iv) Generación, conducción, transformación, distribución y abastecimiento de energía eléctrica que tenga como finalidad la prestación de servicio público.
- v) Todas las actividades asociadas a la industria nuclear.

El sector privado participa en las actividades siguientes:

- i) Distribución y comercialización de algunos productos petrolíferos, en particular, gasolina y diesel.
- ii) Transporte, almacenamiento, distribución, comercialización, importación y exportación de gas natural (1995).
- iii) Transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de gas licuado del petróleo (1999).
- iv) Elaboración, venta y comercio internacional de productos petroquímicos (1996) y lubricantes (1992).
- v) Todas las actividades de la cadena del carbón (1990).
- vi) Autoabastecimiento, cogeneración, producción independiente, pequeña producción, generación de emergencia, así como exportación, transporte y transformación de electricidad asociada a las modalidades anteriores y, finalmente, importación para usos propios (1992).

En razón de las restricciones a la integración vertical, Pemex ya no puede desarrollar las actividades siguientes:

- i) Distribución de gas natural (1995).
- ii) Distribución de GLP (1999).

La excepción es el GLP, producto en que ha habido cambios importantes.⁴ El gobierno ha venido impulsado la reorganización de la industria asociada a ese combustible, con el fin de que se incorporen nuevos participantes a las tareas de transporte, distribución y comercialización. Ese esfuerzo de transformación tiene la finalidad de mejorar el sistema de suministro, pues su desempeño deja que desear en términos de calidad, seguridad y precio para los consumidores finales.

³ Véase, por ejemplo, Giugale Lafourcade y Nguyen (2001), capítulo 17.

⁴ Las características técnicas y económicas del GLP lo hacen más parecido a los productos refinados que al gas natural. En el plano internacional se le considera derivado del petróleo.

Recuadro 2

MODALIDADES DE COORDINACIÓN EN EL SECTOR ENERGÉTICO MEXICANO

1. Industria petrolera

Se utiliza el “control central”, modalidad que se caracteriza por la exclusividad del Estado en las decisiones, las cuales se formulan sobre la base de una planificación centralizada de carácter normativo y una definición política de prioridades de ejecución y puesta en marcha por parte de Pemex. Esta empresa goza del monopolio en los intercambios con el exterior.

2. Industria eléctrica

Prevalece la modalidad de “comprador único”, en la cual las empresas privadas constituidas como productores independientes construyen centrales de generación para vender la electricidad exclusivamente a la CFE de acuerdo con una planificación centralizada, o exportarla. El sector privado puede importar energía eléctrica para usos propios o exportar el fluido si fue generado a partir de permisos de cogeneración, autoabastecimiento o pequeña producción.

3. Industria de gas natural

Se utiliza una modalidad híbrida, que combina la exclusividad del Estado en las actividades aguas arriba, el monopolio público regulado en las ventas de primera mano de gas nacional, y el mercado abierto en las actividades aguas abajo. La importación y exportación de gas natural es libre.

4. Industria del gas licuado del petróleo

Está vigente una modalidad híbrida. Pemex tiene el monopolio en la producción y las ventas de primera mano de GLP nacional. La importación y exportación son libres. Existen restricciones a la integración vertical entre transporte por medio de ductos y las actividades aguas abajo. La distribución sólo está permitida a personas físicas o morales de nacionalidad mexicana.

5. Industria del carbón

Priva la modalidad de mercado abierto.

En 1999 entró en vigor un nuevo reglamento,⁵ el cual establece que Pemex conserva derechos exclusivos en la producción y las ventas de primera mano de gas licuado, pero los pierde en comercio exterior, almacenamiento, transporte y distribución. En virtud de las restricciones a la integración vertical, ya no puede participar en la distribución y la venta al público. Los servicios de distribución están reservados a personas físicas o morales de nacionalidad mexicana, conforme a la Ley de Inversión Extranjera. Aunque el reglamento establece la libre importación, la Secretaría de Comercio y Fomento Industrial (SECOFI) mantuvo el requisito de permiso previo, lo que, aunado al esquema de subsidios otorgados con cargo a Pemex, desalentó la creación de agentes comercializadores o la importación directa por los distribuidores, por lo que su aplicación se postergó hasta que existieran condiciones

⁵ Véase Diario Oficial de la Federación (1999).

apropiadas. Actualmente se están diseñando varias directrices para completar el marco regulador básico. Con la finalidad de incrementar la seguridad se puso en marcha un Programa de reposición de recipientes portátiles en el período 2000-2005.

El incremento unilateral de precios al consumidor final a mediados de 2000 por parte de los distribuidores y la evolución de las cotizaciones internacionales, produjeron un alza sostenida de precios. El descontento social ⁶ en los primeros meses de 2001 llevó a la Comisión Federal de Competencia (CFC) a iniciar una investigación en 18 estados de la República en la que se detectaron prácticas monopólicas absolutas —colusión para fijar precios y concentraciones indebidas—, por lo que las autoridades decidieron congelar el margen de los distribuidores. La investigación se extendió a todos el país y en función de sus resultados se decidirá si se elimina el control de precios. ⁷ A partir del 1 de julio la importación quedó liberalizada para empresas nacionales y extranjeras, lo cual da inicio al retiro gradual de Pemex de la actividad de transporte, para que ingresen más firmas al mercado.

En suma, las autoridades buscan que el abasto de GLP en todo el país sea suficiente y ofrezca las mejores condiciones de calidad, seguridad y precio para los consumidores finales, mediante la incorporación de nuevos participantes en las actividades aguas abajo y la creación de un mercado competitivo. El reto es mayúsculo vistos los intereses creados en la distribución a lo largo de los últimos 50 años. ⁸ Conforme se desarrolle la competencia, a lo cual ayudaría la apertura de la distribución a las firmas extranjeras, el monopolio de Pemex en la producción será visto como un obstáculo y sería cuestionado, como sucede actualmente en la industria del gas natural.

2. Gas natural

Con la finalidad de ampliar el consumo de gas natural, la pasada administración impulsó la apertura de la industria de ese hidrocarburo en sus segmentos aguas abajo. La reforma, aprobada por el Congreso en mayo de 1995, separó las actividades de la cadena y permitió la participación privada en transporte, almacenamiento y distribución. Paralelamente, quedaron eliminadas las restricciones al comercio exterior y a la comercialización. Pemex conservó la exclusividad en la exploración, producción, procesamiento y ventas de primera mano de gas nacional, así como la operación y la propiedad de la red troncal de gasoductos, pero tuvo que vender sus redes de distribución para acatar las nuevas restricciones a la integración vertical. Asimismo, se le autorizó continuar participando en la importación, exportación y venta a los grandes usuarios. Los sistemas de distribución de gas natural de la CFE en el norte del país fueron desincorporados y vendidos al sector privado.

⁶ Más del 80% de los hogares consumen GLP, fundamentalmente para la cocción de alimentos y el calentamiento de agua.

⁷ En un informe preliminar de la CFC, aparecido el 1 de junio de 2001, se determinó que 159 empresas llevan a cabo prácticas monopólicas absolutas en 19 estados. Cabe destacar que cinco empresas controlan el 40% del mercado, y que, en algunas zonas del país, el control es absoluto.

⁸ De acuerdo con versiones periodísticas, confirmadas por la CRE y la Secretaría de Energía, las ganancias de los distribuidores rebasaron los 20 000 millones de pesos en el 2000.

Como resultado de la apertura entre 1996 y junio de 2000, el sector privado, nacional y extranjero, fue autorizado a desarrollar 66 proyectos de transporte y 21 de distribución, los cuales comprometieron inversiones por 2 260 millones de dólares. Ello haría llegar el combustible a 2.1 millones de usuarios industriales, comerciales y residenciales, en beneficio de alrededor de 10 millones de habitantes.

No obstante esos resultados, la CRE considera que existen rezagos que hacen difícil satisfacer los requerimientos de los consumidores en términos de cantidad, oportunidad, lugar y modalidades de entrega, por lo que el desarrollo de la industria dista de ser competitivo y eficiente. Ubica la causa de esas anomalías en la falta de nuevos actores, no duda en advertir que, de no corregirse, esos rezagos pondrán en entredicho el éxito de la reforma.⁹ Con base en esas consideraciones, la CRE llamó a una consulta pública en octubre de 2000, a fin de conocer propuestas para promover una segunda generación de reformas en el marco jurídico e institucional. El documento marco para dicha consulta establece un diagnóstico y deja entrever algunas soluciones que, por su alcance, van más allá de la regulación y caen de lleno en el ámbito de la política energética.

En producción, el diagnóstico indica que los esfuerzos del gobierno para satisfacer una demanda en rápida expansión (9% en el período 2000-2008) mediante el Programa Estratégico de Gas Natural son insuficientes, por lo que se deberá recurrir a importaciones crecientes. Por otra parte, las cuantiosas inversiones de dicho programa (12 500 millones de dólares en 15 años) presentan un reto presupuestario en un entorno de austeridad en el que se busca privilegiar el gasto social y el combate a la pobreza.¹⁰ Conviene notar que México cuenta con reservas muy importantes (78.3 terapiés cúbicos [Tpc]). A su vez, la cadena de producción del combustible presenta condiciones estructurales que limitan el crecimiento de la oferta, ya que la mayor parte de la producción es de gas asociado. Así, la producción de gas no se determina en función de su demanda en el mercado, sino por los programas de producción de crudo. En consecuencia, para contar con una oferta suficiente y oportuna se requerirá un mayor esfuerzo de exploración y producción de los yacimientos de gas natural no asociado. Sin embargo, la asignación presupuestaria para proyectos de gas natural no asociado ha sido limitada por la enorme diferencia en los niveles de rentabilidad respecto de los proyectos de petróleo crudo, así como por consideraciones de flujo de divisas y de financiamiento del gobierno.

En materia de transporte y comercialización, el diagnóstico indica que el marco regulador vigente no prevé restricciones a la integración vertical de las actividades de primera mano y otras formas de comercialización, por lo que cualquier agente dedicado a alguna de esas actividades —Pemex concretamente— puede ofrecer el combustible y sus servicios de manera integrada, si es que el cliente así lo desea.

A partir del análisis de la experiencia internacional se observa que cuando se permite la integración vertical entre transporte y comercialización, los transportistas tienden, por una parte, a otorgar un tratamiento preferente al transporte de su propio gas y a limitar el acceso a todos los demás y, por otra, a mezclar los servicios regulados con los servicios no regulados —lo cual significa la posibilidad de practicar subsidios cruzados—, para evadir la regulación. Ese

⁹ Véase CRE (2000b).

¹⁰ Salvo que las cuentas de PEMEX se sacaran del presupuesto del sector público.

comportamiento de los transportistas limita la competencia en la comercialización, lo que se traduce en un poder dominante de mercado para esos actores.¹¹

En otras palabras, la CRE deduce que Pemex ha ejercido prácticas de poder dominante, lo cual ha inhibido la multiplicación de comercializadores y, por lo tanto, la competencia en la venta al consumidor final. A lo expuesto por la CRE debe sumarse otro factor negativo: la reciente volatilidad de precios del combustible en los mercados de los Estados Unidos y Canadá. En materia de expansión de los sistemas de transporte, el diagnóstico subraya que los sistemas existentes comienzan a experimentar cuellos de botella por el fuerte aumento de la demanda. Aunque está permitida la participación privada, Pemex continúa siendo el principal realizador de este tipo de proyectos, la mayoría de los cuales se vinculan con el abastecimiento a las plantas de generación eléctricas y las interconexiones con los sistemas allende el río Bravo.

Finalmente, en su diagnóstico, la CRE indica dos problemas adicionales: la insuficiencia del marco jurídico para resolver de manera expedita los problemas asociados a la obtención de las servidumbres de paso y aprovechamiento de los derechos de vía, así como la falta de infraestructura de almacenamiento a pesar de que existen sitios favorables para ello.

El regulador concluye que es necesario profundizar las reformas estructurales iniciadas en 1995 a fin de promover la entrada de nuevos participantes en los distintos segmentos de la cadena de suministro, y avanzar hacia una estructura industrial más eficiente y competitiva de manera que los usuarios dispongan de alternativas de suministro. Las medidas de política energética que ha venido sugiriendo la CRE para superar los rezagos en materia de eficiencia y competencia en el suministro de gas natural son fundamentalmente tres: la apertura al sector privado de los segmentos aguas arriba de la cadena de gas natural no asociado; retirar a Pemex el derecho a comercializar el combustible, y desautorizar presupuestariamente a Pemex para invertir en la expansión de los sistemas de transporte con el fin de que concentre su atención y sus recursos en la producción de gas.

3. Electricidad

En 1992 se modificó la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica para permitir al sector privado una mayor participación y cumplir así los compromisos derivados de las negociaciones del Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLC). Las modificaciones giraron en torno a la definición de servicio público. De acuerdo con lo aprobado por el Congreso, no se considera servicio público el autoabastecimiento, la cogeneración, la pequeña producción, la generación para emergencias y la generación que tenga por objeto vender la totalidad de la producción a la CFE, es decir, la producción independiente de electricidad (PIE). Tampoco se considera servicio público la exportación de electricidad derivada de las modalidades mencionadas y la importación para usos propios.

¹¹ Para contrarrestar ese comportamiento, las autoridades de Argentina, el Reino Unido y los Estados Unidos han introducido regulaciones específicas para restringir la integración vertical entre transportistas y comercializadores.

De este modo, se suprimieron las barreras jurídicas a la inversión privada en la generación y el comercio exterior, pero se mantuvo la estructura verticalmente integrada, el planeamiento central, la propiedad pública del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), así como la exclusividad de la CFE para comprar los excedentes de generación y prestar el servicio a los usuarios.¹²

Aun cuando la conformación del marco regulatorio y normativo para aprovechar las posibilidades abiertas con los cambios en la ley se demoró varios años,¹³ los resultados han sido sustantivos. Hasta agosto de 2000 se había expedido más de una centena de permisos para nuevos proyectos de autoabastecimiento, cogeneración, producción independiente, exportación e importación, los cuales representan una capacidad de 9 676 MW e inversiones por 5 237 millones de dólares.¹⁴ Ese flujo de capital continuará ganando importancia. Las autoridades prevén que el aumento de la capacidad de generación entre 2000 y 2009 se basará casi completamente en el ahorro privado. En el caso de la electricidad para servicio público, el sector privado realizará el 97.7% de las inversiones requeridas.¹⁵ Pero no sólo se ha logrado atraer capital. Gracias a la competencia durante las licitaciones públicas, los potenciales productores independientes han propuesto precios bajos (de entre 2.4 y 3.4 centavos de dólar por kWh).

Aun reconociendo la importancia de esos resultados, las autoridades tutelares y regulatorias del sector consideran que la participación del sector privado ha resultado insuficiente y se desarrolla en condiciones desfavorables para el gobierno bajo el marco legal e institucional actual.¹⁶ Apoyan su conclusión en varias razones, algunas de ellas de naturaleza financiera.

En primer lugar, las condiciones monopólicas y las limitaciones en el marco jurídico¹⁷ hacen poco atractiva la inversión de capital privado en proyectos de autoabastecimiento, cogeneración y pequeña producción.¹⁸ Al no haber un mercado en el cual se puedan vender los excedentes en forma competitiva, esos proyectos sólo son rentables cuando el productor

¹² Cabe destacar que el autoabastecimiento, la cogeneración, la pequeña producción, la exportación y la importación se desarrollan espontáneamente por parte del sector privado. En cambio, la producción independiente se da en el marco del programa de obras de la CFE orientado a la modernización y expansión del SEN. La CFE lleva a cabo licitaciones públicas en las que los inversionistas privados compiten por ganar el concurso y adjudicarse un contrato de largo plazo mediante el cual la empresa estatal compra potencia y energía (contrato PPA, por sus siglas en inglés *Power Purchase Agreement*).

¹³ El primer proyecto de producción independiente no llegó a buen término sino hasta 1997, es decir, cinco años después de la reforma a la ley.

¹⁴ Véase CRE (2000a).

¹⁵ Véase Secretaría de Energía (2000e).

¹⁶ Véase Pérez Jácome (2001).

¹⁷ En la actualidad la CFE tiene la posibilidad de comprar capacidad y energía provenientes de proyectos privados sin licitación hasta por 20 MW. La compra de excedentes (energía económica) se realiza con base en el “costo total de corto plazo”, de acuerdo con la metodología establecida por la CRE.

¹⁸ Véase CRE, *Informe 1995-2000 (op. cit.)*. De acuerdo con Pérez-Jácome (2001), hasta agosto de 2000 los proyectos en operación bajo esos esquemas representaban 1 547 MW, de los cuales sólo 852 MW correspondían a nuevas inversiones y 695 MW a regularizaciones. En contraste, la capacidad autorizada para el conjunto de modalidades en donde participa el sector privado ascendía a 14 635 MW.

aprovecha toda su capacidad de generación para usos propios. Ello explicaría, parcialmente, el estancamiento de la cogeneración, a pesar de su enorme potencial de desarrollo.¹⁹

Por otra parte, los esquemas en los que participa el sector privado en la expansión del servicio público no representan una verdadera inversión de capital por parte de los particulares, ya que el Estado asume los riesgos de la inversión.²⁰ Aunque en los nuevos contratos el inversionista privado asume cada vez más riesgos, por ejemplo el del abasto de combustible, sigue siendo el Estado el que asume el mayor de todos, al firmar un contrato *take or pay* del producto o de la obra. Además, una vez que los proyectos entran en operación, se generan obligaciones de pago para el gobierno que deben preverse en el Presupuesto de Egresos de la Federación para cada año, por lo que se registran como deuda pública.²¹ En tercer lugar, los contratos firmados con los productores independientes obligan a pagar el precio acordado en el contrato a lo largo de la vida del proyecto, por lo que el Estado no podría aprovechar una eventual reducción de costo de generación derivada del desarrollo tecnológico en los próximos años.²²

Por su parte, la CFE no genera suficientes recursos para soportar la importante expansión del consumo de electricidad que se espera en los próximos años, ya que las tarifas son insuficientes al tener un subsidio considerable.²³ La política actual de conceder subsidios generalizados a través de las tarifas está socavando la viabilidad financiera del sector.²⁴

¹⁹ Hasta agosto de 2000 solamente 1 123 MW se encontraban en operación y 466 MW en construcción, contra un potencial técnico de entre 5 200 y 9 750 MW en la industria y 10 000 MW en Pemex. Véase Secretaría de Energía (2000b), pág. 88.

²⁰ Véase Secretaría de Energía (1999), pág. 16.

²¹ De acuerdo con la normatividad vigente una pequeña fracción se registra como deuda directa y la mayor parte como deuda contingente.

²² Véase CRE (2000a). Cabe destacar que ese problema afecta a todas las empresas con actividades en industrias pesadas con grandes períodos de maduración de las inversiones, sin importar la estructura de mercado. Además, el cambio tecnológico en los equipos de generación de electricidad no es tan dinámico como en otras industrias.

²³ Equipo de Transición Económica (2000).

²⁴ Secretaría de Energía (1999), pág. 19.

II. ABASTECIMIENTO

Uno de los grandes retos del sector energético mexicano consiste en garantizar un suministro de energía, suficiente y oportuno, al menor costo posible en el corto y largo plazos, de calidad creciente, además de diversificado, para el consumidor final. Ello sin menoscabo del entorno natural y del aprovechamiento racional de los productos energéticos fósiles con los que cuenta el país. Por lo tanto, a partir de un sistema de abastecimiento caracterizado por fuertes contrastes, resultado de los criterios con los que se han venido asignando los recursos en el sector, se analizan las perspectivas de las industrias petrolera, del gas natural y de la electricidad.

A. SISTEMA DE SUMINISTRO

Con base en las reformas realizadas en el sector energético, su desarrollo en los últimos años se ha venido realizando con recursos públicos y privados. Debido a lo reducido y reciente de la apertura, su fisonomía refleja, ante todo, los programas, directrices y criterios definidos por el gobierno, especialmente los establecidos por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), órgano que por sus atribuciones tiene un peso más importante que cualquier otro en el desarrollo sectorial.²⁵

En ese sentido, el crecimiento del sector energético ha sido moldeado por tres factores fundamentales. En primer lugar, las severas limitaciones presupuestarias y de endeudamiento del gobierno federal para alcanzar la estabilidad macroeconómica. Las restricciones se han agudizado tanto en los momentos de mayor apuro económico como durante la crisis financiera de 1994-1995 y la caída de los precios del petróleo en 1997-1998. A la astringencia financiera interna se ha sumado la escasez de créditos de las instituciones financieras internacionales para los proyectos realizados por empresas públicas. Si bien ha habido créditos de proveedores y compañías constructoras, éstos no fueron adecuados en tiempos y monto.

En segundo lugar, la asignación prioritaria de los escasos recursos disponibles a los proyectos de mayor rentabilidad y rápida generación de ingresos para aliviar presiones sobre las finanzas públicas y la balanza de pagos. La maximización del valor económico de corto plazo ha

²⁵ Esta Secretaría tiene a su cargo: a) fijar los precios y tarifas de los bienes y servicios ofrecidos por las empresas públicas; b) emitir las directrices generales de operación de las empresas públicas, y supervisar su aplicación; c) establecer las políticas de endeudamiento; d) autorizar las operaciones de crédito; e) instaurar el régimen fiscal; f) vigilar el cumplimiento de las obligaciones en materia de planeamiento, programación, presupuestación, contabilidad y evaluación, y g) proponer al Congreso el presupuesto de las entidades.

sido el criterio para seleccionar los proyectos.²⁶ En tercer lugar, la búsqueda del menor costo en el corto plazo para aumentar la flexibilidad del gasto, como factor discriminante para la selección de tecnologías, sitios de construcción, tamaño de los proyectos y otros aspectos.

La aplicación estricta de esos criterios ha significado desarrollo para algunas actividades, pero estancamiento para otras. Se trata de un desarrollo con velocidades distintas según el área. Se han privilegiado las que permiten obtener cuantiosas rentas económicas, atender urgencias o mitigar agudos problemas ambientales. En cambio, se han relegado los proyectos de rentabilidad menos espectacular, intensivos en capital y con largos períodos de maduración, como los desarrollos hidroeléctricos. Como resultado, el sector energético presenta ahora fuertes contrastes.

1. Petróleo

En la última década, el esfuerzo exploratorio de Pemex ha experimentado fuertes altibajos,²⁷ y se ha concentrado en conocer mejor los recursos existentes. Las circunstancias presupuestarias explican esa orientación. En 1997 se puso en marcha el Plan Estratégico de Exploración 1997-2001 que comprende tres subprogramas: “Delimitación y Caracterización de Yacimientos”, “Incorporación de Reservas” y “Evaluación del Potencial”. El esfuerzo se concentra en los dos primeros, que son de bajo riesgo geológico. Las autoridades han declinado destinar recursos a la puesta en marcha de un agresivo programa de exploración para incrementar las reservas de petróleo, las cuales se redujeron substancialmente luego de que concluyeron las estimaciones con base en definiciones, métodos y procedimientos internacionales.²⁸ A mediano plazo sería necesario fortalecer la exploración de mayor riesgo geológico, con el fin de reponer la extracción de los yacimientos productores que están en su etapa madura de explotación, con una franca declinación en su producción.

En contraste, la voluntad para aumentar la producción ha sido notable, al igual que en otros países productores. Desde 1995 la perforación de pozos de desarrollo está en auge.²⁹

²⁶ Los proyectos de extracción de crudo destacan por su rentabilidad en virtud de los bajos costos de producción. De acuerdo con la Secretaría de Energía, el proyecto Cantarell tiene una tasa interna de retorno superior a 900%. Sin embargo, la experiencia internacional muestra que concentrar las inversiones en la actividad extractiva puede llegar a tener efectos perversos en diferentes sectores de la economía (*Dutch disease*).

²⁷ Durante los tres primeros años de la década de los años noventa se perforó un promedio de 45 pozos exploratorios por año. Posteriormente, el esfuerzo se redujo a menos de la mitad: entre 1995 y 1997 sólo 10 pozos por año. En 1998 y 1999 fueron 21 y 22, respectivamente.

²⁸ Las reservas probadas de petróleo se redujeron en 36% y las de gas en 30%, como resultado de las reevaluaciones solicitadas a raíz de la crisis financiera de 1994-1995. Al 1 de enero de 2001, las primeras (crudo, condensados y líquidos de gas) se estimaron en 26 941 millones de barriles (MMb) y las segundas en 29 505 Tpc. Las reservas de crudo se concentran en la zona marina, principalmente crudo pesado (22° API), más difícil de comercializar y refinar que los crudos ligeros. Solamente se lograron incrementos en las reservas para el año 2000, debido al descubrimiento del campo Sibil, localizado en las inmediaciones de Cantarell.

²⁹ Desde 1994, las perforaciones de desarrollo han crecido de manera sostenida, pasando de 47 ese año a 212 pozos en 1999.

Inicialmente fue privilegiado el aprovechamiento de campos de petróleo (Proyecto Cantarell), con el fin de ampliar la plataforma de exportación y de ahí el flujo de petrodólares para paliar la crisis financiera de 1994-1995 y sus secuelas. Paralelamente, se buscó incrementar la extracción de gas natural no asociado (Proyecto Burgos); asimismo, se puso énfasis en el desarrollo de campos de crudo ligero (Proyecto Delta del Grijalva), para aprovechar su mejor valorización en el mercado internacional.

Los resultados del esfuerzo para incrementar la producción de crudo son tangibles. En 1994 ésta se estableció en 2.68 millones de barriles diarios (MMbd), pero para 1998 había crecido a 3.07, lo cual significa una diferencia de casi medio millón de barriles diarios. En el año 2000 la producción de petróleo ascendió a 3.012 MMbd, de los cuales el 54.8% se exportó y el resto se envió al mercado nacional.³⁰

Debido a los criterios de asignación del gasto público, la extracción de los hidrocarburos no siempre ha sido idónea respecto de las características de los yacimientos. La producción se ha basado fundamentalmente en recuperación primaria. A partir del Proyecto Cantarell, Pemex ha comenzado a poner en práctica, con mayor intensidad, técnicas de recuperación mejorada. El reto será aplicar sistemáticamente procedimientos para incrementar la recuperación final de los hidrocarburos de los yacimientos productores.

El país cuenta con un Sistema Nacional de Refinación (SNR), compuesto por 6 refinerías (Salina Cruz, Tula, Cadereyta, Salamanca, Minatitlán y Ciudad Madero), que totaliza una capacidad de procesamiento de 1.5 MMbd. En la última década la prioridad se ha centrado en la modernización operativa y la obtención de productos de mejor calidad. Gracias al programa "Paquete Ecológico" (1990-2000) se elevó la complejidad de las operaciones de tratamiento de crudo, y fue posible introducir en el mercado gasolina sin plomo, con bajo contenido de azufre y alto octanaje, así como diesel con bajo contenido de azufre (0.05%), que sustituyeron a los viejos carburantes.

Sin embargo, el aumento de la calidad de los productos no implicó mayor volumen de oferta, debido a que se difirieron los proyectos de construcción de nuevas refinerías. Para hacer frente al crecimiento de la demanda, se optó por importar productos refinados.³¹ Como resultado, México ha incrementado las importaciones de gasolina (1989) y diesel (1997), así como de combustóleo de bajo contenido de azufre, por razones ambientales y logísticas.³² Recurriendo a la importación se han evitado cuantiosas inversiones, pero se ha contribuido a profundizar el déficit de la balanza comercial.

³⁰ En los primeros siete meses de 2001 la producción promedió 3.105 MMbd, de los cuales el 81% se produjo en campos costa afuera. El flujo más importante es el de crudo pesado (63%) y, en menor medida, el de crudo ligero (22%) y super ligero (15%).

³¹ En esa dirección, Pemex se asoció con Shell para incrementar la capacidad de tratamiento de petróleo pesado de la refinería de Deer Park en Texas. A cambio de un mayor suministro de crudo maya, recibe gasolina de buena calidad.

³² En el período 1998-1999 el valor de las importaciones netas de productos derivados, gas natural y petroquímicos representaron entre 18% y 24% del valor de las exportaciones de petróleo crudo.

Con el “Proyecto Cadereyta”³³ y el “Programa de Reconfiguración de Refinerías”³⁴ que comenzaron en 1997 y 1998, respectivamente, Pemex se propone modernizar y modificar la estructura de producción con la finalidad de poder procesar una mayor cantidad de crudo maya proveniente del Proyecto Cantarell, lo cual incrementaría la disponibilidad de crudo ligero para la exportación, pero al mismo tiempo permitirá obtener más y mejores destilados medios y ligeros. Con ello Pemex intenta satisfacer la demanda de refinados con producción nacional, asumiendo que se reducirá significativamente el consumo de combustóleo al ser sustituido por gas natural. Sin embargo, los volúmenes adicionales de productos ligeros conseguidos con ese programa no serían suficientes para eliminar completamente la importación.

La presente administración ha decidido afrontar el reto de eliminar los déficit en las cadenas de producción de productos derivados y aumentar su calidad, construyendo una nueva refinería que devolvería al país la autosuficiencia y le permitiría tener excedentes exportables de algunos productos. Las autoridades también plantean la construcción de una refinería destinada a la producción de insumos petroquímicos. Para ello, diversos estudios están en marcha.

2. Gas natural

Históricamente los criterios de evaluación de inversión y análisis de riesgo en Pemex han privilegiado el petróleo en detrimento del gas natural. El enorme diferencial en los niveles de rentabilidad y flujo de efectivo entre ambas actividades ha determinado una asignación de los recursos claramente en favor del primero. De ahí que los niveles de reservas, producción y consumo de gas natural hayan dependido de las políticas de extracción de petróleo crudo.

Con el abandono de los criterios de autarquía energética a fines de la década de los años ochenta, se abrió, al inicio de los noventa, la posibilidad de importar grandes cantidades de gas por razones logísticas o económicas. Esa posibilidad, aunada a la adopción de una decidida política de sustitución de petróleo (combustóleo y diesel) por gas natural (principalmente en el sector eléctrico), incidió en el consumo. Éste, que había sido muy limitado, comenzó a crecer rápidamente y a desligarse de la producción interna.³⁵ A su vez, con el Proyecto Burgos iniciado en 1997,³⁶ el gas no asociado ha venido aumentando su peso específico dentro de la oferta

³³ El objetivo del proyecto es eliminar la producción de combustóleo y aumentar la de gasolina y diesel, así como procesar una mayor cantidad de crudo pesado. Incluye la construcción de 10 plantas nuevas, una de ellas coquizadora, y la adecuación de otras 10.

³⁴ Con este programa será posible ofrecer un mayor volumen de combustibles adecuado a las normas ambientales NOM-086 (fuentes móviles), las cuales especifican niveles máximos de aromáticos en gasolinas, y azufre en combustóleo y diesel. El programa está dividido en tres fases: Cadereyta (1997-2000), Madero, Tula y Salamanca (1999-2002); Minatitlán y Salina Cruz (2000-2003).

³⁵ Entre 1994 y 2000 la producción de crudo creció a un ritmo anual de 2.6%, en tanto que la extracción de gas natural aumentó a razón de 4.3%.

³⁶ El desarrollo de la Cuenca de Burgos buscaba incrementar la producción de 420 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd) en 1997, a unos 1 400 MMpcd en el año 2000. El programa sufre retrasos y no será sino hasta 2002 que se alcanzará esa meta.

nacional de gas,³⁷ y lo seguirá haciendo en el futuro gracias al Programa Estratégico de Gas (PEG), puesto en marcha a fines de 1999.³⁸

Ese avance es sin duda importante, pero habría sido más significativo si se hubieran aprovechado las grandes cantidades de gas natural enviadas a la atmósfera a causa del accidente en la planta procesadora de gas en Cactus. También influyó en ello la falta de infraestructura para el manejo del gas asociado, que no se pudo construir oportunamente por desfase en el desarrollo de los módulos del proyecto Cantarell.³⁹ De ahí que un reto inmediato sea reducir el venteo a lo estrictamente indispensable.

En el año 2000 la producción de gas natural ascendió a 4 679 MMpcd. Para la reserva total —suma de reservas probadas, probables y posibles— la relación reservas/producción es de 44.8 años.⁴⁰ El gas asociado contribuyó a la producción total con 72.2%, y el gas no asociado con el restante 27.8%. La producción estuvo conformada, en su mayoría (73.6%), por “gas amargo”, es decir, gas con alto contenido de azufre, que debe ser tratado en plantas endulzadoras para eliminar dicho componente; el “gas dulce” representa el 26.4% del total extraído. Asimismo, se trata por regla general de “gas húmedo” (3 620 MMpcd, de los cuales 87% es amargo y 13% es dulce), un gas que contiene líquidos en estado de saturación, recuperables por medio de diferentes procesos.⁴¹

El gas húmedo —amargo y dulce— fue enviado a 17 plantas endulzadoras y a 13 plantas criogénicas.⁴² A la salida de las plantas de tratamiento en el año 2000 se obtuvieron 2 791 MMpcd de gas seco, 445 000 bd de líquidos de gas y condensados, 204 000 bd de gas licuado, y 661 000 toneladas de azufre. El gas seco es inyectado a una extensa red de gasoductos de transporte, con una longitud de 9 185 km. La red se extiende a lo largo de la costa del Golfo de México, conectando las principales zonas consumidoras, el centro y el noreste del país, con las

³⁷ Entre 1994 y 2000 la producción de gas no asociado creció a un ritmo anual de 16.6% y su participación dentro de la oferta de gas pasó de 14.3% a 27.8%.

³⁸ El programa contempla un horizonte de 15 años, con un costo aproximado de 13 075 millones de dólares (125 000 millones de pesos de 1999). Está conformado por cuatro proyectos integrales (Crudo Ligero Marino, Macuspana, Veracruz y Tampico-Misantal-Sur de Burgos), y 16 proyectos específicos de explotación e incorporación de reservas. Véase Pemex, *Memoria de Labores 1996-1999*.

³⁹ El gas desperdiciado pasó de 118 MMpcd en 1994 a 403 MMpcd en 1996. Ese volumen aumentó en forma significativa, hasta alcanzar 600 MMpcd en 1998, equivalentes al 13.8% de la producción total. En 2000 disminuyó a 450 MMpcd.

⁴⁰ La suma de reservas probadas, probables y posibles de gas natural da un total de 78.3 Tpc, localizadas principalmente en Poza Rica (32%), Altamira (17%), Burgos (11%) y Cantarell (6%). Cabe destacar que los costos de producción del gas asociado contenidos en el paleocanal de Chicontepec (Poza Rica) son altos, por lo que el aprovechamiento de esos recursos tiene como condición precios sensiblemente elevados y/o desarrollo de tecnologías que permitan costos más bajos.

⁴¹ Una vez suprimido el azufre y extraídos los líquidos, el gas natural se denomina “gas seco” y está listo para ser enviado directamente a los centros de consumo. Cabe señalar que al extraer los componentes licuables (de mayor poder calorífico), el gas natural tiene menor poder calorífico.

⁴² La capacidad de las plantas endulzadoras y criogénicas totalizan 3 753 MMpcd, y 3 959 MMpcd respectivamente, agrupadas en 10 centros de producción. La capacidad de las unidades de absorción en las plantas recuperadoras de licuables es de 750 MMpcd; por su parte, la capacidad de fraccionamiento de líquidos es de 554 MMpcd.

zonas productoras del sureste. Globalmente, la red tiene una capacidad excedentaria, por lo que es posible efectuar conexiones sin necesidad de ampliar la red principal. Por lo mismo, se utilizan los ductos para satisfacer las necesidades de almacenamiento del sistema. Por su lejanía, los estados de Sonora y Baja California no están conectados a la red troncal de gasoductos y son abastecidos desde los Estados Unidos. El sistema troncal se conecta con el sistema de gasoductos de los Estados Unidos en 10 puntos que permiten intercambios hasta por 1 104 MMpcd.⁴³

La disponibilidad de gas seco en 2000 se elevó a 3 885 MMpcd, de los cuales el 71.8% provino de las plantas de Pemex Gas y Petroquímica Básica (2 791 MMpcd), el 19.3% directamente de los campos (752 MMpcd), el 5.9% de importaciones a través de la frontera norte (231 MMpcd), el 2.5% de inyección de etano (98 MMpcd) y el 0.3% de otras corrientes suplementarias. En los últimos años el gas enviado directamente de los campos ha tenido un crecimiento espectacular (33.2% de promedio anual entre 1994 y 1999), en razón de un mayor desarrollo de los campos de gas no asociado. Tomando en cuenta las diferencias estadísticas y las exportaciones (50 MMpcd), se tiene que la oferta al mercado nacional ascendió a 3 836 MMpcd. Pemex absorbió el 46.3%, la industria el 25.5%, la producción de electricidad el 22.7% y el sector doméstico el 5.4%. Las importaciones se situaron en 231 MMpcd, arrojando una factura de 366 millones de dólares, en tanto que las exportaciones totalizaron 24 MMpcd, obteniéndose por ese concepto 49 millones de dólares.

En los últimos años el consumo final de gas natural no sólo se ha incrementado sensiblemente, sino que ha modificado su estructura. Esos cambios se explican esencialmente por un mayor consumo para la generación de electricidad derivado de la conversión a gas natural de las centrales de la CFE localizadas en zonas ambientalmente críticas, la entrada en operación de centrales de ciclo combinado y turbogas para servicio público, así como al desarrollo de algunos proyectos de cogeneración del sector privado. Entre 1993 y 1999 el crecimiento del consumo nacional fue a razón de 4.6% anual, pero el del sector eléctrico llegó al 10.1%, lo cual le permitió elevar su participación del 15% al 20%. En cambio, la participación de la industria cayó del 45% al 37% en razón del desplome del consumo de la petroquímica. El sector residencial y servicios mantuvo estancado su consumo (2.8%) por falta de infraestructura de distribución para atender la demanda, situación que ya comienza a cambiar con la entrada en operación de los sistemas privados.

Cabe destacar que tanto los productores independientes de electricidad como los distribuidores de gas natural enfrentan problemas de disponibilidad del combustible. La ley permite al sector privado importar el gas que necesite, pero esa actividad no se ha desarrollado debido a la volatilidad de precios en el sur de los Estados Unidos y a los cuellos de botella en el transporte en algunos puntos del sistema. Estos últimos no se han resuelto, a pesar de que Pemex ha disminuido la inversión en la construcción de gasoductos para dejar espacio al sector privado,

⁴³ Siete de los 10 puntos de interconexión pertenecen a Pemex y se localizan en Ciudad Juárez, Chihuahua, en la frontera con Nuevo México; Piedras Negras, Coahuila, Reynosa y Tamaulipas, estados vecinos del sur de Texas. Alrededor del 75% de las compras foráneas (importaciones económicas) ingresan por Reynosa y un 20% por Ciudad Juárez. Los otros tres son privados.

porque éste no ha construido por falta de interés o porque propone hacerlo bajo esquemas de inversión respaldados en operaciones y garantías de Pemex o de la CFE.⁴⁴

3. Electricidad

México tiene un sistema de electricidad moderno razonablemente cercano a los estándares de funcionamiento de Europa Occidental y los Estados Unidos.⁴⁵ El suministro de energía eléctrica cumple globalmente los requisitos de continuidad, calidad y mínimo costo. México no conoce los racionamientos que fueron comunes en América Latina e incluso en algunos países industrializados. La capacidad de generación es adecuada para atender la demanda; el tiempo de interrupción por usuario ha venido disminuyendo continuamente; las variaciones de voltaje y frecuencia se mantienen dentro de rangos aceptables; los costos de suministro están por debajo del promedio mundial, y la tasa de cobertura alcanza el 95%, una de las más altas entre los países en desarrollo. En el año 2000 la capacidad de generación del sector público ascendió a 36 268 MW y la generación bruta a 188 165 GWh,⁴⁶ y por su parte la generación privada fue de 28 000 GWh.

Sin duda, esos avances habrían sido más importantes si no se hubieran recortado, retrasado o postergado desde 1996 las inversiones necesarias para mejorar las características de la infraestructura y elevar sus parámetros de confiabilidad, seguridad y calidad. Las restricciones presupuestarias, los problemas institucionales, así como la decisión gubernamental de operar el SEN con bajos márgenes de reserva, el fuerte incremento de la demanda y la contención de la inversión como preámbulo a la transferencia del servicio público de electricidad al sector privado, propuesta al Congreso por la administración anterior a principios de 1999,⁴⁷ han derivado en algunas deficiencias:

a) Disminución en la disponibilidad de electricidad para nuevos usos, lo cual obstaculiza la instalación de nuevas industrias intensivas en el uso de la electricidad.

⁴⁴ Véanse los resultados de la consulta pública sobre la industria del gas natural realizada por la CRE entre 2000 y 2001 (<http://www.cre.gob.mx/boletines/lista.html>), abril de 2001.

⁴⁵ Véase Joskow (2000).

⁴⁶ La generación se apoya principalmente en los hidrocarburos (57%), la energía hidroeléctrica (18%), el carbón (16%), la energía nuclear (6%), así como en la geotermia y el viento (3%). El principal sector consumidor es la industria (60%) y el sector residencial (23%). Corresponde a cifras preliminares. Véase <http://www.energia.gob.mx> (estadísticas).

⁴⁷ Por una parte, las inversiones realizadas por la CFE con recursos propios pasaron, en pesos constantes del año 2000, de 20 706 millones en 1994 a 16 851 millones en 2000, lo que representa una disminución del 19% (véase Kessell 2000). Por otra parte, la inversión financiada con ahorro privado ha sido inferior a lo programado en el presupuesto anual de egresos de la federación. El grado de cumplimiento pasó de 97.8% en 1997 a 83.8% en 1998, y a sólo 38.4% en 1999. En 1997 estaban previstos ocho concursos pero sólo se realizaron dos, dejando los seis restantes para 1998. De igual modo, en 1999 se tenía previstos 11 concursos, pero no se realizó ninguno. En el período 1996-2000 debieron licitarse 15 882 MW y sólo fueron solicitados 10 378 MW, lo cual significa 35% menos de lo previsto (véase Rodríguez-Padilla, 2000).

b) El margen de reserva ha descendido por debajo de los niveles recomendables,⁴⁸ lo cual ha ocasionado algunos cortes de suministro en la región noroeste y noreste en 2000 y 2001, aplicados principalmente a los clientes interruptibles.⁴⁹

c) Insuficiencia de los enlaces del sistema interconectado nacional, que no permiten aprovechar toda la capacidad de generación, lo cual incrementa el costo de producción de la energía eléctrica y reduce la eficiencia y la confiabilidad del sistema.

d) Pérdidas relativamente elevadas en distribución, sobre todo en el área que atiende la empresa LFC, y, por lo tanto, un uso más intensivo de combustibles y mayores emisiones contaminantes.⁵⁰

Por otra parte, existe una importante brecha entre los indicadores de eficiencia, productividad, calidad de la electricidad y atención al cliente que registran la CFE y LFC, siendo menores los de esta última.

Esta situación de la industria eléctrica indicaría la necesidad de construir las centrales requeridas para aumentar el margen de reserva, modernizar la red de transporte y distribución para mejorar los parámetros de eficiencia y confiabilidad, así como elevar y unificar los indicadores de eficiencia, productividad y calidad de las dos empresas del Estado que prestan el servicio público.

4. Fuentes renovables y uso racional de la energía

Hasta fines de la década de los ochenta, la preocupación y las políticas energéticas se concentraron en la expansión de la oferta de energía y en el desarrollo de los recursos humanos e institucionales necesarios para llevar adelante esas líneas de política. Sin embargo, los altos índices de consumo de energía por unidad de valor de la economía nacional, más el hecho de que ese consumo tuviese como insumo principal el petróleo, derivaron en iniciativas gubernamentales que culminaron en 1989 con la creación de la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía

⁴⁸ En agosto de 1998, la Junta de Gobierno de la CFE decidió que la empresa debería operar con un margen de reserva del 27%, en lugar de los niveles superiores al 40% observados con anterioridad, y un margen de reserva operativo del 6%, a fin de hacer un mejor uso de los recursos disponibles y reducir inversiones. En el año 2000 el margen de reserva promedió 26.2%. Con los proyectos que entrarán en vigor en 2002 y 2003, los márgenes se recuperarán por arriba de la cota establecida.

⁴⁹ Para limitar los inconvenientes, la Junta de Gobierno de la CFE aprobó, en marzo de 2000, un Programa de Contingencia que incluye la instalación de dos plantas turbogas, la entrada en operación anticipada de tres centrales y sus respectivas redes de transmisión, la puesta en marcha de programas de ahorro y uso racional de energía eléctrica, así como el robustecimiento de la red de transmisión y la petición a los productores independientes de dar mayor celeridad a la construcción de centrales. Éste es el segundo plan de emergencia en menos de tres años. El anterior fue el Plan de Acción Inmediata puesto en marcha en 1997 para paliar, con la construcción de cinco centrales turbogas de 150 MW cada una, la subestimación del crecimiento de la demanda y la falta de inversión derivada de la difícil situación financiera de 1995-1996.

⁵⁰ Durante el primer trimestre de 2000 las pérdidas de energía en la CFE y en la empresa LFC ascendieron a 10.9% y 23.2%, respectivamente.

(Conae) y en 1990 con la del Fideicomiso de Apoyo a los Programas de Ahorro de Energía del Sector Eléctrico (Fide).

A lo largo de los últimos 12 años, la Conae, el Fide, la CFE y Pemex, apoyados en institutos nacionales de investigación y con una amplia participación del sector privado, han instrumentado y llevado adelante programas para el ahorro y uso eficiente de la energía y de aprovechamiento de las energías renovables (véase el recuadro 3). Los resultados de estas acciones son significativos en la economía nacional, ya que entre 1996 y el año 2000 se evitó el consumo de más de 35 000 millones de kWh y la instalación de cerca de 2 500 MW, sin reducir los beneficios correspondientes. Además, más de 6 millones de unidades de 20 productos y sistemas que se comercializan en el país salen a la venta con índices de eficiencia energética hasta 50% más altos que antes de 1995. Esto se ha reflejado en un decrecimiento constante de la cantidad de energía que requiere la economía nacional para producir una unidad de valor económico, lográndose una reducción de este índice cercana al 12.2% entre 1989 y 1999.⁵¹

Recuadro 3

INICIATIVAS DE USO RACIONAL DE LA ENERGÍA Y APROVECHAMIENTO DE LAS FUENTES RENOVABLES

Acciones de ahorro de energía

- Las Normas Oficiales Mexicanas (NOM) de eficiencia energética
- El Horario de Verano
- El Programa para el Ahorro de Energía en Iluminación Doméstica (ILUMEX)
- Los programas regionales de aislamiento térmico de vivienda y sustitución de equipos de aire acondicionado, entre otros
- El programa de incentivos para la adquisición de equipos eléctricos
- El conjunto de proyectos demostrativos y de asistencia técnica
- El Programa de Ahorro de Energía en Inmuebles de la Administración Pública Federal
- La Campaña de Ahorro de Energía de Petróleos Mexicanos
- Programa de mejoras de eficiencia en los sistemas de bombeo de agua

Acciones para el aprovechamiento de la energía renovable

- El programa de aprovechamiento de energía geotérmica de la CFE para la generación de energía eléctrica (855 MW instalados y operando)
- La instalación y operación por parte de la CFE de 1.7 MW de capacidad de generación de electricidad a partir de viento en La Ventosa y Guerrero Negro
- El programa nacional de electrificación rural con energía solar fotovoltaica que ha permitido la instalación de más de 50 000 sistemas.
- La operación de dos plantas piloto con sistemas híbridos (eólico-solar-diesel) en Baja California Sur (San Juanico y Puerto Alcatraz)

Fuente: Comisión Nacional para el Ahorro de Energía.

Sin embargo, es importante destacar que todavía existe un alto potencial de ahorro y uso eficiente, incrementado incluso por la evolución de la demanda, el acelerado cambio tecnológico y las propias políticas públicas. Paralelamente, el enorme potencial que representan las energías

⁵¹ Entre 1989 y 1999 la intensidad energética pasó de 4 766 a 4 144 kilojulios por peso de 1993.

renovables y la mayor competitividad de las tecnologías que permiten su aprovechamiento brindan amplias oportunidades de generar un flujo de energía con menor impacto ambiental, el cual en el largo plazo podría coadyuvar a reducir la alta dependencia de la economía mexicana de los combustibles fósiles.

Las oportunidades de aprovechamiento, tanto del ahorro de energía como de las energías renovables, son todavía extensas, y la tecnología que lo hace posible sigue evolucionando y reduciendo sus costos. En este sentido, cabría seguir impulsando políticas y estrategias orientadas a que se exploten al máximo todas y cada una de las oportunidades técnicamente posibles y económicamente rentables —para la oferta y para la demanda—, con el fin de asegurar los más altos niveles de eficiencia energética.

Para lograrlo se pueden aplicar diversas medidas, ninguna de las cuales resulta de fácil aplicación ni de resultados inmediatos. Sin embargo, se debería mantener una línea de comportamiento que, mediante avances paulatinos, pero de manera sostenida, acerque la situación real a la ideal. En este sentido, habría que considerar al menos la conveniencia de progresar en tres elementos claves: precios de la energía, normas sobre eficiencia energética, y regulación que promueva eficazmente la cogeneración y las energías renovables.

De éstos, sin duda el primero puede tener mayor impacto, ya que además se constituye en facilitador de los otros dos elementos. Por lo tanto, se debería promover que los usuarios de la energía paguen su verdadero valor, considerando los costos en que se incurre para generar, transformar, transportar y distribuir los productos energéticos, y evitando, al menos de manera directa, la aplicación de subsidios indiscriminados. Si en el futuro hubiese acuerdos globales para considerar las externalidades ambientales en el precio de estos productos, también deberían aplicarse.

Asimismo, habría que dar continuidad a las iniciativas para definir la normativa de la producción de equipos y aparatos consumidores de energía, de manera que sólo se utilicen los que resulten más eficientes. En ese sentido, habría que buscar mecanismos imaginativos que motiven a los usuarios a sustituir los viejos equipos ineficientes por otros más modernos y de menor consumo. Esta propuesta no sería nada fácil de aplicar en una sociedad con fuertes rezagos como la mexicana. Adicionalmente, se deberían promover los proyectos de cogeneración, planteando la conveniencia de asociaciones entre empresas cogeneratoras que tienen posibilidades de generar energía eléctrica a menor costo y otras que requieran la electricidad. Los costos de la energía de respaldo para este tipo de proyectos podrían revisarse y disminuirse.

Los avances serían más notables si se establece un sistema nacional de evaluación, registro y difusión de los recursos energéticos renovables, y también si se desarrollan sistemas de información y de asistencia técnica con alcance nacional que permitan que los consumidores y usuarios puedan ubicar y aprovechar las opciones de uso racional y energías alternativas. Sin embargo, debido a que el apoyo financiero es vital para el desarrollo de este tipo de proyectos, poco se podrá hacer si las condiciones económicas nacionales no se mantienen estables durante el tiempo necesario para generar recursos y ahorro interno suficiente. Esquemas como la reducción de impuestos, los sistemas de depreciación acelerada y otros mecanismos fiscales podrían utilizarse para apoyar los proyectos de cogeneración y de energías alternativas. También es importante el fortalecimiento de las instituciones públicas encargadas de estos esquemas; sin

embargo, habría que prever mecanismos mediante los cuales los ahorros de energía que se obtengan regresen, al menos en parte, al presupuesto de las instituciones.

B. PROSPECTIVA

Los productos energéticos más dinámicos en los próximos años, tanto del lado de la oferta como de la demanda, serán la electricidad y el gas natural. Ambos se encuentran estrechamente relacionados. La expansión del parque de generación público y privado reposa esencialmente en centrales de ciclo combinado que utilizan gas natural. La preferencia por esa tecnología se debe a sus bajos costos de inversión, rapidez de construcción, alta eficiencia y baja emisión de contaminantes. El gas también será un férreo competidor del petróleo en otros usos. Las fuentes renovables, por el contrario, mientras carezcan de un agresivo programa para el desarrollo que contemple mecanismos para financiar el sobrecosto resultante, seguirán ocupando un lugar marginal en el balance energético.⁵²

1. Petróleo

Se estima que la producción de petróleo crudo superará los 4 millones de barriles por día al final de la década con una ligera declinación hacia el 2020.⁵³ Ello significa un aumento de 1 millón de barriles diarios con respecto a los niveles actuales. A su vez, el consumo de productos petroleros aumentaría 2.2 millones de barriles por día entre 1999 y 2020. Si dicho incremento se cubre con refinados locales las exportaciones de crudo se reducirían sustancialmente, a partir de la segunda década de este siglo.

Gracias al programa de reconfiguración de refinerías, especialmente a la construcción de unidades de coquización, la participación del crudo pesado en la carga procesada pasará de 33% en 1998 a 56.8% en el año 2010. Con ello el consumo interno de crudo maya aumentará en cerca de 450 000 barriles diarios, incrementando la producción de fracciones ligeras y medias, y liberando crudo ligero para exportar.

Las políticas de sustitución promovidas en los últimos años provocarían una disminución del peso específico del petróleo en la oferta interna de energía, en tanto que el gas natural ganaría importancia. Por una parte, sustituirá paulatinamente al combustóleo y al diesel en la industria, sobre todo en la generación de electricidad. Por otra parte, desplazará al GLP en los hogares,

⁵² En la actualidad el consumo primario de energía se basa en el petróleo (51%) y el gas natural (30%). Lejos les siguen la energía hidroeléctrica (6%), el carbón y la leña (4% cada uno), la energía nuclear y el bagazo de caña (2% cada uno). El consumo final está dominado por los carburantes (43%); viene luego la electricidad (14%), el gas natural (14%) y el gas licuado (11%); combustóleo, leña, coque y bagazo participan con el resto. El principal sector consumidor es el transporte (41%), seguido de la industria (34%), los hogares, comercios y servicios (22%) y el sector agropecuario (3%). Véase Secretaría de Energía (2000a).

⁵³ Estimación del Departamento de Energía de los Estados Unidos, DOE, *International Energy Outlook 2001*. Véase el sitio: <http://www.eia.doe.gov>.

comercios y servicios.⁵⁴ Los productos derivados del petróleo tenderán a concentrarse en sus usos específicos. El transporte sería el responsable del 70% del incremento en el consumo de productos petroleros entre 1999 y 2020.

En el período 1999-2010 la tasa media de crecimiento anual sería de por lo menos 4% para el GLP, 4.2% para la gasolina, 4.8% para el diesel y 7.5% para el keroseno de aviación. Por el contrario, el consumo de combustóleo disminuiría a un ritmo de 4.4% anual (véase el anexo estadístico).

2. Gas natural

Tres escenarios permiten tener una idea de la posible evolución del mercado de gas natural en el período 2000-2009.⁵⁵ Las principales características del “escenario base”, que se considera el más probable, son las siguientes (véase el anexo estadístico):

a) El consumo nacional crecería a un ritmo de 10.1% en promedio anual contra 6.3% en los últimos siete años (1993-1999). El consumo más dinámico será el de hogares, comercios y servicios (19.8%), seguido por el del sector eléctrico (18%). Dentro de este último, la demanda de los generadores privados crecerá a una tasa de 38.5%; a ese ritmo se espera que la generación privada absorba el 30% de la oferta nacional de gas. Por otra parte, la estructura del consumo sufrirá cambios importantes: la participación del sector eléctrico pasará de 20.7% a 41.2%, en tanto que la del sector industrial descenderá de 36.7% a 25.7% y la del sector petrolero de 40.7% a 27.8%.

b) La producción nacional aumentaría a un ritmo anual de sólo 7.1% debido tanto a las fuertes restricciones presupuestarias y de endeudamiento a las que supuestamente seguirá sometido Pemex, como al tiempo que toma elevar la capacidad de producción. Con el Programa Estratégico de Gas, Pemex espera conseguir 800 MMpcd adicionales en el horizonte 2003 y 3 500 MMpcd para 2008. Se estima que el programa contribuirá a la producción nacional con un 24% en 2004, ascendiendo hasta 48% en 2008. A pesar de todos los programas puestos en marcha (Cantarell, Burgos, Delta del Grijalva, Programa Estratégico de Gas), la oferta de gas nacional resultará insuficiente para cubrir la demanda.

c) La brecha entre producción y consumo se cubrirá con importaciones. Éstas aumentarán a un ritmo anual de 31.3%, hasta satisfacer el 23.7% del consumo; el 31% sería para abastecer las zonas donde no llega la red troncal de gasoductos (Sonora y Baja California). Las compras de gas en el extranjero totalizarán 20 680 millones de dólares en el período 1996-2009.⁵⁶

⁵⁴ La participación del GLP en el consumo de GLP/Gas natural en el sector residencial caerá de 93.9% a 74.6% entre 1999 y 2009. Véase Secretaría de Energía (2000c).

⁵⁵ Véase Secretaría de Energía (2000d).

⁵⁶ Estimación hecha con un precio de 4 dólares por millar de pies cúbicos. En el escenario alto la factura asciende a 26 240 millones de dólares y en el escenario bajo a 14 520 millones. La Secretaría de Energía reconoce que se trata de una erogación importante.

Para lograr la autosuficiencia que evitaría la salida de divisas y presiones adicionales sobre el déficit comercial, sería fundamental encontrar, producir, tratar y transportar en breve lapso grandes cantidades de gas no asociado con bajo costo de producción. Otra opción sería atenuar el ritmo de crecimiento del consumo de este combustible. Ese es uno de los grandes retos de la presente administración.

3. Electricidad

Entre 1989 y 1999 la demanda nacional de electricidad creció a un ritmo promedio anual de 5%. Las ventas del SEN y la demanda autoabastecida lo hicieron a 5.1% y 4%, respectivamente. Para los 10 años siguientes (2000-2009) se estima una evolución según tres escenarios.⁵⁷ Los rasgos más sobresalientes del escenario esperado son los siguientes (véase el anexo estadístico):

a) La demanda nacional crecerá a un ritmo anual de 6.6%, las ventas del servicio público a 5.9% y el autoabastecimiento a 13.7%. A pesar de esos ritmos diferentes, la estructura de la demanda cambiará poco. El único fenómeno apreciable será una mayor participación del consumo autoabastecido, que pasará de 4% a 13.7%. Dentro de las ventas de servicio público, el sector industrial será el más dinámico (6.8%), lo cual le permitirá elevar su participación en las ventas en 5 puntos porcentuales, hasta alcanzar 65.7%.⁵⁸

b) Se necesitará construir 26 281MW para servicio público, de los cuales se estima que el 89.5% sería puesto a licitación para que sean construidos por el sector privado, esencialmente bajo la modalidad de productor independiente. Las líneas de transmisión y las capacidades de transformación deben incrementarse en 33 115 kilómetros y 69 324 MVA, respectivamente.

c) El 88% de la nueva capacidad del SEN utilizará gas natural. La participación de ese producto en la electricidad generada con combustibles fósiles pasará de 20% en 1999 a 62% en el año 2009. El 87.4% de la capacidad que se construya para el consumo autoabastecido utilizará gas natural. Por ello, la generación del SEN experimentará un cambio estructural con respecto a la tecnología utilizada: las centrales de ciclos combinados ganarán peso, al pasar de 9% a 52%, a costa de las plantas térmicas convencionales y las hidroeléctricas, que reducirán su participación de 47% a 21%, y de 18% a 10%, respectivamente. Esos movimientos se explican porque la expansión de mínimo costo del SEN, al nivel empresarial, se obtiene con la tecnología de ciclo combinado.

⁵⁷ La CFE estima el crecimiento de la demanda de electricidad en función del desenvolvimiento del PIB, la población, la distribución del ingreso, el cambio tecnológico y los precios de venta. El factor de mayor peso relativo es el PIB.

⁵⁸ Cabe señalar que en los 10 años previos (1989-1999) los sectores que mostraron un mayor crecimiento de su demanda fueron el residencial y la mediana empresa (establecimientos industriales medianos y pequeños, así como comercios y servicios generales), con un incremento promedio anual de 5.9% y 6.3%, respectivamente.

Los requerimientos de nuevas inversiones para el período ascienden a 531 945 millones de pesos, equivalentes a 56 257 millones de dólares.⁵⁹ De esta cifra se desprende un reto fundamental para el sector eléctrico: el financiamiento de las inversiones requeridas para modernizar y desarrollar el servicio público.

Por otra parte, se debe señalar que el programa de construcción de centrales del SEN, fundado casi exclusivamente en el gas natural, conlleva importantes riesgos. Como se ha mencionado, el sistema de suministro de este combustible está sustentado en cuatro flujos: yacimientos productores de petróleo, campos productores de gas no asociado, nuevos yacimientos que se prevé descubrir, así como gas importado de los Estados Unidos, Canadá y otros países.⁶⁰ De acuerdo con lo planeado, el crecimiento del consumo en años venideros se cubrirá principalmente con las dos últimas opciones.

En el corto y mediano plazos, el riesgo surge de tratar de producir un bien de uso generalizado y estratégico como es la electricidad con la producción nacional de yacimientos que aún no se descubren; o, alternativamente con la importación de gas de los Estados Unidos y Canadá, la cual presenta problemas de incertidumbre y de logística.⁶¹ La importación de gas natural licuado del Caribe, Asia, África u Oceanía sería ciertamente una alternativa que debe evaluarse, contrastando los riesgos, la rentabilidad, las ventajas y desventajas estratégicas, con los de invertir más recursos para cubrir el aumento de la demanda con gas nacional. El mercado internacional de turbinas de gas muestra, por su parte, escasez y una tendencia alcista de precios, derivadas de la extraordinaria demanda de estos equipos en todo el mundo. En suma, la estrategia basada exclusivamente en centrales de ciclo combinado y gas natural tiene múltiples ventajas, pero también conlleva importantes riesgos.⁶²

La experiencia internacional de muchas décadas aconseja expandir un sistema eléctrico diversificando tecnologías de generación y suministro de combustible. En ese sentido, se pueden aprovechar los importantes recursos hídricos, eólicos, geotérmicos, con los que se puede generar electricidad a precios competitivos. La expansión del SEN brinda una excelente oportunidad para avanzar en uno de los principales objetivos de la política energética nacional, que es “aprovechar al máximo la riqueza en recursos energéticos con los que cuenta el país, utilizando criterios de desarrollo sustentable”.⁶³ La Secretaría de Energía reconoce que el potencial hidroeléctrico identificado asciende a 43 000 MW, y el de cogeneración se sitúa entre 18 000 y 20 000 MW.

⁵⁹ Se utiliza un tipo de cambio de 9.4556 pesos por dólar. No incluye los pagos a proyectos de inversión financiada contratados en años anteriores. Este monto de inversiones es equivalente a casi 12 años de subsidios, de mantenerse los niveles del año 2000.

⁶⁰ Importación por razones logísticas en los estados de Baja California y Sonora, o económicas en los estados de Chihuahua, Coahuila, Nuevo León y Tamaulipas.

⁶¹ Además debe tomarse en cuenta que la disponibilidad de gas en el mercado estadounidense no significa necesariamente que México tendrá acceso al producto. A principios de 2001 la empresa privada que suministra gas a las centrales de la CFE en Baja California suspendió sus entregas, acatando la orden federal de los Estados Unidos, de abastecer en forma prioritaria al estado de California, para no agudizar aún más los problemas energéticos que enfrenta ese estado desde el verano de 2000.

⁶² Por ejemplo, habría que prever en las futuras licitaciones de proyectos de generación eléctrica, coberturas de riesgo para cubrir la volatilidad de los precios de los combustibles.

⁶³ Véase Secretaría de Energía (2000b), pág. 89. Adicionalmente, la hidroenergía y la geotermia tienen reservas por 80 y 10.4 TWh/año, respectivamente (cifras estimadas para 1992-1993). Véase Mulás y Reinking (1988).

III. FINANCIAMIENTO

De acuerdo con las estimaciones oficiales, los requerimientos de inversión en el sector energético se elevarían a 140 000 millones de dólares en los próximos 10 años, es decir, 14 000 millones de dólares cada año (aproximadamente 2.5% del PIB). De ahí que el segundo gran reto del sector energético mexicano sea precisamente el financiamiento. El desafío es encontrar los capitales necesarios para cumplir el objetivo de expandir la oferta de energía que permita garantizar un crecimiento económico sostenido. Con la finalidad de deducir alternativas viables frente a ese imponente reto es conveniente presentar los mecanismos que se han venido utilizando en los últimos años, evaluar su efectividad para cumplir su cometido, y establecer objetivamente las posibilidades para seguir haciendo uso de ellos. A continuación, es oportuno explorar nuevas estrategias e instrumentos, tomando en cuenta sus ventajas y los riesgos que conllevan.

A. MODALIDADES ACTUALES

La inversión realizada por Pemex, la CFE y LFC en 2000 ascendió a 116 800 millones de pesos, equivalentes a 12 350 millones de dólares. La participación del petróleo y la electricidad dentro de la inversión pública se ha incrementado sensiblemente en los últimos años: si en 1994 ascendía a 34%, en el año 2000 había llegado a 58% (véase el cuadro 1). Ello se explica tanto por el incremento real de la inversión presupuestaria y financiada en el sector energético como por la reducción del gasto de capital en otros sectores productivos a raíz de las privatizaciones.

Por otra parte, en los próximos 10 años, la electricidad requerirá 51 000 millones de dólares,⁶⁴ las actividades de exploración y producción de petróleo otros 51 000 millones, la extracción de gas natural 20 000 millones de dólares y la producción de productos derivados del petróleo 19 000 millones de dólares.

El propósito oficial es que esa carga sea compartida, como ya se está haciendo⁶⁵ con el sector privado nacional e internacional, de acuerdo con las posibilidades que ofrece el marco jurídico vigente. Pero, lo más significativo, según las declaraciones de funcionarios del gobierno, es la voluntad de proponer al Congreso una reforma constitucional que cumple los espacios de participación del capital privado en gas natural y electricidad. Paralelamente, dado que las empresas públicas no serían privatizadas, se pretende diseñar y poner en práctica mecanismos innovadores de asociación con otras empresas.

⁶⁴ Cabe señalar que estas cifras han causado una gran polémica, pues las cifras expuestas en los documentos oficiales del sector han tenido grandes variaciones de un año a otro. Para un análisis detallado de estas discrepancias, consultar: <http://www.energia.org.mx/inversion.html>.

⁶⁵ En el año 2000 las inversiones de Pemex y la CFE fueron financiadas en un 55.7% con capital privado. Para el presupuesto 2001 se espera que aumente a 64.2%. Véase el anexo estadístico.

Conviene mencionar que, desde principios de la década pasada, el sector energético ha estado sometido a importantes restricciones presupuestarias, cuyo origen se encuentra en cuatro factores primordiales: a) escasez de créditos de las instituciones financieras internacionales para proyectos de infraestructura realizados por las empresas y organismos del sector público; b) severas limitaciones presupuestarias para sanear las finanzas públicas y evitar la inflación, en buena medida derivadas de los programas de ajuste convenidos con organismos financieros internacionales; c) la crisis financiera de 1994-1995 y el rescate bancario de 1998, que agravaron la presión sobre los recursos públicos, y d) la caída de los precios del petróleo (1990-1993 y 1997-1998), con la consecuente disminución de divisas para el gobierno federal.

Cuadro 1

MÉXICO: INVERSIÓN PRESUPUESTARIA Y FINANCIADA DEL SECTOR PÚBLICO EN
HIDROCARBUROS Y ELECTRICIDAD, 1994-2001

(Miles de millones de pesos de 2001)

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000 a/	2001 b/
Total c/	168	130.3	147.5	174.6	193	190.6	214.8	215.9
Presupuestaria	168	130.3	144.6	162.8	145.7	136.7	149.7	135.4
Financiada	0	0	2.9	11.8	47.3	53.9	65.1	80.5
Pemex y SEN	57.3	54.1	64	77.5	113	104.8	116.8	125.4
Presupuestaria	57.3	54.1	61.1	65.7	65.6	50.9	51.6	44.9
Financiada	0	0	2.9	11.8	47.4	53.9	65.1	80.5
Pemex	33.4	35.7	44.1	53.1	77.2	73.1	80.3	86.7
Presupuestaria	33.4	35.7	44.1	45.6	42.1	29.6	32.7	29.8
Financiada	0	0	0	7.5	35.1	43.5	47.5	56.9
SEN	23.9	18.4	19.9	24.4	35.8	31.7	36.5	38.7
Presupuestaria	23.9	18.4	17	20.1	23.5	21.3	18.9	15.1
Financiada	0	0	2.9	4.3	12.3	10.4	17.6	23.6

Fuente: SHCP, "Exposición de motivos e iniciativa de decreto del presupuesto 2001, México, noviembre de 2000.

Notas: El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) está formado por la CFE y LFC.

a/ Provisional.

b/ Estimada de acuerdo con el presupuesto 2001.

c/ No incluye el pago por concepto de amortización de proyectos Pidiregas y construir-arrendar-transferir (CAT).

Algunos factores han propiciado un relajamiento de la astringencia financiera, como en los casos de la recuperación económica, la negociación del TLC (1990-1992) y el aumento de los precios del petróleo, en los períodos 1995-1996 y 1999-2000. Frente a las restricciones en el gasto público, tanto para Pemex como para la CFE ha sido crucial obtener fuentes y mecanismos de financiamiento extrapresupuestario. De ello ha dependido, en buena medida, el cumplimiento de sus proyectos de inversión, la reestructuración de sus deudas y la creación de alianzas estratégicas. Por su debilidad financiera, la empresa LFC no ha estado en condiciones de aprovechar este mismo mecanismo.

1. Los esquemas financieros

El gobierno federal ha puesto particular atención en propiciar la participación de capital privado en algunas actividades enfocadas a la ampliación de infraestructura energética, pero que no forman parte del área estratégica reservada constitucionalmente al Estado. Así, se han convocado a concurso obras o adquisiciones para que el sector privado las realice y las financie, bajo figuras diversas (véase el recuadro 4), ajustadas al esquema normativo Pidiregas.⁶⁶ Mediante ese esquema se han inscrito, a partir de 1997, los proyectos de infraestructura energética de largo plazo realizados por el sector privado.⁶⁷ Estos proyectos requieren cuantiosas inversiones, pero son autofinanciables y de probada rentabilidad, es decir, son proyectos con financiamiento de largo plazo, el cual no implica pagos durante el período de construcción, y una vez que entran en operación, generan un flujo suficiente de ingresos por la venta de bienes y servicios que aseguran el cabal cumplimiento de las obligaciones financieras contraídas.

El atractivo principal de este esquema es que permite ampliar el gasto público y a la vez diferir su pago en los ejercicios fiscales subsecuentes. La fuente de pagos es el flujo de recursos generados por el proyecto. Se registran como pasivos directos los pagos correspondientes a los vencimientos del ejercicio corriente y del siguiente, en tanto que el resto se considera pasivo contingente conforme al desarrollo del proyecto. El pago comienza a partir de la entrega de la obra y se escalona por varios años, hasta la recuperación de la inversión.

Gracias a esos mecanismos, compañías, consorcios y grupos empresariales nacionales y extranjeros han venido participando en el plan de negocios de Pemex y el programa de obras de la CFE. Cabe destacar que, aunque los proyectos se pagan con los ingresos de su propia operación (*project financing*), para ser financiables requieren la firma de un contrato del tipo *take or pay* del producto o de la obra. Al firmar el contrato como aval de la empresa pública, el Estado asume el riesgo de la inversión.

La normatividad presupuestaria divide los proyectos de infraestructura productiva de largo plazo en dos categorías. Por una parte, inversión directa, que incluye aquellos proyectos en

⁶⁶ El esquema Pidiregas fue diseñado a raíz de la crisis financiera de 1994-1995, con el objeto de hacer compatible la voluntad de llevar a cabo una gran variedad de proyectos de infraestructura productiva por parte del sector privado, a fin de generar espacios presupuestarios destinados a fortalecer el gasto para el desarrollo social. El espíritu que impulsó la introducción de este esquema fue realizar proyectos que pudieran financiarse con los recursos generados por la comercialización de los bienes y servicios de los propios proyectos, de manera que no tuvieran un impacto negativo en el balance del sector público federal durante su ejecución, ni durante el período de pago de los financiamientos. Para su puesta en práctica, el poder ejecutivo promovió una serie de reformas legales y reglamentarias. En 1995 fueron reformadas la Ley General de Deuda Pública y la Ley de Presupuesto, Contabilidad y Gasto Público Federal. En 1996 se modificó el reglamento correspondiente. Ese mismo año se emitió la circular NIF-09, que define el tratamiento contable de las inversiones en estos proyectos.

⁶⁷ Cabe destacar que los proyectos Cantarell, Burgos y Delta del Grijalva se estructuraron en esta modalidad, por recomendación de la SHCP y con su autorización, sobre la base de que estos proyectos eran excepcionales al no haber alternativas viables. Pemex fue el responsable de contratar en forma directa los financiamientos de largo plazo requeridos para el desarrollo de los proyectos, con los cuales se pagan los trabajos realizados por los contratistas. Véase Secretaría de Energía (2000d), capítulo 3.

los que las entidades públicas asumen una obligación directa y firme de adquirir los activos productivos construidos por el sector privado (esquema CAT).

Por otra parte, está la inversión condicionada, que comprende los proyectos en donde los activos son propiedad privada, pero deberían ser adquiridos forzosamente por las entidades públicas (Pemex o CFE) si éstas llegaran a incumplir el contrato, por alguna de las eventualidades extremas contempladas en éste (esquemas PIE).⁶⁸

Ya considerando lo aprobado para el año 2001, se han contratado, entre 1997 y ese año, 88 obras con el sector público por 549 634 millones de pesos, equivalentes a unos 58 128 millones de dólares.⁶⁹ El monto equivale al 80% de la deuda pública externa neta que el país tiene contratada en dólares (véase el cuadro 2). Pemex es responsable del 81% y la CFE del restante 19%. El 70% de la deuda total corresponde a amortización y el 30% al pago de intereses. Estos últimos representan el 27.2% para la empresa petrolera, pero en el caso de la CFE alcanzan el 41.5%.

La importancia de la inversión financiada ha ido en continuo aumento. En 2001 representa el 64.2% de la inversión pública en petróleo y electricidad cuando en 1995 era inexistente. Su participación en Pemex es del orden de 66% y en la CFE de 61%.

Considerando la inversión acumulada durante el período 1995-2001, la componente presupuestaria en Pemex representó el 60.1% y el aporte privado el 39.9%. Se han contratado 12 proyectos: Cantarell y Burgos; la ampliación y modernización de la refinería de Cadereyta, las actividades de exploración y producción en el Delta del Grijalva, la reconfiguración del Sistema Nacional de Refinación (Madero, Salamanca y Tula; Minatitlán y Cadereyta); la construcción de la planta Criogénica II de Ciudad Pemex. En 2001 se incluyó el Programa Estratégico de Gas y el Proyecto Salina Cruz (dentro del programa de reconfiguración del SNR).

⁶⁸ Entre 1997 y 2000, la Cámara de Diputados autorizó la realización de 56 proyectos, bajo la modalidad inversión directa, con un costo estimado, en pesos de 2001, de 337 634 millones, así como 22 proyectos bajo la modalidad inversión condicionada, por un monto de 74 112 millones. En 2001 se aprobaron nuevos proyectos: dos de inversión directa y seis de inversión condicionada. Véase SHCP (2000).

⁶⁹ La primera generación de proyectos CAT, que tuvo lugar durante la primera mitad de la década pasada, no forma parte de los Pidiregas, e incluyó cuatro proyectos de generación con capacidad de 3 320 MW, e inversiones por 3 600 millones de dólares. Comprende la central carboeléctrica Petacalco II (1 400 MW), los ciclos combinados de Tuxpan II (1 400 MW) y Topolobampo II (320 MW), así como la hidroeléctrica Temascal II (200 MW). Véase Bastarrachea y Aguilar. (1994).

Recuadro 4

**ESQUEMAS FINANCIEROS PARA LA AMPLIACIÓN DE INFRAESTRUCTURA
ENERGÉTICA CON PARTICIPACIÓN PRIVADA**

Construir-Arrendar-Transferir (CAT)

En este esquema el contratista financia, construye y conserva la propiedad de la planta o instalación, entregándola a la CFE para su operación mediante un contrato de arrendamiento de largo plazo y transfiriendo la propiedad al término del período pactado. Esta modalidad ha sido utilizada por la CFE para construir centrales de generación y líneas de transmisión y subestaciones de transformación. Por sus características, esta modalidad requiere un vehículo financiero, generalmente un fideicomiso constituido por el contratista para contraer el financiamiento requerido, de manera que dicho vehículo es quien se obliga ante la institución financiera y retiene la propiedad de las instalaciones. En el curso de 1998 la CFE dejó de aplicar este esquema, que venía utilizando desde el inicio de la década pasada, para reemplazarlo por el de obra pública financiada, con el fin de limitar el financiamiento del contratista a la etapa de construcción, pues se consideraba que el organismo podía ya obtener términos más favorables en la contratación de los financiamientos de largo plazo.

Obra Pública Financiada (OPF)

En este esquema el papel del contratista se limita al período de construcción, de manera que el organismo tiene que pagar las obras al momento de su terminación y entrega. Dicho pago se realiza mediante un financiamiento de largo plazo contratado directamente por el organismo y canalizado a través de un vehículo financiero para realizar los pagos al contratista. Mediante esta modalidad se está financiando la reconfiguración de las refinerías de Pemex y algunos proyectos de la CFE.

Construcción-Operación-Transferencia (COT)

En este esquema el contratista construye y opera las instalaciones, pero transfiere la propiedad de las mismas al término del contrato. El contratista asume la responsabilidad de la operación de las instalaciones a través de un contrato de prestación de servicios de largo plazo. La transferencia final de los bienes se realiza a título gratuito y no se considera inversión pública. La terminal de carbón de la CFE (que comprende la recepción, descarga, manejo, almacenamiento, mezcla, transporte y entrega del carbón a la central de Petacalco) y el sistema flotante de almacenamiento de Pemex se llevan a cabo en esta modalidad.

Construcción-Operación

Es similar al contrato COT. La diferencia estriba en que al término del contrato no se transfieren las instalaciones al organismo. En esta modalidad se construyó la planta de producción de nitrógeno de Atasta. En virtud de un contrato de largo plazo, Pemex compra el nitrógeno que se inyecta en el campo Cantarell para mantener su presión. También se construyó con este esquema el gasoducto que surte a la central de Samalayuca, así como el gasoducto Ciudad Pemex-Valladolid (Mayacan) que alimenta las centrales de la península de Yucatán. La CFE firmó un contrato de largo plazo con los dueños de las tuberías para el transporte del combustible.

Productor Independiente de Electricidad (PIE)

Bajo este esquema el contratista construye, opera y mantiene la propiedad de las instalaciones. El proyecto es financiable porque se firma un contrato de largo plazo (*Power Purchase Agreement —PPA—*), mediante el cual la CFE se compromete a abonar al contratista pagos fijos por tener a su disposición la capacidad de generación, así como pagos variables por la energía entregada a la red de acuerdo con el despacho de carga. El pago por capacidad es del tipo toma o paga (*take or pay*), es decir, el organismo se compromete a pagar por la capacidad de generación disponible, independientemente de si es o no despachado. La CFE está utilizando este esquema para el desarrollo de nuevos proyectos de generación. Con este esquema se han realizado 19 proyectos en el período 1996-2000.

Fuente: Secretaría de Energía (2000).

Cuadro 2

MÉXICO: COMPROMISOS TOTALES DE PAGO AL SECTOR
PRIVADO POR PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA
PRODUCTIVA DE LARGO PLAZO CONTRATADOS
ENTRE 1997 Y 2001

(Millones de pesos de 2001)

Entidad	Amortización	Intereses	Total
Total	384 980	164 654	549 634
PEMEX	323 895	121 294	445 189
CFE	61 086	43 360	104 445

Fuente: Presupuesto de Egresos de la Federación para el ejercicio fiscal del año 2001.

En la CFE la inversión presupuestaria participó con el 65.4% en el período 1995-2001; por su parte, la inversión financiada lo hizo con el 34.6%. Se han contratado con aporte privado un total de 76 obras de generación ⁷⁰ y transmisión. El total incluye 36 centrales de generación que totalizan 15 262 MW. ⁷¹ Las autoridades han decidido seguir utilizando el esquema Pidiregas mientras se propone y aprueba la modificación del marco jurídico para la creación de un mercado eléctrico. En el período 2000-2009 los proyectos de inversión financiada cubrirían el 58% del programa de obras de CFE; en generación, alcanzarán 97.7%.

El balance que hace la Secretaría de Energía de la estrategia de financiamiento basada desde 1997 en los Pidiregas es globalmente positivo: ese esquema “ha permitido fortalecer la inversión privada en proyectos estratégicos que impulsan el desarrollo económico y fortalecen la infraestructura productiva del sector energético, lo cual no hubiera sido posible si toda la inversión pública hubiera dependido de los recursos presupuestarios”. ⁷²

2. Otras fuentes de financiamiento

El financiamiento de los programas de inversión a cargo de Pemex y la CFE también se realiza con recursos propios, préstamos de la banca nacional y captación externa. La empresa LFC se apoya en las transferencias directas del gobierno federal, pues no genera suficientes recursos propios y no tiene acceso a créditos importantes. Desde hace casi una década la banca internacional de fomento ya no financia los proyectos de inversión de la CFE.

⁷⁰ Se incluye, bajo el esquema COT, la construcción de la terminal de carbón de la central Petacalco (149 millones de dólares), y en la modalidad Construcción-Operación-Conservación (COC), los gasoductos Ciudad Pemex-Valladolid (692 km y 300 millones de dólares), y Samalayuca. En el Presupuesto 2001 se incluyó el suministro de vapor para la central de Cerro Prieto.

⁷¹ Véase el anexo estadístico.

⁷² Véase Secretaría de Energía (2001b), pág. 97.

Las estrategias que han puesto en marcha las empresas públicas del mercado internacional de capitales se han orientado al incremento de la vida media de la deuda y a la ampliación de la base de inversionistas a los que se tiene acceso, para reducir el riesgo de refinanciamiento y el costo de la contratación. Como era de esperar, la participación de Pemex en los mercados de capital es más importante que la de la CFE, ya que las características técnicas y económicas de la industria petrolera son sustancialmente diferentes a los de la eléctrica y, en consecuencia, los mecanismos de financiamiento no son exactamente los mismos.

Para Pemex la captación externa representó entre 10% y 17 % de su ingreso en el último lustro. Los mecanismos que utiliza son los siguientes: a) líneas de crédito al comercio exterior para financiar la importación y exportación de productos refinados y petroquímicos, así como la pre-exportación de crudo; b) créditos comprador, captados a través de líneas de crédito otorgadas, entre otros bancos, por el Chase Bank of Texas, Société Générale, Canadian Imperial Bank; c) emisión de bonos en los mercados europeo y estadounidense con el apoyo de bancos como el Chase Manhattan Bank, J. P. Morgan, Goldman Sachs, SBC Warburg, Banca Commerciale Italiana, ABN Amro y UBS Securities; d) aceptaciones bancarias (Programa con el Industrial Bank of Japan); e) papel comercial (Programa con el Bank of America), y f) créditos directos.

Para conseguir algunos de los préstamos, la empresa estatal ha utilizado las acciones que posee en Repsol (5% de las acciones emitidas por esta última), ofreci ndolas como garantía.⁷³ La primera transacción financiera de este tipo se realizó en 1994 y ha sido renovada en años posteriores. De un monto inicial de 467 millones de dólares ha pasado a 675 millones de dólares en razón del incremento del valor de las acciones de Repsol.

La estructura de la captación externa varía año tras año. En 1999 se obtuvieron 4 226 millones de dólares provenientes de líneas de crédito al comercio exterior (29%), aceptaciones bancarias (22.1%), papel comercial (16.7%), emisión de bonos (16.3%), créditos directos (11.2%), créditos comprador y otros instrumentos.

Cabe destacar que desde 1997 Pemex ha estado financiando sus proyectos de infraestructura productiva de largo plazo —clasificados como Pidiregas— mediante los mecanismos siguientes:

a) Emisión de bonos. En 1997 Pemex lanzó su primer bono global (1 000 millones de dólares), registrado ante la Securities Exchange Commission de los Estados Unidos, el cual fue colocado simultáneamente en América, Europa y Asia. Hasta ahora sigue siendo la emisión más importante efectuada por la entidad.

b) Créditos garantizados por agencias de crédito a la exportación. En 1998 se realizó una operación con el ABN Amro Bank por 227 millones de dólares, consistente de un crédito puente por 100 millones de dólares y otro por 127 millones de dólares con garantías del Eximbank, para financiar hasta 85% del contenido estadounidense de bienes y servicios relacionados con el proyecto Cantarell. En 1999 se obtuvieron otros 167 millones de dólares.

⁷³ Véase Pemex, *Informe Anual 1998*.

c) Venta de derechos de cobro futuros. Se trata de la venta de algunas cuentas por cobrar provenientes de la venta de petróleo crudo efectuada o por realizarse. Las cuentas por cobrar que vende Pemex son aquellas que se generan por la venta de petróleo crudo maya a clientes designados en los Estados Unidos, Canadá y Aruba. Los recursos netos obtenidos por la venta de esas cuentas se utilizan para los proyectos de infraestructura productiva de largo plazo. En 1998 se obtuvieron por ese medio 1 500 millones de dólares, pero al año siguiente se alcanzaron 2 488 millones de dólares.⁷⁴

Como las restricciones presupuestarias han reducido su capacidad de autofinanciamiento y ha tenido que recurrir en forma creciente al mercado internacional de capitales, el saldo de la deuda documentada de la entidad se ha incrementado sustancialmente, de 10 004 millones de dólares en 1996 a 16 404 millones en 1999.⁷⁵

Por lo que toca a la CFE, la empresa pública regresó al mercado de capitales en 1992, después de poco más de 12 años de ausencia, con una emisión de eurobonos más una operación de venta, arrendamiento y transferencia (*sale-back*), que en conjunto aportaron 350 millones de dólares en 1992-1993. A raíz de la crisis financiera de 1994-1995 se suspendieron las operaciones, pero reanudaron en 1996. Ese año se emitió, a través del Westdeutsche Landesbank Girozentrale (WestLB) y la participación de 27 bancos, papel comercial por 300 millones de dólares para financiar programas de adquisiciones y necesidades de corto plazo con recursos externos. Asimismo, se obtuvo un préstamo sindicado por 250 millones de dólares y líneas de crédito con la banca francesa (100 millones de francos) y la banca alemana (132 millones de marcos).

Oficialmente se reconoce que la respuesta obtenida por parte de la comunidad financiera internacional es un indicativo de la confianza de los acreedores sobre la solidez financiera de Pemex y la CFE, así como de la recuperación de la capacidad crediticia del gobierno federal ante los mercados internacionales.⁷⁶

Los préstamos de la banca internacional de fomento para las empresas públicas casi se han extinguido. Por ejemplo, el Banco Mundial ha concedido dos préstamos para obras de la CFE en los últimos 12 años: el primero, de 450 millones de dólares, para el desarrollo de los proyectos hidroeléctricos Aguamilpa y Zimapán (960 y 280 MW) en 1989. El segundo, de 450 millones de dólares, para proyectos de transmisión y distribución en 1990-1994. Asimismo, administró un préstamo de 13 millones de dólares para un proyecto de iluminación de alta eficiencia en 1994-1997.⁷⁷ Por su parte, el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) ha concedido tres préstamos en el mismo período: uno en 1990 para proyectos de la CFE (330 millones de dólares), otro en 1996 para la conformación del marco regulatorio en materia de gas natural, y uno más en 1997 para un proyecto de eficiencia energética del FIDE-CFE (23.4 millones de dólares).

⁷⁴ La operación se realiza a través de Pemex Finance Ltd., empresa constituida bajo las leyes de las Islas Caimán. Para la compra de esas cuentas por cobrar, la filial de Pemex obtiene recursos a través de la colocación de instrumentos de deuda en el mercado internacional.

⁷⁵ Ese monto incluye los préstamos para los proyectos de largo plazo. Véase Pemex, *Memoria de Labores*.

⁷⁶ Véase CFE, *Informe anual 1999* y Pemex, *Memoria de Labores, 1996-1999*.

⁷⁷ Véase <http://www.worldbank.com> y <http://www.iadb.org>, información por país.

En 1996 ambos bancos rechazaron la solicitud de la CFE para la obtención de un préstamo de 800 millones de dólares (cada banco aportará 400 millones), que serviría para realizar inversiones en transmisión y distribución, la reestructuración institucional de la CFE y un programa de eficiencia energética. El monto total de las obras ascendía a 2 630 millones de dólares.

En contraste, el BID ha estado muy activo con relación a los proyectos privados. Ha financiado parcialmente cuatro obras licitadas por la CFE bajo un esquema financiero BLT o PIE: uno en 1995 (Samalayuca II, 505 MW), otro en 1997 (Hermosillo, 250 MW), y dos más en 2000 (Bajío y Monterrey III de 600 y 1 000 MW, respectivamente). De igual modo ha participado en el financiamiento del gasoducto Mayacán (275 millones de dólares), la planta de cogeneración de Vitro (245 MW) y la central de autoabastecimiento de Cemex (230 MW); el primero en 1997 y los otros dos en 2000.

3. Incentivos fiscales para la inversión en el sector eléctrico

Al mismo tiempo que se modificó en 1992 la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica, para permitir la producción independiente, la cogeneración y la venta de excedentes de autoprodutores, se crearon estímulos fiscales para las inversiones en este ramo. En efecto, la tasa de depreciación fiscal para la maquinaria y equipo destinado a la producción de energía eléctrica y su distribución aumentó a 10% anual en 1993 frente a la tasa de sólo 3% vigente hasta el año anterior. La consecuencia de esta medida ha sido un aumento de la tasa de rendimiento del capital propio invertido en proyectos privados de generación eléctrica, el cual sería de aproximadamente 3%, en términos reales y después de impuestos, para proyectos financiados con 40% de deuda y 60% de patrimonio, o de 3.8% si la estructura de capital es de 60% y 40%, respectivamente.

Conviene notar que, aun cuando la producción de energía eléctrica para autoconsumo privado estaba permitida antes de la modificación a la citada ley, en la práctica enfrentaba obstáculos fiscales generados por una tasa de depreciación demasiado baja, en comparación con la aplicable a los equipos de proceso de las propias industrias intensivas en el consumo de electricidad (entre 5% y 9%, según el ramo). Con los cambios mencionados, los bienes de capital utilizados en la generación eléctrica han alcanzado tasas de depreciación fiscal (y, por ende, incentivos) superiores a los de la industria del petróleo y el gas natural (7% por año en ambos casos) y la petroquímica (9%), las cuales han permanecido sin cambio, al igual que todas las ramas industriales básicas. Además de la industria eléctrica, los beneficios fiscales de la depreciación acelerada se han extendido a los equipos destinados a prevenir y controlar la contaminación ambiental (así como a la conversión a gas natural), en los que se permite la depreciación total en un solo año, frente a 35% anual, hasta septiembre de 1993.

4. Límites y riesgos

Pemex y la CFE se han venido apoyando cada vez más en el esquema Pidiregas para financiar sus programas de inversión, pero las autoridades han discutido la conveniencia de seguir impulsando una estrategia diseñada al calor de la crisis financiera de 1994-1995. Las críticas más fuertes surgen del interior mismo del sector público y se han centrado en el uso de Pidiregas en el sector

eléctrico, dado que la CFE absorbe el 19% del monto total contratado y Pemex el 81%. Los cuestionamientos a la inversión financiada en la industria petrolera provienen también de los grupos nacionalistas que quisieran que el sector privado se mantuviera completamente al margen de los hidrocarburos.⁷⁸

De acuerdo con la CRE, México no puede seguir enfrentando los retos del crecimiento de la industria eléctrica a través de Pidiregas. Este esquema ha permitido hacer frente a las necesidades de inversión en el corto plazo, pero no garantiza las mejores condiciones para el Estado en el mediano y largo plazos; es un paliativo pero no una solución permanente al problema de la expansión de la industria eléctrica. Según las autoridades, algunas de las razones por las cuales sería necesario corregir la estrategia de financiamiento son las siguientes:

a) Los Pidiregas asignan los riesgos al Estado y no al sector privado

Los esquemas financieros mediante los cuales participa actualmente el sector privado no representan una verdadera inversión de capital por parte del sector privado, ya que el Estado asume el riesgo de la inversión.⁷⁹ El capital privado ha fluido gracias a las garantías gubernamentales.⁸⁰

b) Los Pidiregas compiten con el gasto social

En un presupuesto de ingreso fijos, el incremento en gasto de un sector necesariamente reduce el de los otros. Por ello “el gobierno federal enfrenta una disyuntiva: o aplica recursos para ampliar la infraestructura del sector eléctrico o los utiliza para cubrir prioridades sociales en donde la participación del sector público es verdaderamente indispensable”.⁸¹

⁷⁸ La crítica al uso de Pidiregas en la industria petrolera es nula en informes y documentos oficiales del dominio público.

⁷⁹ Véase Secretaría de Energía (1999), pág. 17.

⁸⁰ Al respecto, conviene observar que los precios que ha obtenido la CFE con los proyectos de inversión financiada son muy competitivos (véase de nuevo el anexo estadístico), con la notable excepción del proyecto Samalayuca II, que por diversas razones resultó muy por encima del precio promedio. Cuando el sector privado ha asumido riesgos mayores, específicamente el del combustible, el precio ofertado ha tendido a crecer.

⁸¹ Secretaría de Energía (1999), pág. 19. Ciertamente, en un presupuesto de ingresos fijos, el incremento en gasto de un sector parecería reducir el de los otros. Sin embargo, el pago a los Pidiregas se financia, por ley, con los mismos ingresos que genera el proyecto, es decir, con la venta de la electricidad que produce la planta. En contraste, si la electricidad se financiara con recursos públicos ajenos a las tarifas, sí competiría con el gasto social. En el fondo, este tema depende del tratamiento que se dé a las empresas públicas. Una opción sería sacarlas del presupuesto público.

c) Los Pidiregas desestabilizan los equilibrios macroeconómicos

Los compromisos de pago asociados a ese esquema generan presiones de corto plazo sobre el gasto y, por lo tanto, sobre el tamaño del déficit público.⁸² De ahí que la economía mexicana enfrente un dilema: reducir el gasto en cuenta corriente para compensar los pagos Pidiregas o permitir un déficit del gasto público con lo que ello implica en materia inflacionaria y endeudamiento.

d) Los Pidiregas socavan la viabilidad financiera de las empresas

Dicho esquema no puede utilizarse de forma indefinida, pues la deuda crecería exponencialmente hasta llegar a un punto insostenible para las entidades, ya que la relación pasivo capital en sus estados financieros no soportaría el nivel de endeudamiento.

e) Los Pidiregas reducen la capacidad de endeudamiento del Estado

Aunque la mayor parte del monto de los Pidiregas se contabiliza como deuda contingente, los mercados internacionales de capital lo consideran un riesgo, sobre todo tomando en cuenta la abultada deuda del gobierno federal.⁸³

Cabe destacar que buena parte de los cuestionamientos y dilemas surgen por la falta de transparencia en las cuentas públicas. En particular, el presupuesto que aprueba cada año la Cámara de Diputados para la CFE y LFC, bajo la recomendación de la SHCP, no especifica el origen de los fondos, y da la impresión de que proviene exclusivamente de los impuestos. En realidad, el gasto que ha ejercido la CFE en los últimos años, incluyendo el pago por Pidiregas, proviene de los propios ingresos que genera la empresa. La última transferencia fiscal data de 1995, es decir, antes de la entrada en vigor de dicho esquema de financiamiento.

⁸² Si se consideran las obligaciones potenciales del gobierno federal (deuda interna, deuda externa, IMSS, ISSSTE, IPAB, deuda de los estados, Pidiregas, fideicomisos y fondos FARAC), la deuda pública supera el 123% del PIB.

⁸³ De acuerdo con algunos autores, el financiamiento mediante Pidiregas “dificulta las colocaciones de deuda del sector público federal, ya que los mercados financieros, *de facto*, consideran las colocaciones de deuda de los organismos públicos como deuda soberana y, en consecuencia, compiten con las del gobierno federal. Mientras el sector público gana temporalmente espacios para asignar recursos presupuestarios a otras prioridades de mayor rentabilidad social, pierde margen de actuación por el lado de la disponibilidad de financiamiento externo para el sector público federal. Por otra parte, altos niveles de endeudamiento ponen en riesgo la estabilidad económica nacional”. Véase Téllez (1999). Al respecto, cabe destacar que el continuo aumento de las obligaciones Pidiregas, que en la actualidad equivalen a 80% de la deuda pública externa, todavía no afecta verdaderamente la nota crediticia del país, la cual se encuentra en continuo aumento. En marzo de 2000 Moody’s otorgó a México el grado de inversión, es decir, que se considera menor el riesgo de incumplimiento del pago de su deuda externa. Standard and Poor’s situaba a México, a comienzos del año 2001, un paso por debajo del grado de inversión y sólo espera ver el resultado de la reforma fiscal para elevar la calificación.

B. ALTERNATIVAS

Para asegurar la disponibilidad de recursos financieros que permitan incrementar la oferta de energía sin recurrir demasiado al endeudamiento, es posible diseñar algunas estrategias, como las siguientes:

a) Permitir que Pemex y la CFE incrementen sus recursos propios, con el fin de que sus necesidades de endeudamiento para cumplir sus programas de inversión se reduzcan. Ello implica, por una parte, corregir el régimen fiscal de Pemex, en el marco de la reforma fiscal integral y, por otra, dar a la CFE un trato fiscal no discriminatorio, además de revisar las políticas aplicadas a los subsidios en las tarifas eléctricas.

b) Abrir las actividades reservadas al Estado para que sea el sector privado el que se encargue de la expansión del sistema de abastecimiento energético, lo cual requiere profundos cambios estructurales en el marco jurídico vigente.

Es claro que estas dos alternativas no son excluyentes y podría pensarse en una combinación de ellas.

1. Petróleo

La industria petrolera internacional encuentra en la generación interna de fondos su principal fuente de financiamiento. En el caso mexicano esto sólo podría lograrse si se modifica el régimen fiscal vigente que, además de ser excesivo, conlleva una elevada regresividad.⁸⁴ La construcción de un nuevo sistema debe fundarse en la racionalidad microeconómica. Se debe gravar, por una parte, al recurso natural (los hidrocarburos) y, por la otra, al operador (Pemex).

La composición de la producción justifica que se haga la distinción entre el petróleo y el gas natural no asociado. De igual modo, debe respetar tres principios fundamentales de eficiencia económica: adaptabilidad, equidad y neutralidad. Se trata de construir un esquema tributario inteligente, flexible y adaptado a la evolución del mercado (precios), así como a las diferencias de costos y dificultades; un esquema que comparta de manera equilibrada riesgos y beneficios entre la empresa y el Estado; un régimen que evite las distorsiones, como por ejemplo la inversión insuficiente, el aumento artificial de costos o el descremado de los yacimientos. Pero también se trata de que sea simple y facilite la recaudación. Un régimen con esas características exige una

⁸⁴ La progresividad de un régimen fiscal petrolero es su capacidad para recuperar la renta petrolera en favor del Estado, sin afectar al beneficio normal al que la compañía tiene derecho por desarrollar una actividad industrial. El régimen será “progresivo” si, por una parte, el valor presente del tributo crece conforme aumenta la rentabilidad de la explotación petrolera y, por la otra, si el flujo de caja actualizado de la compañía siempre se mantiene en un nivel aceptable, aun en situaciones de baja rentabilidad derivadas de la escasa productividad de los yacimientos, la caída de los precios, el incremento de los costos de producción o una combinación de ambas. Si el marco tributario no cumple las condiciones señaladas, se dice entonces que es “regresivo”. Véase Rodríguez-Padilla (1994).

mayor coordinación del organismo encargado de la gestión del patrimonio petrolero, en este caso la Secretaría de Energía y las autoridades hacendarias.

En el caso del operador, éste debe pagar impuestos como cualquier compañía privada que desarrolla una actividad industrial: ISR, impuesto al activo, etcétera. Todas las filiales de Pemex, incluyendo Pemex Exploración y Producción, deberían estar sujetas a ese régimen.

2. Gas natural

Las opciones para incrementar la inversión y ampliar la oferta de gas natural no asociado se reducen fundamentalmente a dos: modificar el régimen fiscal de Pemex para que disponga de mayores recursos de inversión, o permitir que el sector privado participe en la búsqueda y la extracción del hidrocarburo en alguna modalidad contractual que implique asumir el riesgo geológico (licencias, concesiones, contratos de producción compartida o contratos de asociación). Ambas opciones, que no son excluyentes sino complementarias, significan un nuevo reparto de las rentas económicas asociadas al gas natural.

Cuando se razona en términos de renta y su apropiación, es esencial analizar, entre otros, los criterios conforme a los cuales debería repartirse, quién tendría derecho a beneficiarse, cuánto correspondería a los interesados, cuándo se les haría llegar y en qué forma. La respuesta a esas interrogantes se complica cuando se recuerda que, en realidad, la renta diferencial no remunera ningún factor de producción perfectamente identificado y específico, porque se trata de un “don de la naturaleza”.⁸⁵

Los partidarios del usufructo exclusivamente público de la renta sostienen que el Estado, en mayor o menor medida, es el único que puede ser el guardián del interés colectivo sobre un recurso no renovable. En consecuencia, es el único que puede captar la renta a la salida del yacimiento. Esta solución conduce al Estado a confiar a una entidad pública la administración del recurso y su renta asociada, lo que le confiere un derecho de monopolio con misión de servicio público. La distribución de la renta entre los ciudadanos la decide el Estado y la pone en marcha a través del ejercicio del gasto público.

Los partidarios del usufructo exclusivamente privado de la renta razonan de otra manera. Para ellos, las acciones del Estado y las empresas públicas no están sometidas al rigor de la competencia y al control del mercado. La creación y, por tanto, la apropiación de la renta debe pasar a manos privadas para que sea transferida a la colectividad a través de una oferta abundante, precios bajos, mayor calidad y mejor atención.

México ha optado por la primera solución desde 1938. El problema es que las autoridades no han destinado una porción suficiente de la renta ya obtenida para asegurar su reproducción y ampliación, es decir, para renovar las reservas probadas y expandir la capacidad de producción. Como ya se mencionó, la modificación *ad hoc* del régimen fiscal de Pemex vendría a solucionar

⁸⁵ La espectacular productividad de Cantarell, por ejemplo, sólo puede atribuirse a una feliz conjunción de factores naturales y no a un factor de producción específico; en otras palabras, ese yacimiento supergigante es la consecuencia del azar geológico y de un accidente geográfico.

el problema. Se debe subrayar que la negociación se llevaría a cabo al interior del Estado, entre organismos públicos, los Poderes de la Unión, partidos y grupos de interés.

En contraste, la segunda solución —la apertura de los yacimientos de gas no asociado al sector privado— lleva a una problemática bien diferente. En primer lugar, no se sabe qué tipo de hidrocarburos se obtendría de un descubrimiento y en qué proporción. En consecuencia, sería necesario establecer criterios para definir ámbitos de competencia de acuerdo con las características del yacimiento.

En segundo lugar, habría que llegar a un acuerdo sobre la repartición de costos y beneficios. Aquí surge el delicado problema de fijar un “impuesto óptimo” que, sin desalentar a la compañía privada, sea equitativo, aunque exista controversia en lo que esto último significa. La solución se complica cuando se toma en cuenta que la determinación del “impuesto óptimo” requiere un Estado realmente informado acerca de las dimensiones de dicha renta y sus variaciones temporales. Sin embargo, con respecto al descubrimiento del recurso, la información previa es precaria, y la posterior asimétrica. Ello sin contar con que todo contrato de riesgo se negocia y se firma conforme a una cierta correlación de fuerzas, por lo que su vigencia depende directamente del tiempo que dure dicha correlación. Cuando la renegociación se complica es inevitable que intervenga el gobierno sede de dicha compañía. Al final, la negociación podría transformarse en un asunto de relaciones diplomáticas. Quien domine en ese plano, tarde o temprano impondrá sus condiciones.⁸⁶

En suma, ambas soluciones implican actores y sendas de desarrollo diferentes. La primera —la adecuación del régimen fiscal de Pemex— tiene tres ventajas tangibles: el Estado sigue acaparando la totalidad de la renta del gas natural, no se necesita cambiar la Constitución, lo cual facilita la negociación en el Congreso y, finalmente, el problema se resuelve dentro de mismo Estado. Sin embargo, debido a esto último, existe el riesgo de que los factores políticos pudieran transformar su naturaleza, reducir su alcance o retardar su aplicación. Otro inconveniente es que el nuevo flujo de recursos con el que contaría Pemex crecería paulatinamente, ya que dependería del aumento de recaudación en otras áreas de la economía. La despetrolización de las finanzas públicas sólo puede ser un proceso gradual.

En cambio, la apertura del subsuelo podría generar un rápido e importante flujo de inversiones por parte de las empresas petroleras internacionales. México se beneficiaría así de la renta que estas empresas hayan obtenido en yacimientos localizados en otros países. La entrada de capital tendría además consecuencias favorables sobre los equilibrios macroeconómicos de corto plazo. En contrapartida, las desventajas de esta segunda opción son tres: en primer lugar, la renta ya no se queda totalmente en manos del Estado, sino que la parte que le correspondiera dependería de su poder de negociación. En segundo lugar, habría interlocutores muy fuertes y experimentados con respaldo de gobiernos poderosos; finalmente, es necesario cambiar la Constitución y la ley reglamentaria respectiva (debido a la presencia de líquidos en la producción de gas, que son hidrocarburos básicos) y, por lo tanto, entablar una negociación en el Congreso que podría ser muy desgastante, como sucede con la reforma fiscal. Por último, se debe tener en cuenta que el crecimiento de la participación privada en este segmento de actividad con el tiempo

⁸⁶ El reciente conflicto de Telmex con las compañías de larga distancia, en el que acabó interviniendo el Gobierno de los Estados Unidos, es ilustrativo.

presionaría sobre el gobierno para obtener una profundización de la reforma que permitiera percibir mayores ingresos (una porción más abultada de la renta) y nuevas oportunidades de negocio (petróleo crudo). Los procesos de apertura de las industrias petroleras nacionales a lo largo de la historia así lo revelan.

3. Electricidad

El aumento acelerado del consumo de electricidad que se prevé para los próximos años plantea, como se ha señalado, un enorme reto en su dimensión financiera. Las opciones para enfrentarlo pueden clasificarse en dos grupos: por una parte, las que plantean mejorar la estructura actual y, por otra, las que consideran que se necesita dotar a la industria eléctrica de un nuevo modo de organización y regulación. Se trata de dos mundos imperfectos: el de la empresa monopólica verticalmente integrada y el del mercado.⁸⁷ La presente administración se inclina por una estrategia del segundo tipo, aunque ha manifestado su compromiso de no privatizar las empresas del Estado, por lo que busca abrir más espacios a la inversión privada solamente en la generación y en la comercialización de electricidad. Cada una de estas estrategias plantea ventajas e inconvenientes. Asimismo, ambas requieren ajustes en el marco jurídico, pero de diferente alcance: la primera, la modificación de la legislación secundaria; la segunda, el cambio constitucional.

La decisión debe evaluarse cuidadosamente porque la electricidad no es un bien como los otros. Se distingue de los demás porque tiene un carácter imprescindible y estratégico. Se trata de un bien esencial para la salud, la educación, la seguridad, la comunicación y el bienestar de la población. Asimismo, es fundamental para el desarrollo de la actividad económica, sin el cual se detendría.⁸⁸ Tiene además un papel fundamental en la cohesión social y el desarrollo territorial. Por las mismas razones, la decisión debe gozar del más amplio consenso social.

a) El aumento de la transparencia en el modelo actual

El problema toral de la industria eléctrica mexicana está centrado en la falta de transparencia de la estructura organizacional y de toma de decisiones, que se traduce en un alto grado de discrecionalidad. En primer lugar, el gobierno es juez y parte: por una parte, es autoridad tutelar y por la otra operador del servicio. En segundo lugar, ordena el funcionamiento de la industria eléctrica a partir de objetivos no siempre compatibles con los de continuidad y calidad del suministro, eficiencia y productividad, cuidado ambiental y compatibilidad social. Dicha discrecionalidad se manifiesta notablemente en la fijación de tarifas, la emisión de licitaciones para la realización de las obras, la gestión del presupuesto de la CFE, y las atribuciones de la CRE, como se explica a continuación.

i) Tarifas. El marco jurídico vigente indica que los nuevos proyectos de inversión con ahorro privado deben ser autofinanciables, es decir, pagarse con el recibo que se cobra a los usuarios. Sin embargo, las tarifas aprobadas por la SHCP sólo alcanzan a cubrir los costos

⁸⁷ Véase Wolak (2000).

⁸⁸ Como quedó demostrado con la reciente crisis de California.

operativos y una parte de los costos de inversión (producción y transmisión), por lo que no generan los recursos requeridos para financiar la totalidad de la expansión del sistema, es decir, no incluyen la distribución (véase el recuadro 5). Los bajos precios de la electricidad no favorecen una utilización racional de la electricidad, pero sí un uso más intensivo de los recursos naturales y ambientales.⁸⁹ Además, de mantenerse la actual estructura tarifaria, existe el riesgo de que no se module el crecimiento de la demanda de energía eléctrica y, con ello, se incrementen los recursos requeridos para financiar la expansión tanto del sector eléctrico como del sector hidrocarburos para hacer frente al aumento de la demanda de gas natural.

ii) Licitaciones. Las licitaciones para la contratación de las obras contempladas en el programa de obras de la CFE pueden atrasarse a petición de la SHCP o de la Secretaría de Energía, por razones de índole macroeconómico (reducción del gasto público para frenar la inflación) o políticas (justificar la privatización de funciones o activos). En ese sentido, la estrategia de financiamiento basada en los Pidiregas es sensible a la coyuntura económica y política.

iii) Presupuesto de la CFE. El gobierno utiliza el presupuesto de la CFE como herramienta complementaria de las políticas de estabilidad macroeconómica, comprimiendo inversiones, posponiendo estacional o cíclicamente erogaciones, recortando el gasto, a pesar de que tales expedientes son enteramente contrarios al espíritu de eficiencia productiva, así como a la exigencia de imprimir certeza al abasto de un bien fundamental para la vida moderna como es la electricidad.⁹⁰ Cuando la CFE ha tenido recursos propios para invertir, la SHCP no le ha permitido el gasto para no profundizar el déficit de las finanzas públicas.

iv) Atribuciones de la CRE. Este organismo no ha sido dotado de la autoridad necesaria para imponer normas equitativas de funcionamiento que permitan paliar la posición dominante de la CFE y la acción discrecional del Estado. El hecho de que dentro de sus funciones no se encuentre la de fijar las tarifas a los consumidores finales refleja claramente su falta de autoridad. Si bien es cierto que su labor ha sido importante en cuanto a la evaluación y el control de las licitaciones para el desarrollo de proyectos de producción independiente, sus atribuciones son muy limitadas con respecto a las tareas que podría realizar si se explotaran las posibilidades del modelo de comprador único.

Un argumento a favor del actual modelo de desarrollo de la industria eléctrica es que ha demostrado su viabilidad, con costos y riesgos bajos para el país. Y lo que es más importante, con ajustes menores, negociables entre actores nacionales y relativamente reversibles, puede mejorar su funcionamiento y garantizar su viabilidad en el largo plazo. Sin embargo, si las autoridades decidieran preservar el modelo actual sería imprescindible aumentar su transparencia y reducir la discrecionalidad en la toma de decisiones.

⁸⁹ De acuerdo con lo dispuesto por la Cámara de Diputados, a partir de julio de 2001 las empresas tienen la obligación de identificar claramente en el recibo que se expide al usuario el costo del suministro y el subsidio otorgado. Por causas diversas, esta medida aún no se ha aplicado.

⁹⁰ Véase Ibarra, David (1999).

Recuadro 5

SUBSIDIOS EN LAS TARIFAS ELÉCTRICAS

En la actualidad las tarifas de servicio público de electricidad sólo permiten cubrir los costos variables y una parte de la inversión. La diferencia es cubierta por un subsidio. Los principales beneficiarios son los usuarios de los sectores residencial y agrícola; el precio promedio que pagan sólo alcanza a cubrir el 39% y el 26% de los costos respectivos. En cambio, el precio que paga el resto de usuarios representa el 93% del costo (véase el cuadro A-5 del anexo estadístico). Se estima que en el año 2000, los subsidios ascendieron a 44 620 millones de pesos, lo cual representa alrededor de 4 719 millones de dólares. La repartición entre los usuarios no es equitativa debido a los criterios de asignación.

Para el sector residencial se utiliza como único discriminante el consumo de los usuarios y el clima de la localidad donde se encuentran, sin atender a otros factores como su situación socioeconómica. En consecuencia, el subsidio es altamente regresivo. Todos los usuarios pagan por debajo del costo los primeros kWh consumidos. Durante el período invernal el límite se establece en 200 kWh mensuales. Durante la estación cálida el límite se desdobra en varios escalones de acuerdo con la temperatura media de la localidad, llegando a alcanzar los 3000 kWh. De este modo, los usuarios con altos ingresos pero con consumos bajos o intermedios reciben subsidios en sus facturas; asimismo, los habitantes de las zonas cálidas del norte (los de mayores ingresos) reciben más subsidios. La distribución porcentual por decil de consumo muestra que el 10% de los hogares con menores consumos acapara el 5% del subsidio; en cambio, el 10% de los hogares con mayor consumo acapara el 15%.

Para el bombeo agrícola también se utiliza como criterio la repartición el nivel de consumo (en kWh), por lo que también resulta un subsidio altamente regresivo. Los mayores beneficiados han sido los productores de mayores ingresos en las zonas rurales. El subsidio anual por habitante por población dedicada a la agricultura implícito en la tarifa eléctrica de bombeo agrícola asciende a entre cero y dos salarios mínimos diarios (smd) en Guerrero, Oaxaca, Veracruz, Tabasco, Chiapas y Quintana Roo. En contraste, asciende a 40 smd en Baja California, Sonora, Coahuila, Zacatecas, Aguascalientes Guanajuato y Querétaro. Cuatro estados del norte de la república acaparan más de la mitad del subsidio, mientras los estados con población predominantemente rural captan menos del 2% de los subsidios.

Además de ser inequitativos, los subsidios están socavando la viabilidad financiera del subsector. La metodología utilizada por la CFE para evaluar los proyectos de infraestructura productiva de largo plazo implica que los precios teóricos de transferencia entre generación y transmisión no incluyen los subsidios al consumidor final; éstos se concentran en el segmento de distribución. Por lo tanto, se pueden financiar mediante Pidiregas los proyectos de generación y transmisión —pues resultan autofinanciables—, pero no los de distribución. Éstos tienen que financiarse entonces con recursos propios de la entidad. En suma, las tarifas cobradas a los usuarios permiten cubrir los costos operativos y una parte de la inversión (los de generación y transmisión), pero no la totalidad de la expansión del sistema (distribución). Por ello, de mantenerse la actual estructura tarifaria, existe el riesgo de que en el futuro sea necesario canalizar recursos fiscales para que la CFE pueda financiar la totalidad de su programa de obras e inversiones.

Hay que destacar que el costo de la electricidad incluye el rendimiento (“aprovechamiento”) que la CFE debe pagar al Estado por los activos que utiliza para prestar el servicio de energía eléctrica (LFC está exenta de dicho pago). Como resulta muy oneroso para los usuarios, pues es igual al 9% de los activos fijos en operación, el gobierno les otorga un subsidio. Sin embargo, la transferencia de fondos subsidio/aprovechamiento es virtual y sólo se registra contablemente. Los subsidios en la CFE se obtienen como la diferencia entre el costo contable y los productos (ingreso) para cada segmento de clientela. Aunque el subsidio no se traduce en un gasto contenido expresamente en el Proyecto de Presupuesto de Egresos de la Federación y, por lo tanto, no se le entrega a la CFE, sí representa un beneficio para los usuarios, ya que éstos dejan de pagar el precio total del servicio que recibe. Ello genera un problema para la CFE, porque el aprovechamiento está destinado, por ley, a complementar las aportaciones que le da el gobierno federal para la inversión en nuevas obras de infraestructura y que han sido nulas en los últimos cinco años. En consecuencia, la capacidad de autofinanciamiento de la CFE se ha deteriorado.

En ese sentido, sería necesario conceder autonomía a sus empresas (CFE y LFC), para que tomen sus propias decisiones en materia de operación e inversión.⁹¹ Deberían quedar incluidas en un régimen fiscal similar al que se aplica a las empresas privadas y pagar dividendo a su único accionista: el Estado. Paralelamente, se deben establecer compromisos concretos para reducir los costos y elevar la productividad, especialmente en la empresa LFC. Asimismo, sería imprescindible racionalizar los subsidios para que lleguen a quien realmente los necesita. El Congreso debería participar en la tarea de determinar quién debe recibirlos, cómo se van a financiar y cómo serán entregados a los beneficiarios. Otro paso fundamental consistiría en transferir a la CRE la potestad de autorizar las tarifas que cubrieran integralmente los costos. Transferir esa atribución a la CRE no tendría mayor sentido si no se le fortalece y, sobre todo, si no se le independiza del Poder Ejecutivo. De otro modo, seguiría la interferencia política que ha venido influyendo en su actuación. Es fundamental que trabaje como regulador y no como una agencia de promoción de inversiones,⁹² pues se generan conflictos de intereses.

Sin embargo, conviene hacer notar que en la realización del programa de obras deberían conjugarse la cogeneración, la producción independiente⁹³ y el desarrollo de proyectos por parte de la misma empresa. Estas dos últimas requerirían garantías gubernamentales, lo cual podría afectar negativamente a la capacidad crediticia del país. Una posible solución sería que la CFE no tuviera que dar garantía alguna para sus proyectos, que estarían avaladas por el Estado.

b) La creación de un mercado

Desde el punto de vista de las actuales autoridades, es necesaria una reforma que abra más espacios a los inversionistas privados, a fin de que sean ellos quienes asuman los riesgos, y eliminar así algunas presiones sobre el gasto público y la deuda del gobierno federal. De esta forma se podría garantizar el abasto, minimizar los costos, disminuir las tarifas, incrementar la calidad del producto y ampliar la gama de servicios. Otras ventajas importantes se refieren a que con esta opción sería posible concentrar la atención y los recursos públicos en el sector social y el combate a la pobreza, así como generar más y mejores empleos para los electricistas, elevando sus condiciones de trabajo y las de sus organizaciones sindicales y, finalmente, desarrollar el autoabastecimiento y la cogeneración.

La reforma propuesta por la pasada administración comprendía los siguientes elementos: desagregar la industria en sus distintos segmentos, permitir la inversión privada nacional y extranjera en cada uno de ellos, y establecer un mercado mayorista donde participen generadores, distribuidores, comercializadores y grandes consumidores. El precio sería determinado por el juego de la oferta y la demanda, pero estarían autorizados los contratos bilaterales. La red de transmisión operaría con libre acceso a terceros, excepto los autoabastecedores. Por su parte, la CFE y la empresa LFC se transformarían en distintas compañías especializadas en generación, transmisión y distribución, que serían posteriormente privatizadas. Sólo la empresa encargada de la generación nucleoelectrónica seguiría siendo del Estado, como un organismo público encargado

⁹¹ Véase Bazúa y otros (2001).

⁹² Véase Giugale, Lafourcade, y Nguyen (2001).

⁹³ Con la participación de la CFE nuevamente en la construcción de centrales se conseguiría una mayor competencia entre contratistas y, por lo tanto, precios más bajos.

de la red nacional de transmisión, el mercado eléctrico y el despacho eléctrico. Las tarifas de transmisión y distribución serían reguladas por la CRE, y la distribución estaría sometida a un régimen de servicio público.

Ahora bien, existen muchas maneras de organizar y regular la industria eléctrica con enfoque de mercado. Sin embargo, la idea de fondo consiste en que la competencia, real o potencial, entre actores privados y, eventualmente públicos, determine los precios de los bienes y servicios que se producen. El resultado esperado es una disminución de los precios hasta el nivel competitivo, en beneficio de los consumidores, pero que a su vez asegura la viabilidad financiera de la industria. Asimismo, se esperaría una mejoría en la continuidad y la calidad del servicio. Como corolario, ya no sería necesario un planeamiento central del sistema, tarea natural de la empresa verticalmente integrada, pues las señales económicas inducirían a los participantes a modernizar y construir lo que haga falta. Tampoco hay necesidad de que alguien se responsabilice de garantizar el abasto, pues el mercado en su conjunto se asegurará de que no falte el fluido eléctrico.

Sin embargo, la creación de un mercado eléctrico es una tarea delicada cuyo resultado práctico no está garantizado. En efecto, después de una década de implantación de mercados eléctricos en el mundo, no hay una clara evidencia de su éxito o fracaso. Existen experiencias satisfactorias en donde se ha logrado elevar la eficiencia, la calidad del suministro y la productividad, al mismo tiempo que se ha conseguido atraer capital y disminuir los precios. Sin embargo, también se observan experiencias menos afortunadas, en las que la continuidad y la calidad del suministro se han degradado y/o los precios se han disparado. Asimismo, se ha invertido con exceso en algunas actividades (generación), pero ha faltado capital para otras (transmisión). En algunos casos, el Estado, al que se trataba de alejar, ha tenido que intervenir directamente para evitar daños mayores a la economía nacional o local.⁹⁴ La crisis de California,⁹⁵ el gran apagón de Buenos Aires⁹⁶ y los racionamientos en Chile⁹⁷ muestran claramente las dificultades que pueden surgir con esta opción. En suma, un mercado eléctrico tiene ventajas potenciales, pero no está exento de riesgos.

Para que pueda existir competencia es de suma importancia crear un terreno neutral. Ningún generador individual o en grupo debería tener la capacidad de influir indebidamente en el nivel de precios ni a corto ni a largo plazos. Sin embargo, no hay una respuesta única ni es fácil

⁹⁴ En algunos casos, como el de California, el mercado eléctrico se ha revelado como una poderosa máquina de transferencia de riqueza de los consumidores a los generadores. En algunos países de América Latina se ha logrado evitar dichas transferencias, pero a costa del presupuesto de las empresas que continuaron siendo públicas o del presupuesto del Estado, es decir, a costa de los contribuyentes.

⁹⁵ Según información del ISO de California (*CAISO*) (<http://www.caiso.com>), en 1998, con una demanda máxima en ese Estado de alrededor de 45 000 MW en el verano y de 33 000 MW en el invierno, se decretaron siete emergencias, de las cuales cinco llegaron a la etapa 2. Para 1999, con prácticamente las mismas demandas máximas, las emergencias fueron cuatro, y solamente una llegó a la etapa 2. Para el año 2000, ya con el mercado mayorista en funciones, hubo 92 declaraciones de emergencia, 55 de las cuales se quedaron en la etapa 1; 36 llegaron a la etapa 2, y una se fue hasta la etapa 3. En los primeros meses del año 2001 se han tenido 45 días en etapa 3, en un periodo del año (invierno) en que la demanda máxima alcanza su mínimo valor (menos de 30 000 MW) y, en teoría, existe una capacidad ociosa importante.

⁹⁶ Véase Pistonesi (2000). Véase también, Abdalá y Chambouleyron (s/f).

⁹⁷ Véase Rosas Balbontín (2000).

conseguirlo.⁹⁸ La experiencia internacional es que casi siempre un grupo de actores logra destacar y ejercer poder de mercado, es decir, adquiere la capacidad y la habilidad para alterar los precios en su beneficio, alejándolos del nivel competitivo. En suma, existen mercados eléctricos, pero no necesariamente son competitivos. Además, la evidencia empírica tiende a demostrar que la capacidad de las firmas para ejercer poder de mercado en la industria eléctrica, aun con modestas fracciones de mercado, es mayor que en otras industrias.⁹⁹ Hasta ahora los entes reguladores no han podido poner en marcha mecanismos duraderos para controlar y eliminar esa falla del mercado; el desafío está abierto.

Otro de los grandes retos es crear mecanismos eficaces para, por una parte, transferir a los consumidores la eventual disminución de costos obtenida por razones endógenas o exógenas;¹⁰⁰ por otra parte, conseguir que la expansión de la red de transmisión no se rezague. El incremento de la eficiencia y confiabilidad exige vigilar que la empresa de transmisión no se convierta, por quedar en manos del sector público, en un refugio al que vayan a parar los despedidos que resulten de la reforma, lo cual afectaría a su productividad. Como el mercado no garantiza por sí solo los grandes principios de servicio público —continuidad, universalidad, igualdad, eficiencia, calidad, adaptabilidad, transparencia, solidaridad, equidad y armonía ambiental—, necesita mucha supervisión y apoyo del Estado.

La creación de un mercado eléctrico requiere la existencia de instituciones de mercado que permitan reducir los costos de transacción derivados de su funcionamiento.¹⁰¹ Es igualmente necesaria la existencia de un regulador fuerte e independiente capaz de asegurar el acceso

⁹⁸ Ese resultado es previsible: la regulación ofrece las mismas condiciones para todos, pero los participantes disponen de diferentes atributos y medios para competir, que no se pueden regular: medios financieros, experiencia, capacidad de cabildeo, etcétera.

⁹⁹ Véase Arroyo (2000). Algunas condiciones facilitan el ejercicio de poder de mercado: la concentración de capital en los activos de generación, la elevada elasticidad de la demanda en el corto plazo y las restricciones en transmisión. En particular, la combinación de demanda y suministro muy inelástica en horas pico con la naturaleza de los mercados en tiempo real (la electricidad no es almacenable pero la oferta debe satisfacer en todo momento a la demanda) hace de los mercados presa fácil del ejercicio de poder de mercado. Los mercados tienden a funcionar correctamente —en términos de continuidad de suministro y precios relativamente estables— cuando hay una reserva de producción muy amplia, por ejemplo, en el Pool Nórdico. En cambio, cuando el nivel de la reserva decae, aumenta el riesgo de escasez y volatilidad extrema, como en California.

¹⁰⁰ El caso de Inglaterra y Gales es ilustrativo. En su testimonio ante la Comisión de Competencia, en junio de 2000, el regulador Callum McCarthy se expresó de esta manera: “en la década transcurrida después de la privatización, el sector de generación ha carecido de competencia efectiva; es un sector en el que los costos de los insumos (especialmente combustibles, productividad laboral, eficiencia y costos de capital) han disminuido en grandes porcentajes. Sin embargo, los precios de la energía han permanecido prácticamente sin cambios”. Véase <http://www.ofgas.gov.uk>.

¹⁰¹ Las instituciones de mercado son definidas por Burki y Perry (1999) como las reglas y los mecanismos necesarios para el cumplimiento de acuerdos de mercado puntuales e impersonales que no requieren una relación contractual continuada. Estas reglas pueden dividirse en: aquéllas que encuadran la simple realización de transacciones en el tiempo (*timing* de las transacciones) y en el espacio (localización de las transacciones), y aquéllas más complejas que conciernen a las leyes que rigen los contratos, el sistema financiero y los procedimientos judiciales y de arbitraje necesarios para la realización de acuerdos. Una mejor información permite reducir los costos de transacción, pero no los elimina por completo.

indiscriminado a la red de transporte, con tarifas justas y razonables, y de un sistema jurídico imparcial, rápido y eficiente.

Para aplicar esta segunda opción en México, deberían buscarse los medios para que el Estado instaure los derechos de propiedad y los mecanismos de cumplimiento de contratos necesarios para el funcionamiento eficiente de los mercados eléctricos. Esto deriva de algunas debilidades institucionales que deben tomarse en cuenta a la hora de definir políticas de apertura a la competencia y a la inversión privada relacionadas con la CFC y la CRE. Se debe subrayar igualmente que una modificación en la legislación y la instauración de nuevas reglas de funcionamiento no garantizan un cambio inmediato de las normas de comportamiento. El desarrollo de una cultura de competencia en las empresas públicas y en las autoridades requiere esfuerzos institucionales considerables. Desde esta perspectiva, la no-privatización puede tener repercusiones importantes que obligan a poner un cuidado muy especial en el diseño de la estructura institucional. Es de esperar que haya una gran complejidad en la acción reguladora, así como riesgos de discrecionalidad.

En el escenario de una reforma moderada que no implique la privatización de las empresas del Estado, la CRE y la CFC desempeñarían un papel clave en el cumplimiento del objetivo principal de la reestructuración, que consiste en permitir la realización de las inversiones que se necesitan para hacer frente al crecimiento futuro de la demanda. La CRE debería estar dotada de la autoridad necesaria para imponer normas equitativas de funcionamiento que permitan paliar la posición dominante de la CFE y la acción discrecional del Estado, evitar la discriminación en el acceso a la red de transmisión, así como eliminar la posibilidad de aplicación de subsidios cruzados entre consumidores libres y cautivos. Esto supone un compromiso muy importante por parte del Poder Ejecutivo para compatibilizar los objetivos de política pública con la rentabilidad de las inversiones. Finalmente, es conveniente tener en cuenta que la creación de un mercado es un proceso difícilmente reversible. Una vez puesto en marcha, especialmente si incluyó la privatización de activos, se crean grandes intereses que impiden corregir fallas de diseño mediante cambios profundos.

IV. EMPRESAS DEL ESTADO

El tercer gran reto de la política energética mexicana concierne al perfeccionamiento de las empresas públicas, para que cumplan sus funciones en forma eficiente, a fin de aumentar la competitividad de la economía nacional. Ello les obligaría a ser: a) rentables y capaces de financiar con fondos propios la mayor parte de sus inversiones; b) competitivas, para insertarse mejor en el mercado internacional; c) ágiles y flexibles, para responder oportunamente a los cambios del entorno; d) diversificadas, para aprovechar las sinergias productivas; e) atentas a las necesidades de sus clientes, para conservar y ampliar los mercados, en aquellas actividades donde están en competencia, así como aumentar su legitimidad social en aquellas donde prevalezca el monopolio, y f) respetuosas del entorno natural, para no arriesgar el desarrollo de las generaciones futuras. Después de evaluar las capacidades desarrolladas, este capítulo analiza los retos que afrontan las empresas del Estado.

A. BALANCE GLOBALMENTE POSITIVO

La presente administración ha indicado que las empresas públicas del sector energético no serían privatizadas. Esa voluntad del titular del Poder Ejecutivo traería aparejado el compromiso por parte de Pemex, la CFE y LFC, de aumentar su capacidad técnica, económica y humana para responder al compromiso fundamental de garantizar el abasto de energía en el corto y largo plazo en las mejores condiciones de continuidad, calidad y precio.

El papel de las empresas públicas del sector energético en la economía mexicana es relevante. En el año 2000 generaron alrededor del 3% del PIB nacional y el 10% de las exportaciones. Pemex tuvo ventas por más de 50 452 millones de dólares y pagó impuestos por casi 31 000 millones de dólares (36% de los ingresos fiscales de la Federación). La CFE vendió electricidad por un monto de 10 253 millones de dólares a 18.7 millones de clientes. Por su parte, la empresa LFC atendió a más de 5 millones de usuarios localizados en la capital del país y sus alrededores, la parte más compleja del sistema eléctrico nacional. En esas circunstancias es normal que esas empresas sean objeto de una extrema atención por parte de las autoridades y la sociedad.

Ahora bien, el balance de la actuación de las empresas públicas es globalmente positivo, sobre todo a la luz de los medios con los que han contado. Desde su creación en 1938, Pemex ha abastecido el oportunamente mercado nacional con productos cuya calidad ha mejorado de manera constante. Es cierto que se han observado episodios de escasez de algún producto, especialmente de GLP, pero han sido breves y aislados. Asimismo, ha generado excedentes exportables de petróleo crudo sólo comparables con los principales productores mundiales. En 2000 las exportaciones de crudo promediaron 1.65 MMbd y desde 1982 se mantienen por arriba de 1.2 MMbd.

Simultáneamente, la capacidad de generación eléctrica ha crecido a un ritmo anual de 5.8% en los últimos 20 años; la tasa de cobertura del servicio alcanza el 95%, una de las más altas del mundo, con lo que se beneficia a un poco más de 92.2 millones de habitantes;¹⁰² nunca se ha presentado una crisis de racionamiento como la que se ha sufrido en California y en algunos países en desarrollo; la calidad del servicio ha sido aceptable y ha mostrado un continuo aumento; el nivel de satisfacción de sus clientes es elevado, y los indicadores revelan una mejora constante en la gestión de los procesos. Por su capacidad de producción, la CFE es la séptima mayor empresa del mundo, y en 2000 obtuvo el Premio Nacional de Calidad.

Una encuesta realizada en septiembre de 2000 por la empresa Gallup entre los clientes comerciales y residenciales del servicio público de electricidad reveló un grado de satisfacción global de 8.4 para la CFE y de 7.7 para la empresa LFC, en una escala del 1 al 10. Asimismo, en un exhaustivo sondeo de opinión realizado por Mitofsky en febrero de 2000, dirigido a usuarios industriales, comerciales y domésticos atendidos por la CFE en sus 13 divisiones regionales de distribución, la empresa logró una nota de 8.1, superior a la que obtuvieron los servicios públicos de abasto de agua, recolección de basura, teléfono y banca. El mismo sondeo subrayó la excelente calificación obtenida por los trabajadores de la CFE en todo el país, en lo referente a la amabilidad, capacidad, rapidez, honestidad y puntualidad en el servicio. Esa calificación es superior a las obtenidas en 1998 y 1997 (7.7 y 7.21, respectivamente).

Por otra parte, las empresas públicas del sector han desarrollado de forma considerable sus capacidades en recursos humanos, directivos y técnicos, lo que les permite tener hoy en día dominio de las actividades de producción, servicios, ingeniería, comercio y negociación de grandes proyectos industriales. A pesar de los progresos realizados y las ventajas con las que disponen, las empresas públicas no han logrado alcanzar completamente la categoría de las compañías internacionales. Presentan flancos débiles que las hacen vulnerables.

Pemex se cuenta entre las 10 principales empresas petroleras del mundo atendiendo a sus reservas, producción y ventas. Sin embargo, esos indicadores no reflejan su verdadera posición de fuerza en la industria petrolera. La estrategia de negocios adoptada por Pemex no le ha permitido alcanzar la importancia de las compañías petroleras internacionales, como Exxon-Mobil, Shell y BP-Amoco. Incluso es superada por Petróleos de Venezuela (PDVSA) en aspectos clave como la integración vertical en el extranjero y la productividad, o por Petróleo Brasileiro (Petrobras) en la innovación tecnológica. Se necesitará mucho esfuerzo e inversión para que se convierta en la empresa líder de ese grupo de países, tal como se lo ha planteado el director de la empresa.¹⁰³

Asimismo, la CFE y LFC se limitan a actuar en su respectivo espacio geográfico y sólo alrededor de su oficio fundamental. Son empresas ajenas al fenómeno de internacionalización y diversificación que se observa en el mundo desde hace una década. Más aún, se vieron amenazadas de desaparición a raíz de la propuesta de cambio estructural promovida por la pasada administración. Para la CFE aún existen considerables espacios de mejora, especialmente en lo que concierne a la reducción de costos, la calidad del fluido y la atención al cliente. Para la

¹⁰² En febrero de 2000, la tasa de cobertura alcanzó 98.7% en el medio urbano y 83% en el medio rural. Véase Secretaría de Energía (2000e).

¹⁰³ Muñoz Leos (2001).

empresa LFC el camino es aún más largo por los retrasos que sufre en todos los terrenos frente a los logros de la primera.

El problema central de las empresas públicas ha consistido en encontrar un equilibrio entre dos lógicas de funcionamiento, presentes desde su creación. La primera es la función de origen, relacionada con su materia de trabajo: hidrocarburos o electricidad. La segunda es la función nacional, que se refiere al papel que el Estado les asigna en el desarrollo del país. Esa doble función ha sido fuente de conflictos. Históricamente, el gobierno ha dado preferencia a la función nacional y ha utilizado estas empresas como instrumentos privilegiados de su estrategia nacional de desarrollo económico y social.

No fue sino hasta las postrimerías de la década de los años ochenta que comenzó a reconocerse la mayor importancia de la función de origen, en el marco de la profundización de las reformas económicas, y de cara a los problemas generados por el descuido de dicha función. En la búsqueda de niveles superiores de eficiencia económica y productividad, se adoptaron, entre otras medidas, la revisión de objetivos, políticas y prácticas institucionales, así como la reorganización productiva, el saneamiento financiero, la inversión selectiva, la creación de centros de resultados, la racionalización de activos, la supresión del exceso de personal, la multiplicación de programas de productividad, la erradicación de subsidios y gastos dispendiosos, además del cambio de filosofía y métodos de trabajo, el mejoramiento e introducción de nuevos productos y servicios, y la incorporación de medidas sistemáticas para la protección ambiental. Durante la pasada administración se puso en marcha una segunda generación de reformas en la CFE, con el Programa de Transformación Corporativa (1999) y la creación de un mercado eléctrico virtual (2000).

Gracias a dichos cambios, se ha logrado un mejor equilibrio entre las funciones que deben desempeñar las empresas. Sin embargo, continúa orientado hacia la función nacional. Con la reestructuración emprendida, se dispensó a las empresas de la tarea de actuar directamente como instrumentos de desarrollo social,¹⁰⁴ pero no de su contribución para resolver desequilibrios macroeconómicos. En efecto, como no se han transferido hacia ellas los centros reales de decisión, continúan siendo utilizadas por el gobierno como instrumento de recaudación de divisas y fondos públicos, obtención de préstamos externos, sostenimiento de la balanza de pagos y control de la inflación. En otras palabras, aún se considera que estas empresas son herramientas complementarias de las políticas de estabilidad macroeconómica.

El régimen fiscal de Pemex sigue siendo extremadamente pesado, a tal grado que la carga fiscal ha sido superior al 100% de las utilidades en los dos últimos años. A su vez, se ha impuesto a la CFE el pago de un rendimiento (aprovechamiento) equivalente al 9% de los activos fijos en operación.¹⁰⁵ Por su parte, la empresa LFC no se fusionó con la CFE, pero tampoco ha contado con el apoyo ni con los recursos necesarios para su sano desarrollo. De igual forma, ese organismo público no ha podido resolver las tensiones sindicales que obstaculizan una mayor eficiencia.

¹⁰⁴ Esa contribución directa al desarrollo social consistió frecuentemente en la construcción de carreteras, desarrollos inmobiliarios, escuelas, abastecimiento de agua, hospitales, etcétera.

¹⁰⁵ Artículos 31 y 46 de la Ley del Servicio Público de Electricidad.

Paralelamente, se ha seguido administrando el presupuesto de las empresas, comprimiendo inversiones, difiriendo estacional o cíclicamente erogaciones, a pesar de que tales expedientes son enteramente contrarios a la búsqueda de una eficiencia productiva, así como a la exigencia de imprimir certeza al abasto y mercado de bienes y servicios fundamentales para la vida moderna.¹⁰⁶ Esto no hubiera sido posible sin el control de la dirección estratégica y la administración cotidiana. Pemex y la CFE están bajo control de un Consejo de Administración y una Junta de Gobierno, respectivamente, presididos por el Secretario de Energía y conformados por secretarios de estado,¹⁰⁷ gracias a lo cual las decisiones y los nombramientos importantes recaen en el Presidente. Además, el vínculo empresa-gobierno incluye reglas no escritas que alteran el funcionamiento e influyen en las decisiones.¹⁰⁸ La tutoría directa ejercida por la Secretaría de Energía y, principalmente, por la SHCP incluye las decisiones de inversión, la elección de socios, el nivel de producción, la política de contratación, los salarios. Asimismo, se han reforzado los controles sobre los procesos administrativos a través de la Secretaría de Contraloría y Desarrollo Administrativo (SECODAM), los cuales han limitado la libertad de operación en los últimos años.

De todo ello resulta una autonomía muy limitada en los planos operativo, financiero, estratégico y administrativo, así como escasa transparencia en la toma de decisiones. Todo ello dificulta la rápida adaptación al cambio. En algunas ocasiones, la excesiva injerencia formal o informal de las autoridades de tutela y control acaba obstaculizando el buen funcionamiento de las empresas, sobre todo durante los períodos de crisis financiera y austeridad. Ello propicia la centralización de decisiones, que no necesariamente refleja las necesidades de la empresa.

B. EL RETO DE LA MODERNIZACIÓN Y EL CRECIMIENTO

Ya con la aparente certeza de que no serán privatizadas, resulta imperativo buscar un equilibrio más estable entre las dos racionalidades que guían a las empresas públicas y proceder a los cambios que sean necesarios para su gradual transformación en empresas capaces de cumplir adecuadamente con sus responsabilidades actuales y futuras.

De cualquier forma, la misión de las empresas públicas del sector debería consistir en apoyar el fortalecimiento del país, impulsando el desarrollo interno, y al mismo tiempo mejorar su inserción en la economía mundial, lo que contribuiría a elevar las oportunidades y la calidad de vida de los mexicanos. A su vez, dicha misión exigiría avanzar en la consecución de una serie

¹⁰⁶ Véase Ibarra, David (1999).

¹⁰⁷ En el caso de Pemex, participan la SHCP, la Secretaría de Energía (SENER), la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), la CFE y el Instituto Mexicano del Seguro Social (IMSS). En el caso de la CFE, participan la SHCP, la SENER, la SEMARNAT, la Secretaría de Desarrollo Social (SEDESOL) y Pemex.

¹⁰⁸ Hay que reconocer que los dirigentes de las empresas no están totalmente sometidos a los dictados de las autoridades tutelares. Como disponen de una mejor información técnica y de amplio conocimiento de la complejidad de las respectivas industrias, pueden bloquear, retardar o influir en las decisiones. La asimetría de información está de su lado. Sin embargo, es claro que esa ligera ventaja no elimina el hecho de que el gobierno siempre dispone de un derecho de veto, y puede cambiar a los directivos de las empresas cuando lo juzgue oportuno, aunque objetivamente ello no se justifique.

de objetivos, entre los que destacan: la satisfacción de la demanda nacional de productos refinados y electricidad, el aprovechamiento racional de los recursos fósiles, la eficiencia productiva, la rentabilidad, la generación de ingresos públicos para financiar programas destinados a construir un núcleo dinámico de desarrollo, la ampliación de la gama de productos y servicios y el incremento de su calidad, la excelencia en la atención a los clientes y usuarios, dentro del más estricto respeto al entorno natural, y en armonía con las comunidades que puedan verse afectadas por sus actividades.

Para que las empresas públicas cumplan estos objetivos sería necesaria una revisión profunda de sus relaciones con el Estado, su modo de operar y sus campos de actuación en el mercado nacional e internacional. Sin duda podrían mejorar su desempeño y, por lo tanto, su contribución al desarrollo sustentable del país, mediante el ejercicio de una mayor autonomía en los planos operativo, administrativo, financiero y estratégico. También sería recomendable una reestructuración interna, con nuevas formas de organización que introduzcan innovaciones tecnológicas e incrementen las capacidades del personal; la integración vertical y horizontal de las cadenas energéticas, y la internacionalización y las alianzas estratégicas.

Nótese que las transformaciones que se observen en la realidad no resultarían únicamente de la búsqueda de un mejor desempeño. Dado que el poder de movilizar la renta determina en gran medida su distribución, las empresas públicas, pero especialmente Pemex, han sido y serán objeto de disputa entre los diferentes grupos políticos, sociales, regionales, etcétera. De alguna manera, las adaptaciones estructurales también reflejan la evolución del equilibrio de fuerzas sociales y políticas. Esa problemática plantea cuestiones sensibles que rebasan el marco energético, pues su solución implica compromisos que requieren tiempo. En ese sentido, en todo proceso de reestructuración los trabajadores sindicalizados y sus dirigentes representan un factor determinante.

1. Relación con el Estado

Dado el nivel de madurez que han alcanzado las empresas públicas, y ante la necesidad de enfrentar nuevos retos, es oportuno pensar en otra forma de relación con las autoridades de tutela y control. Ahora, la discusión de su ascenso a la autonomía tiene sentido y pertinencia. En esa línea, sería inútil la búsqueda de eficiencia mientras las empresas queden sujetas a controles centrales directos, y a innumerables reglas que les impiden ajustarse con flexibilidad a las condiciones cambiantes de los mercados internos y externos, para actuar con una perspectiva de largo plazo, al estilo de los grandes consorcios multinacionales. Hay aquí una contradicción fundamental entre la política de liberalización de mercados y la opresión burocrática de las empresas públicas.

Sin otorgarles plena autonomía de gestión y modificar los controles directos, entre otros, sobre gastos, precios, inversiones, concursos y autorizaciones por vigilancia *ex post* de resultados, seguirá siendo vano el intento de transformar dichas empresas en actores competitivos en un mundo globalizado y lleno de oportunidades. Cambiar la composición del Consejo de Administración de Pemex o crear un Consejo Consultivo son medidas interesantes pero de poca efectividad si no se acompañan de la eliminación de las ataduras impuestas a la empresa, que le permiten escasa movilidad. De cara al futuro es vital contar con un marco de actuación

económico e institucional más adecuado a la nueva realidad nacional e internacional. La autonomía presupone una relativa libertad de acción en el ámbito operativo, administrativo, financiero y estratégico.

En efecto, la producción de bienes y servicios energéticos al mínimo costo justifica conceder libertad para operar de la forma más conveniente, siguiendo las mejores prácticas de la industria, aprovechando la experiencia de sus trabajadores en todos los niveles. Al mismo tiempo, es importante que la dirección de las empresas cuente con las más amplias facultades para dotarse y contratar lo necesario en especificaciones, oportunidad, calidad y precio. Actualmente, las disposiciones legales y reglamentarias de la obra pública y las adquisiciones representan un control tutelar excesivo que pone el énfasis en las formas y no en los resultados. Además, en los últimos años la actuación excesiva de la SECODAM ha propiciado una situación de poca flexibilidad operativa. Asimismo, la normatividad gubernamental que rige la política de recursos humanos es muy rígida, por lo que no hay flexibilidad para desarrollarlos con plenitud. Por consiguiente, resultaría conveniente incrementar la autonomía para modificar estructuras, determinar niveles de compensación, premiar las iniciativas innovadoras, y hacer planes de carrera para los individuos más aptos y productivos. Ello sin negar el adecuado papel fiscalizador del Estado en sus empresas.

Pero el mayor impacto positivo provendría de la autonomía financiera, que consistiría en la libertad para tomar decisiones sobre sus ingresos obtenidos mediante tarifas y endeudamiento, en sus diferentes modalidades. En la actualidad, el proceso de formación de capital es débil e incierto. Por una parte, influyen restricciones y relajamientos presupuestarios del gobierno. La SHCP tiene facultad de aplicar indistintamente políticas de austeridad que afectan a los presupuestos de inversión y gasto corriente de las empresas. Ello gravita desfavorablemente en diversos aspectos, sobre todo en la consistencia y amplitud en el tiempo del planeamiento, lo que ha incrementado los costos en muchos casos, ya sea como consecuencia del deterioro de las instalaciones o por el agravamiento de problemas no resueltos. El desarrollo energético está compuesto por actividades que no se prestan a la presupuestación anual, sino que requieren estrategias y programas de larga maduración.¹⁰⁹ Por otra parte, el acceso a empréstitos externos —a pesar de estar abiertos— suele limitarse, en los hechos, a los topes generales al financiamiento estatal convenidos con el Fondo Monetario Internacional (FMI) y otras instituciones. Mientras las empresas públicas continúen sujetas a los vaivenes presupuestarias y a las condiciones impuestas por los organismos financieros internacionales, de los que escapan las empresas privadas, su posición competitiva seguirá estando necesariamente menguada.

La autonomía financiera debería complementarse con la autonomía estratégica, es decir, con la libertad de decidir cuáles son las mejores vías para adaptarse a las evoluciones técnico-económicas de largo plazo en los planos nacional e internacional. Es crucial que, sobre la base del análisis de las fuerzas internas y externas, las empresas gocen de libertad para determinar estrategias de tipo ofensivo, adaptativo, defensivo y, en el peor de los casos, de supervivencia. Las decisiones estratégicas se toman en un ambiente de incertidumbre y por lo tanto de riesgo, y ocupan generalmente grandes recursos financieros, tecnológicos y humanos.

¹⁰⁹ Por ejemplo, el programa electronuclear francés y el amplio desarrollo hidroeléctrico en Costa Rica no hubieran sido posibles sin una visión de largo plazo y presupuestos de inversión definidos en consecuencia.

Por último, deben disponer de un amplio margen de maniobra para establecer alianzas estratégicas que fortalezcan el desarrollo de tecnología, diversificación de actividades, integración vertical hacia arriba o hacia abajo de las cadenas productivas, incursión en los mercados de otros países, etcétera.

Adviértase que autonomía no significa desentendimiento por parte del Estado. No se trata de una autonomía total, como es el caso de las compañías privadas internacionales. Por definición, el carácter público de la compañía nacional implica estrechas relaciones con el Estado propietario o accionario, a quien corresponde en última instancia el derecho y el poder de orientación y control. La autonomía se acompaña necesariamente de un nuevo sistema de control por parte del Estado, para lo cual habría que apoyarse en la Entidad de Fiscalización Superior de la Federación, organismo de reciente creación que apoyará a la Cámara de Diputados en la evaluación y control del sector público federal. Por lo pronto, sería provechoso revisar las relaciones con las autoridades externas con el objeto de definir condiciones óptimas de control, de tal forma que se garantice el cumplimiento de normas, principios y una transparencia absoluta, que otorgue a las empresas la flexibilidad necesaria para responder rápida y eficazmente a los cambios del entorno.

2. Transformación interna

Aun cuando una mayor autonomía es una condición necesaria para incrementar las capacidades empresariales de las empresas públicas, en el ámbito interno es necesario realizar reformas para que la organización, los métodos e instrumentos sean los más adecuados para alcanzar el éxito en las estrategias seleccionadas.

Con esa intención Pemex está trabajando en la reorganización de sus estructuras corporativas en congruencia con la estrategia que se ha planteado para los próximos 10 años.¹¹⁰

Con la reestructuración se trata de asegurar tres objetivos: maximizar el conjunto de las operaciones de las distintas líneas de negocio, planificar adecuadamente las inversiones en el mediano y largo plazos, y realizar un profundo cambio cultural orientado a incrementar sus capacidades empresariales. Por su parte, la CFE ha puesto en práctica un proceso de transformación corporativa que implica el establecimiento de divisiones de negocio con mayor autonomía de gestión y centros de resultados técnico-económicos, así como la simulación de un mercado interno de energía que le permita preparar el terreno ante una eventual apertura, evaluar los resultados de la empresa en un ambiente de mercado y valorar correctamente los activos de generación.¹¹¹

En suma, hay voluntad para seguir avanzando en el camino de la corporativización; sin embargo, la fase de transición no ha concluido. Todavía no se finiquita el tránsito de empresas

¹¹⁰ Incremento de las reservas y capacidad de producción de crudo ligero y gas no asociado; aprovechamiento de las ventajas estructurales y mejora de las operaciones de todos los organismos; aumento de la flexibilidad normativa y presupuestaria de la empresa.

¹¹¹ Véase CFE (2000), *Informe anual 1999, nos transformamos para servirte mejor*, México, D.F., abril.

preocupadas por alcanzar metas cuantitativas hacia otras más conscientes de los costos económicos, sociales y ambientales, así como de la atención al cliente. De ahí la conveniencia de apoyar de manera más decidida las acciones encaminadas a salvar los rezagos en materia de productividad, eliminar prácticas que entrañan dispendio y desperdicio, incorporar sistemáticamente el progreso técnico, promover la alta calificación y el desarrollo profesional de trabajadores y directivos, aumentar la seguridad de las instalaciones, afianzar los criterios de sustentación ambiental y profundizar una cultura de atención al cliente. Asimismo, los retos actuales exigen adecuar y mejorar los procesos de dirección, a fin de lograr una operación más fluida, eficaz, confiable y transparente.

La competitividad que se alcance en los próximos años dependerá cada vez más —como ha reconocido la administración— de la óptima utilización de la infraestructura física, comercial y de recursos humanos, así como de la operación sobre la base de indicadores internacionales, la asimilación de tecnologías de punta, la innovación de procesos y productos. También deberá concederse atención a la incorporación de mecanismos efectivos de planeamiento, evaluación y seguimiento, y a la adopción de políticas de calidad y control de costos.

La estrategia tecnológica ha de revestir un carácter altamente selectivo, sobre todo en la industria petrolera. Más que emprender grandes esfuerzos en la investigación básica —con excepción de productos y servicios en que se tiene liderazgo—, habría que centrar los programas en la incorporación adaptativa de tecnología ya desarrollada, así como usar más intensivamente los institutos de investigación del Estado, es decir, el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE), el Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares (ININ) y las universidades.

3. Estrategia de negocios

En un escenario de mayor autonomía, Pemex y la CFE tenderían a adoptar una visión global de su campo de actividad, como lo han hecho muchas empresas de petróleo, gas natural y electricidad en el mundo.¹¹² De hecho, la autonomía las colocaría frente a una nueva problemática estratégica, tanto en el mercado interno como en el internacional.

El sector energético internacional se ha transformado en los últimos años. La organización industrial, la regulación y la propiedad han venido cambiando a raíz de los procesos de liberalización económica, que se aceleraron en las postrimerías de la década de los años ochenta. El motor del cambio ha sido la disputa por un nuevo reparto de las rentas económicas que generan las industrias de la energía. Esto incrementa el número de participantes, los mercados se transforman y se multiplican, se hacen complejos, y dan lugar a nuevas formas de competencia. Cada día cobra más fuerza una cultura multienergética, multiproducto, competitiva y privada.

La nueva dinámica tiende a romper las barreras clásicas entre las firmas de petróleo, gas natural y electricidad, públicas o privadas, en un contexto de internacionalización y concentración de capital crecientes. Las compañías petroleras están al acecho de oportunidades

¹¹² Esa posibilidad no incluye a la empresa LFC debido a su precaria situación financiera y al escaso apoyo político por parte del gobierno.

para adquirir sistemas de transporte y distribución de gas natural. A su vez, las firmas de ductos tratan de entrar a la exploración y producción de gas natural, así como a la industria eléctrica como generadores y, de ser posible, como distribuidores y comercializadores. Las compañías eléctricas buscan participar en el suministro de combustibles. Se crean grupos multiservicios capaces de responder a las necesidades específicas de sus clientes en energía, agua, calefacción, drenaje, eliminación de desechos, comunicaciones, cable, etcétera.

Esos movimientos ascendentes y descendentes de integración vertical se desarrollaron originalmente en los mercados nacionales, pero se extendieron con rapidez al terreno internacional, dando origen a empresas multienergéticas capaces de ofrecer petróleo, gas y electricidad en los mercados de consumo final de los cinco continentes. Ello no hubiera sido posible sin la caída de las barreras al comercio y la inversión.

Paralelamente se concentra el capital y emergen grandes empresas que tratan de fortalecer y ampliar su poder de mercado. En los tres últimos años se han observado en la industria petrolera las más grandes fusiones de todos los tiempos.¹¹³ En la industria eléctrica han aparecido *Majors*, grandes *holdings* que compran y venden activos nuevos o existentes en cualquier parte del mundo, con sustanciales ganancias de capital, y que podrían llegar a controlar la industria eléctrica de muchos países. De esta forma, han emergido en la escena mundial empresas multienergéticas con altos grados de integración.

Varios elementos se conjugan para explicar esta etapa de transición: importantes avances tecnológicos, madurez de los mercados de la energía en los países industrializados, relativa abundancia energética, liberalización de los mercados nacionales, dificultades en los países en desarrollo, particularmente en el sector energético, internacionalización de las economías, ahondamiento de las preocupaciones ambientales, que han derivado en compromisos internacionales (Protocolo de Kyoto).

Pemex y la CFE han permanecido inmóviles, al margen de las oportunidades que ofrece este nuevo contexto. Para ellas, las condiciones de los mercados internos son cada vez más restrictivas y han tenido que ceder espacios en favor de las empresas privadas. Por ejemplo, en 1998 fueron obligadas a vender sus activos en la distribución de gas natural. Además, los raquíticos recursos financieros que se les autorizan no son suficientes para desarrollar correctamente su oficio de base y mucho menos para expandirse hacia actividades complementarias o colaterales donde gozan de ventajas competitivas. Pemex podría ser el principal productor externo de electricidad, pues cuenta con un potencial de cogeneración que se ha estimado en no menos de 6 000 MW.

Por lo que toca a los mercados externos, las experiencias han sido limitadas. Pemex participa como accionista minoritario en Repsol, así como en la refinería de Deer Park junto con Shell. Asimismo fue socio de Mexpetrol, consorcio mexicano que tuvo una actuación fugaz en las actividades de exploración y producción en algunos países latinoamericanos. Las limitaciones financieras, así como la necesidad de obtener rápidos ingresos para el erario público, han sido los

¹¹³ Entre las grandes fusiones se cuentan las de Exxon/Mobil, BP/Amoco/Arco, Elf/Total/Fina, Repsol/YPF y Chevron/Texaco. Las empresas de servicios petroleros también han sido parte del proceso.

escollos que han inhibido los proyectos en el extranjero. Sin embargo, la adopción de una perspectiva de largo plazo justifica una reconsideración de esa estrategia.

Por otra parte, la CFE ha tenido una larga tradición de apoyo a los países de Centro y Sudamérica en convenios bilaterales de cooperación, que han tocado diversos campos de acción, como asistencia técnica en cuestiones eléctricas, merced a su experiencia. Sería entonces oportuno formalizar la división internacional, acrecentando su presencia en otros países, a efecto de procurar ingresos adicionales por asesoría y venta de servicios en las distintas disciplinas que tienen lugar en esta industria, como construcción, instalación y operación de instalaciones, aprovechamiento de campos geotérmicos, conservación y mantenimiento de equipo, operación de sistemas eléctricos de potencia, pruebas y ensayos de materiales y equipo, capacitación en la amplia gama de cursos que se imparten en los centros dedicados a este fin, etc. En todo esto, México puede competir ventajosamente en el mercado internacional.

Las empresas públicas deben ser capaces de identificar con claridad las nuevas oportunidades de negocio tanto en el mercado interno como en el externo. Para aprovecharlas tendrían que diseñar esquemas novedosos de asociación con terceros. Las alianzas estratégicas son necesarias para alcanzar un tamaño crítico y poder de negociación e influencia en las licitaciones internacionales, combinar activos complementarios y proponer proyectos integrales listos para funcionar; compartir riesgos y combinar conocimientos y experiencias; e identificar buenas oportunidades. Se trata de alianzas con suministradores de equipos, firmas de ingeniería, grupos financieros, empresas de electricidad, gas natural o petróleo, empresas de servicios y otras.

Al decidirse por aprovechar las oportunidades que les brinda la globalización, trasladando sus actividades al plano internacional y desarrollando actividades al oficio fundamental, principalmente Pemex y en menor grado la CFE, enfrentarían mayores riesgos que las empresas que deciden permanecer en un ambiente conocido y en el cual saben manejarse en los planos económico, financiero e institucional. El origen de esos riesgos es diverso y ello está asociado a la naturaleza de los proyectos, los términos y condiciones de financiamiento y el contexto del país. Ante ese mundo poco conocido surge el problema de combinar el mercado, los contratos y las alianzas, es decir, los tres medios de prevención por excelencia ante las incertidumbres. Finalmente, cabe señalar que la incursión en actividades y medios diferentes a los que justificaron la creación de las empresas públicas requiere un nuevo acuerdo nacional para repartir riesgo y beneficios entre consumidores, personal de las empresas, contribuyentes y el accionista único: el Estado.

V. INTEGRACIÓN

La diplomacia energética es un elemento valioso de la política exterior de cualquier país exportador de combustibles. Por ello, el cuarto gran reto es el fortalecimiento de la cooperación energética en la escala internacional, sobre la base del beneficio mutuo, un mayor valor agregado y el aprovechamiento racional de las reservas.

A. INTEGRACIÓN REGIONAL Y HEMISFÉRICA

Entre las estrategias más efectivas para garantizar mercados a las exportaciones, mejorar la seguridad y disminuir los costos del suministro de energía importada, destaca la integración con los países vecinos. El apoyo mutuo puede elevar la capacidad de respuesta de los gobiernos para cumplir de manera más fácil y expedita los objetivos de la política energética.

En general, el ritmo y alcance de la integración depende fundamentalmente de tres factores: la dotación en recursos energéticos a bajo costo, las formas de organización y regulación de las industrias de la energía, y los factores institucionales. Si hay disponibilidad de recursos naturales, compatibilidad en las formas de organización y regulación, y voluntad política, la integración avanzará con rapidez; de lo contrario, la marcha será más lenta.

La integración energética se da en cuatro dimensiones: física, económica, política y empresarial. Entre las acciones destinadas a elevar el grado de integración destacan las siguientes: en la dimensión física, la construcción de oleoductos, poliductos, gasoductos, aprovechamientos hidroeléctricos compartidos e interconexiones eléctricas. En la dimensión económica, la disminución de barreras generales y específicas al comercio fronterizo, la liberalización de los intercambios, el establecimiento de estándares comunes, la armonización de las medidas fiscales y los marcos regulatorios. En la dimensión política, el intercambio de información, la realización de programas conjuntos, la instauración de mecanismos de apoyo mutuo y cooperación, la institucionalización de grupos de trabajo, la creación de mecanismos de consulta y contingencia. Finalmente, en la dimensión empresarial, las alianzas estratégicas entre empresas públicas, privadas y mixtas, así como los mecanismos para buscar mercados transregionales e insertarse en ellos.

En la última década México ha desarrollado procesos de integración energética bilateral y multilateral con sus vecinos del norte (Estados Unidos y Canadá) y del sur (Centro y Sudamérica) en materia de petróleo, gas natural y electricidad, con alcances distintos en cada caso. Mientras que el primero se ha ampliado y profundizado, el segundo ha tenido avances menores. Ese resultado se explica por un mayor interés por parte del gobierno mexicano para avanzar con rapidez hacia la conformación de un mercado norteamericano de energía, tarea que ha concentrado la atención y los recursos disponibles de las instituciones dedicadas a promover la

integración. El Plan Puebla Panamá y la reactivación del Grupo de los Tres darían un nuevo aliento a la integración con Centro y Sudamérica, lo cual mejorará el equilibrio entre los vectores geográficos de la integración.

Se debe notar, sin embargo, que las condiciones para los intercambios energéticos regionales y hemisféricos han estado cambiando en la última década a raíz de los procesos de reforma económica que han impulsado los países latinoamericanos, incluyendo la liberalización comercial, la desregulación de mercados y la privatización de las empresas públicas.¹¹⁴ La desregulación del gas natural en los Estados Unidos y Canadá a mediados de la década de los años ochenta, y más recientemente la creación de mercados eléctricos en algunos estados y provincias de esos países, crean también un nuevo contexto.

En el pasado los procesos de integración energética se caracterizaron por numerosos acuerdos bilaterales y multilaterales de comercio e inversión concertados entre los Estados nacionales. Tal es el caso de las grandes obras hidroeléctricas compartidas, las conexiones eléctricas y gaseras. En general, las interconexiones respondieron a situaciones coyunturales y fueron desarrolladas con el objetivo de proporcionar respaldo entre sistemas fronterizos, en el mejor de los casos para derivar excedentes. Los acuerdos incentivaron intercambios comerciales en los que la actividad privada tuvo un papel prácticamente pasivo, ya que la intervención del Estado en el sector energético era muy importante.

Ahora los procesos son más pragmáticos y buscan consolidar, ante todo, beneficios comerciales tangibles en un marco de políticas flexibles. Aun cuando parten de acuerdos bilaterales o multilaterales entre Estados, la integración ha cobrado mayor fuerza en aquellas subregiones en las que los gobiernos han permitido e incentivado la actividad privada en áreas otrora reservadas a entidades públicas, y, simultáneamente, han intensificado su relación con los países vecinos mediante acuerdos de libre comercio. En la actualidad, la integración es impulsada principalmente por el sector privado como oportunidad de negocio.

Ante esta situación cabe preguntarse si las formas de propiedad, los modos de organización y los enfoques regulatorios (es decir, las modalidades de coordinación de las cadenas productivas, que han resultado de los procesos de reforma en México) constituyen barreras significativas para la realización de los beneficios potenciales de la integración de los mercados energéticos, ya que estas reformas han tenido menor amplitud y profundidad que las puestas en práctica en otros países.

1. Reforma e integración

El cuestionamiento es pertinente porque en los Estados Unidos, Canadá, Centro y Sudamérica la modalidad de coordinación dominante en el ámbito nacional es el “mercado abierto”, en tanto que

¹¹⁴ Véase OLADE (1999).

en México privan formas de tipo centralizado.¹¹⁵ Esas diferencias determinarán en buena medida el alcance de la integración en sus cuatro dimensiones.

En la dimensión física, las modalidades de coordinación vigentes en México pueden facilitar la integración física cuando se trata de poner en marcha proyectos de interconexión multilateral que difícilmente impulsaría el sector privado por su alto grado de complejidad política y económica, lo cual no implica riesgos muy elevados. Sería el caso, por ejemplo, del gasoducto centroamericano, proyecto de gran envergadura que necesitaría en última instancia de alguna forma de aval por parte de los gobiernos de Nicaragua, Honduras, El Salvador, Guatemala y México. En situación similar se encontraría el gasoducto Venezuela-Texas. Ese tipo de iniciativas presupone la existencia de acuerdos multilaterales, que se logran con mayor facilidad en el marco de instituciones de carácter multilateral en las que los participantes sean los gobiernos de los países. Una vez establecidos dichos acuerdos, los riesgos en la construcción y operación de las instalaciones podrían reducirse para los actores privados.

Atendiendo al punto de vista económico, la integración plena de sistemas energéticos resulta incompatible con la modalidad de control central, ya que exigiría el abandono del control nacional —uno de los elementos esenciales de esta modalidad— en favor de una entidad multilateral o supranacional. En consecuencia, la integración económica que logre México con los países vecinos en materia de petróleo, gas natural y electricidad sería necesariamente limitada.

La dimensión política de la integración puede ampliarse y profundizarse sin que necesariamente medie un cambio en las modalidades de coordinación vigentes. De hecho, se ha desarrollado ampliamente en las últimas tres décadas a través de Pemex y la CFE. El ejemplo más representativo es el Pacto de San José y la asistencia a las empresas eléctricas del Istmo Centroamericano y de otros países, aunque también puede citarse la concentración de exportaciones de petróleo crudo en el mercado estadounidense, pues existen razones técnicas (tipo de refinerías) y económicas para ello. La modalidad de coordinación central ha facilitado los avances en esta dimensión debido a la mayor capacidad de negociación, financiamiento y disponibilidad de personal técnico que ha podido desplegar el Estado mexicano al controlar a las empresas del sector.

La dimensión empresarial ha sido poco desarrollada, no tanto por la modalidad de control central, sino por la escasez crónica de recursos de inversión que ha afectado a las empresas públicas. La experiencia se limita a la asociación de Pemex, por una parte con Shell en la refinería de Deer Park en Texas y, por la otra, con el consorcio Mexpetrol para desarrollar actividades de exploración y producción en algunos países latinoamericanos, particularmente en Argentina. Es claro que si se adoptara la modalidad de mercado abierto podría darse una considerable expansión de las oportunidades de negocios para los actores privados y, por lo tanto, una gama más amplia de iniciativas de integración. Nótese que también podrían lograrse importantes avances si Pemex y la CFE tuvieran autonomía financiera y estratégica. Mediante alianzas estratégicas podrían mejorar su acceso a recursos y mercados intra y extrarregionales,

¹¹⁵ La modalidad de “mercado abierto” al nivel nacional no impide que en el ámbito empresarial se dé una planificación integral y centralizada.

aunque tarde o temprano se plantearía la cuestión de la “reciprocidad” de apertura de mercados por parte de los países donde los eventuales socios privados tienen su base.

En consecuencia, un importante reto para México en su relación energética con el exterior es lograr una mayor integración hacia el norte y hacia el sur, sabiendo que porciones considerables del sector energético siguen bajo un esquema predominantemente estatal, pero que en los países vecinos prevalece la modalidad de mercado abierto.

2. Integración hacia el norte: Estados Unidos y Canadá

Desde hace más de una década el Gobierno de México tomó la decisión estratégica de no sólo acelerar el comercio de petróleo, gas natural y electricidad con los Estados Unidos —comercio que data ya de varias décadas—, sino también integrar paulatinamente los sistemas energéticos de ambos países. Con la firma del TLC, el proceso se extendió a Canadá, aunque por razones geográficas y geológicas la integración entre México y ese país ha sido incipiente. De hecho, ambos han competido en el mercado estadounidense como vendedores de crudo.

Recientemente, los tres países han decidido desarrollar un enfoque norteamericano, promoviendo la comunicación y la coordinación de esfuerzos que contribuyan a hacer más eficientes los mercados energéticos, a fin de que los gobiernos logren satisfacer las necesidades de sus pueblos en este rubro.¹¹⁶

Por lo pronto, la integración presenta diferentes grados de avance, tanto en sus dimensiones fundamentales como en las diferentes cadenas energéticas. Se ha progresado más en la dimensión física y económica que en la dimensión política y empresarial, con mayor predominancia del carbón y el gas natural que del petróleo y la electricidad.

a) **Petróleo**

Los Estados Unidos han sido el principal receptor de las exportaciones de petróleo producido en México. El crudo mexicano ha contribuido tanto a satisfacer las necesidades cotidianas de la economía estadounidense como a ampliar la reserva estratégica. Aunque el petróleo mexicano quedó formalmente excluido del TLC, al término de las negociaciones los envíos a los Estados Unidos se incrementaron de forma considerable. En los últimos años se han concluido contratos de suministro de largo plazo con firmas estadounidenses, para solventar la mayor disponibilidad de crudo pesado proveniente del proyecto Cantarell. En suma, México ha sido un abastecedor confiable sin necesidad de mediar acuerdos formales o modificar estructuras industriales. Las razones geográficas y económicas, entre las que se cuentan los menores costos de transporte, las características de los crudos mexicanos (pesados y elevado contenido de azufre), las características del parque de refinación al norte del río Bravo (capaz de refinar crudos

¹¹⁶ *Declaraciones de Líderes de América del Norte* (2001), Ciudad de Quebec, Canadá, 22 de abril.

pesados con atractivos márgenes), la feroz competencia entre exportadores de crudo por el mercado estadounidense, y la urgencia de divisas por parte del gobierno mexicano, han sido determinantes. En cuanto al comercio de derivados entre ambos países, éste tomó fuerza desde que México abandonó en 1989 el criterio de autarquía energética, económicamente costoso. Las importaciones de refinados, especialmente gasolina, se han convertido en un componente esencial del suministro al mercado interno, pero se espera que dicho comercio decline conforme se concluyan los programas de modernización y ampliación del parque de refinerías de México. La integración empresarial se limita a la experiencia Pemex-Shell en la refinería de Deer Park.

b) Gas natural

México es un importador neto de gas natural proveniente de los Estados Unidos. Como la producción estadounidense es declinante pero la canadiense va en aumento, esta última podría complementar los requerimientos de la economía mexicana durante el tiempo que le tome a México ampliar y desarrollar sus reservas, aunque para ello se deberían resolver en California los problemas de transporte de gas hacia el sur. Recientemente las autoridades de ambos países firmaron una carta de intención como marco para la cooperación en temas de interés común, como eficiencia energética, fuentes alternas y suministro de energía (gas natural).¹¹⁷ Existen interconexiones a todo lo largo de la frontera.¹¹⁸ El sector privado las sigue incrementando, algunas veces en asociación con Pemex, como una oportunidad de negocio, pues las actividades aguas abajo están completamente desreguladas y abiertas a la inversión nacional y extranjera. Los aranceles han sido eliminados y el marco regulatorio ya casi está armonizado con el del país vecino. La integración empresarial ha avanzado con la conformación de consorcios privados en los que participan empresas de los tres países. Sin embargo, se debe mencionar que firmas canadienses y estadounidenses se han estado retirando, en un movimiento estratégico de concentración de actividades, a sus mercados nacionales. La pasada administración planteó la creación de un solo mercado de gas natural en América del Norte como uno de los grandes objetivos de la política energética de México, objetivo que consideró compatible con la preservación del monopolio de Pemex en la exploración, producción y venta de gas nacional, así como con su posición dominante en el transporte y el comercio interno y externo.

c) Electricidad

México y los Estados Unidos se encuentran interconectados en 13 puntos a lo largo de la frontera. Dos de ellos se encuentran en Baja California, donde opera un sistema aislado. El resto corresponde a líneas con las cuales el Sistema Interconectado Nacional (SIN) se enlaza con los sistemas de Nuevo México y Texas. Por razones de estabilidad, estas últimas sólo permiten el

¹¹⁷ Véase Secretaría de Energía (2001b).

¹¹⁸ El flujo es bidireccional en la parte media y central de la frontera, pero unidireccional en la porción occidental, ya que los estados de Sonora y Baja California están aislados de la red troncal y son abastecidos desde Arizona y California.

comercio de electricidad en bloque.¹¹⁹ Hasta hace muy poco las interconexiones estaban siendo desarrolladas por la CFE y las empresas regionales del país vecino con la finalidad de respaldar los sistemas o para la venta de excedentes temporales.¹²⁰ Sin embargo, a raíz de la crisis en California, los gobiernos de los Estados Unidos y México están alentando la multiplicación de interconexiones que faciliten el aprovisionamiento del mercado estadounidense a partir de centrales instaladas al sur de la frontera, ya sea por la CFE o el sector privado. La regulación mexicana permite exportar electricidad generada por los particulares con ese fin.¹²¹ Las otras tres dimensiones de la integración (económica, política y empresarial) están muy poco desarrolladas.

En suma, después de 10 años de proceso, la integración de México con sus vecinos del norte dista mucho de lo que ellos han logrado entre sí. Ese proceso bilateral cobró mucha fuerza porque el Gobierno de Canadá realizó una profunda transformación en su sector energético, con enfoque de mercado y, simultáneamente, intensificó su relación comercial con los Estados Unidos, que culminó con la firma del Tratado de Libre Comercio. Así, el avance del proceso de integración entre esos dos países tiene una marcada correspondencia con el alcance y la profundidad de las reformas implementadas en el sector energético en lo particular, y en la economía en general.

Es claro que los procesos de integración en América del Norte serían más dinámicos si México adoptara las mismas formas de propiedad, organización y regulación que las de los Estados Unidos y Canadá. De ahí la insistencia por parte de algunos analistas para que México modifique las formas de propiedad, organización y regulación, pues consideran que sólo de esa manera se logrará construir un gran mercado de energía en América del Norte. Por el momento, el interés se concentra en la industria de gas natural, dado que la modalidad de mercado abierto ya está operando en los segmentos aguas abajo. Sin embargo, como se ha señalado, el cambio de modalidad de coordinación no es una condición *sine qua non* para seguir avanzando por senderos que integren más a los tres países.

México puede beneficiarse de una mayor integración energética con los otros países norteamericanos, según los términos y condiciones en que ésta se desarrolle. El desafío es diseñar y poner en marcha una estrategia ordenada de integración que maximice los beneficios económicos, financieros, industriales, tecnológicos, estratégicos para el país, y que a la vez limite los efectos ambientales y sociales negativos, y fortalezca la soberanía y la independencia nacional. Es fundamental vincular el concepto de integración con el de desarrollo y no con el de

¹¹⁹ Es decir, cuando las partes físicas de un sistema están eléctricamente aisladas de su propio sistema y conectadas al otro, pues las distancias entre los centros de generación y consumo en México son muy largas y dificultan la confiabilidad del sistema mexicano, haciendo impracticable la sincronización de las redes de ambos países.

¹²⁰ El sistema aislado de Baja California está conectado con la red de San Diego Gas Electric y Southern California Edison con dos enlaces de 230 kV cada uno. El SIN está enlazado con el de Texas (con tres líneas de 138 kV, una de 115 kV y dos de 69kV) y con el de Nuevo México (dos líneas de 115 kV).

¹²¹ Conviene mencionar que la regulación ambiental mexicana es menos estricta que su contraparte en los Estados Unidos.

subordinación. Se trata de establecer una negociación de equilibrio, pues las asimetrías son grandes. Por ello se debe evitar que el tema de la energía se aborde desde una perspectiva estrictamente comercial o se acepte proveer aisladamente de volúmenes garantizados.

Ante todo se trata de compartir riesgos y beneficios, pero no de la actividad extractiva, sino de la transformación de sus fases. Las rentas económicas asociadas a los recursos naturales corresponden a los dueños de los recursos. Si Pemex tuviera la oportunidad de participar en la refinación, distribución y comercialización de productos refinados allende el río Bravo —solo o en asociación con otras empresas—, se beneficiarían ambas partes. México aseguraría clientes y vendería productos de mayor valor agregado; a su vez, los Estados Unidos tendrían asegurada la entrada de un flujo petrolero estable y de largo plazo, lo cual reconfortaría sus preocupaciones sobre su seguridad energética. Eso se puede lograr sin que medien convenios con garantías de suministro y sin desprenderse del esquema de control central. La “reciprocidad” puede situarse en el plano de la seguridad energética para ambos países y no limitarse a la actividad industrial y comercial de la firma. Las profundas asimetrías entre ambos países justificarían esa interpretación.

Los elementos clave de política energética nacional para la integración con un país frente al cual se tienen enormes ventajas son al menos cinco: mayor valor agregado, desarrollo equilibrado de las cadenas productivas, aprovechamiento racional de las reservas, cuidado del entorno natural y apuntalamiento de Pemex y la CFE como actores centrales del proceso.

Es imprescindible evitar que, ante la premura de los socios comerciales y la expectativa de cuantiosos y rápidos ingresos fiscales de corto plazo, se acumulen reservas sin un planeamiento de largo plazo, se exploten yacimientos al margen de la extracción óptima de largo plazo de los depósitos, se exporten materias primas de poco valor agregado, o se desequilibren cadenas productivas por concentración excesiva de inversiones en las actividades extractivas. Asimismo, sería importante que no haya repercusiones negativas en la vida social y en las actividades productivas de la población vecina a las instalaciones, ni se contamine el aire, el agua o el suelo, con efluentes sólidos, líquidos o gaseosos, ni se ponga en peligro la biodiversidad. También debe evitarse que las empresas públicas sean marginadas, o que se hagan compromisos que atenten contra la soberanía y la independencia del país.

3. Integración hacia el sur: Centro y Sudamérica

La integración de México con los vecinos del sur ha avanzado poco, ya que el esfuerzo se ha concentrado en la cooperación con los vecinos del norte.

a) Petróleo

En las actividades aguas arriba, la integración ha tomado la forma de cooperación entre Pemex y las empresas públicas de los países centroamericanos y caribeños en proyectos puntuales o en el marco de la Asociación Regional de Empresas de Petróleo y Gas Natural en América

Latina y el Caribe (ARPEL), a través de la cual las empresas petroleras mantienen programas de asistencia, capacitación, consulta e intercambio de información, con activa participación de los institutos petroleros. Mediante el Acuerdo de San José, México y Venezuela suministran petróleo a los países del Istmo Centroamericano y el Caribe en condiciones preferentes.¹²² Este Acuerdo se ha consolidado a lo largo de dos décadas, como un instrumento de cooperación, adecuándose a la dinámica de mercado petrolero y a las realidades económicas de México y Venezuela, así como de los países participantes. Sin embargo, la participación de México como suministrador a los países del Istmo Centroamericano ha experimentado un fuerte decrecimiento, desde la aparición del Acuerdo de San José a la fecha.

b) Gas natural

Existen proyectos para conectar el sureste mexicano con algunos de los países del Istmo a través de un gasoducto que desarrollaría el sector privado para abastecer principalmente a nuevas centrales eléctricas. En la materia México ha firmado convenios de distinto alcance con Guatemala. La viabilidad del gasoducto depende en gran medida de la disponibilidad de gas en México, sobre todo en el sur.

c) Electricidad

México aún no está interconectado con los países centroamericanos. Desde 1996 se ha venido posponiendo la construcción de una línea que enlazaría México y Guatemala y haría posible la transferencia de energía hasta El Salvador.¹²³ Con la construcción de esa línea, México podría participar en el mercado eléctrico regional, que se creará una vez que concluya el proyecto Sistema Integral Eléctrico para América Central (SIEPAC),¹²⁴ en caso de contar con excedentes exportables.¹²⁵ En contraste, existe una interconexión con Belice y un contrato de exportaciones. Conviene mencionar el convenio entre México y Guatemala, firmado en marzo de 1997, para exportación de electricidad en baja tensión. Los suministros se iniciaron en diciembre de 1999. Durante muchos años la CFE ha colaborado en diferentes proyectos de empresas eléctricas del Istmo, cooperación que ha contado con la participación del IIE. Sigue pendiente el aprovechamiento del gran potencial hidroeléctrico del río Usumacinta, que delimita una parte de

¹²² El 20% de la factura petrolera se otorga en forma de préstamos blandos para proyectos de desarrollo económico y social.

¹²³ Se trata del enlace Belisario Domínguez-Mulua de 400 kV, que tendría una longitud de 80 km (15 en territorio mexicano y 65 en guatemalteco) y que permitiría transferencias hasta por 200 MW. El costo sería de 25 mdd, de los cuales el 63% correspondería a Guatemala.

¹²⁴ Hacia fines de 1996, los países acordaron, mediante el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, la formación y creación de un mercado eléctrico regional competitivo basado en trato recíproco y no discriminatorio, que contribuya al desarrollo sustentable de la región en un marco de respeto y protección al medio ambiente.

¹²⁵ Ante el crecimiento de la demanda eléctrica mexicana, este país no tendría excedentes para exportación, al menos en el corto y mediano plazos.

la frontera con Guatemala, pero que presenta diversos inconvenientes económicos, ambientales, etc.

Con los otros países del Grupo de los Tres, la integración es muy incipiente: se limita a acciones en las dimensiones política (intercambio de información, mecanismos de apoyo y cooperación, así como establecimiento de grupos de trabajo) ¹²⁶ y económica (eliminación de barreras al comercio de productos energéticos). Con Venezuela se participa en el Acuerdo de San José y en los esfuerzos para estabilizar los precios en el mercado petrolero internacional.

La puesta en marcha del Plan Puebla Panamá, que busca fomentar el desarrollo económico en el sur mexicano y en el Istmo Centroamericano, es una oportunidad para que la integración energética avance significativamente. ¹²⁷

4. Integración hemisférica

Luego de la Cumbre de las Américas en diciembre de 1994 los países del hemisferio avanza en la aspiración de los Estados Unidos por alcanzar un Acuerdo de Libre Comercio de las Américas (ALCA) hacia el año 2005. ¹²⁸ En materia de energía se plantea un esfuerzo de cooperación, tendiente a desarrollar proyectos de eficiencia energética, energías alternativas y energía convencional limpia (gas natural). Tres fenómenos motivan la propuesta. En primer lugar, los procesos de integración económica regional, derivados a su vez de la apertura unilateral, la desregulación de mercados internos y la adhesión al paradigma económico dominante. En segundo lugar, los procesos de desregulación, liberalización y privatización en el sector energético, que han permitido la multiplicación de mercados y el ascenso del sector privado como actor protagónico. Ello, aunado a la apertura de las economías, crea condiciones que espontáneamente fomentan la integración como una oportunidad de negocio. Por último, los signos de agotamiento del petróleo y del gas natural en las economías altamente consumidoras del continente, con escasas posibilidades de reposición de sus reservas, así como el temor de que las importaciones provengan cada vez más del Oriente Medio, región políticamente inestable que concentra la mayor parte de las reservas mundiales de hidrocarburos y tiene una importancia decisiva en el abastecimiento mundial.

Es claro que existe preocupación por la aceleración del consumo de energía observada en los países en desarrollo, sobre todo en América Latina. Dicho crecimiento podría reducir la disponibilidad global de energía y dificultar seriamente el abastecimiento de los grandes mercados de consumo, cada vez más dependientes de las importaciones de energía. El desarrollo de los recursos energéticos de los que dispone cada país y el uso racional de la energía tendrían el

¹²⁶ Desde 1990 existe un Grupo de Alto Nivel en Energía cuyo objetivo es lograr una mayor complementación energética entre los tres países. Opera por medio de subgrupos de trabajo: carbón, hidroenergía, gas, interconexión eléctrica, uso racional y eficiente de la energía, así como legislación y regulación energética.

¹²⁷ Véase Secretaría de la Presidencia (2001).

¹²⁸ Véase Cumbre de las Américas (1994).

efecto positivo de disminuir las tensiones sobre los intercambios mundiales de energía y retardar el costoso tránsito hacia la era post hidrocarburos.

Para México, el proceso de integración hemisférico es interesante, en particular la llamada Iniciativa Energética Hemisférica, pues podría convertirse en un medio para elevar su grado de inserción en la economía internacional. Desde esa perspectiva, se debería considerar que un mayor acercamiento con los países del hemisferio podría restringir las relaciones con el resto del mundo. A fin de prevenir esa posibilidad, sería recomendable que la participación de México en esta integración fuera abierta, es decir, que conciliara la interdependencia generada por acuerdos preferenciales con las señales del mercado energético mundial derivadas de los desequilibrios entre la oferta y la demanda en el corto plazo, así como de la transformación de las industrias de la energía en el mediano plazo y el agotamiento de los recursos fósiles en el largo plazo. Ello significaría trasladar al sector energético el regionalismo abierto que practica México. No hay que olvidar que este país seguirá siendo, al menos en las próximas dos décadas, un importante productor de petróleo.¹²⁹

Por ello, México debería diseñar su política energética nacional de largo plazo con objetivos claros y precisos, de modo que sirva de base para fijar alcances y ritmos de negociación hemisférica sobre energía.

B. PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO PETROLERO INTERNACIONAL

La política de exportaciones petroleras es un instrumento muy importante en manos del Poder Ejecutivo, por sus implicaciones en las finanzas públicas, particularmente por la función estabilizadora en el mercado cambiario y en el servicio de la deuda, así como en las relaciones exteriores. En efecto, dentro de la actual estructura económica, la plataforma de exportación y el precio del petróleo crudo influyen de manera determinante en el nivel de ingreso fiscal. Para cumplir las metas de gobierno el precio de la mezcla mexicana debe ser igual o superior al valor utilizado con fines presupuestarios, de ahí el interés de influir en el mercado petrolero internacional para que así suceda. Por otra parte, el carácter estratégico del petróleo confiere a quien lo posee y lo exporta en grandes cantidades una posición privilegiada en el concierto de naciones, posición que puede utilizarse para mejorar la inserción en la economía internacional.

Ahora bien, desde que México regresó al mercado petrolero internacional como un participante de gran envergadura, la política de exportaciones petroleras enfrenta un dilema: cooperar con los otros países exportadores o, por el contrario, con los países importadores, liderados por los Estados Unidos, el primer importador mundial, pero también el principal socio comercial de México.

¹²⁹ Véase George y Mortensen (1995). Adicionalmente, de acuerdo con las autoridades de energía, bajo las aguas patrimoniales y en la planicie costera del Golfo de México aún se tiene un importante potencial petrolero del orden de 100 000 MMbep, del cual podrían incorporarse un importante volumen como reservas probadas. Véase Secretaría de Energía (2000b).

La concertación con los primeros es importante porque la restricción concertada de la oferta puede derivar en un precio más remunerador para la mezcla mexicana y, por lo tanto en un mayor ingreso. Además, el aumento dosificado de la producción puede frenar el alza de las cotizaciones y mantenerlas en niveles que no desalienten el consumo mundial. Por el contrario, al incrementar las exportaciones hacia los Estados Unidos y contribuir a la sobreoferta y, por lo tanto, a la distensión del mercado, México obtendría una posición mejor en la negociación de puntos críticos de la agenda bilateral, como comercio, migración y narcotráfico.

La actuación en favor de unos genera inevitables reproches por parte de otros y viceversa. La mayoría de las veces el dilema se ha resuelto en favor de una mejor relación con el principal socio comercial, lo cual ha favorecido a los países importadores en general, aunque ciertamente se ha buscado mantener una relación equilibrada con ambas partes. A modo de ejemplo, México no ha ingresado a la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), pero tampoco a la Agencia Internacional de Energía, aunque participa en ambas como observador. Con esta última, México tiene una importante relación de cooperación.

En 1998, México se inclinó por primera vez a favor de los exportadores en la diplomacia petrolera. La persistente caída de los precios internacionales sensibilizó a las autoridades sobre la conveniencia de coordinar acciones para ordenar el mercado. México tomó la iniciativa de poner en marcha un mecanismo muy intenso de consultas con Arabia Saudita y Venezuela, que permitió, mediante un gran esfuerzo diplomático, hacer confluir las decisiones de la OPEP con las de otros grandes exportadores para recortar la producción y modificar la tendencia de los precios.¹³⁰ Además, decidió ir un paso adelante, dando a conocer de manera anticipada a la OPEP el aumento o el recorte de sus exportaciones. Esa actitud proactiva le valió el reconocimiento por parte de los países exportadores, pero también críticas de los importadores.

En enero de 2001 la política petrolera regresó a su tradicional postura reactiva. En adelante México se reservará su postura hasta haber evaluado el impacto de los movimientos de producción decididos por la OPEP sobre la economía mundial y, en especial, sobre la economía de los Estados Unidos, a la que está estrechamente ligada la mexicana.¹³¹ Muy recientemente México ha retomado su papel de concertación entre los principales productores. A la vista de esta situación, es claro que el gran reto de la política de exportaciones petroleras consiste en encontrar un equilibrio dinámico entre dos objetivos: por una parte, estabilización de las cotizaciones internacionales en niveles remuneradores a través de la cooperación con otros productores, especialmente con la OPEP y, por la otra, mostrar signos de solidaridad con los Estados Unidos.

¹³⁰ Entre 1998 y 1999 México retiró 325 000 bd del mercado, en un esfuerzo conjunto que llevó a los países exportadores, dentro y fuera de la OPEP, a reducir la oferta en 5.2 MMbd, lo cual hizo posible que la mezcla mexicana pasara de 8 a casi 30 dólares por barril.

¹³¹ En ese sentido, es ilustrativo recordar las declaraciones del jefe de gobierno de la pasada administración estadounidense, quien al ser interrogado sobre ese punto señaló que la economía de ese país era más diversificada y menos dependiente de la energía que en el pasado, por lo que descartaba que las elevadas cotizaciones registradas en septiembre de 2000 (que llegaron por arriba de los 35 dólares por barril) pudieran llevar a los Estados Unidos a una recesión en el corto y mediano plazo. *El Financiero*, 17 de septiembre de 2000.

VI. CONCLUSIONES

El desarrollo del sector energético mexicano enfrenta grandes desafíos. Cuatro de ellos son los más importantes: asegurar el abastecimiento energético, obtener el financiamiento requerido, mejorar el desempeño de las empresas públicas del sector y fortalecer la cooperación energética.

Con respecto al primero conviene mencionar que se parte de un sistema de abastecimiento caracterizado por fuertes contrastes, derivados de los criterios utilizados para asignar los recursos financieros a las diferentes industrias. En materia de suministro petrolero se ha observado una disminución de los esfuerzos exploratorios, pero un aumento en las actividades de producción. Por lo tanto, a mediano plazo sería necesario fortalecer la exploración de mayor riesgo geológico, ya que la mayoría de los yacimientos productores están en su etapa madura de explotación, con una franca declinación en su producción. La aplicación sistemática de procedimientos de recuperación mejorada ayudaría a elevar la reserva probada y la tasa de recuperación. Por otra parte, el incremento en la capacidad de refinación devolvería al país la autosuficiencia, y le daría excedentes exportables de algunos productos. Asimismo, la importancia social del GLP exige mejorar el sistema de distribución, caracterizado hoy día por una estructura oligopólica y firmas con poder de mercado.

Con respecto al gas natural, su consumo ha aumentado en forma considerable en los últimos años, como resultado principalmente de una mayor utilización en la producción de electricidad. Sin embargo, resulta fundamental que la transición de los productos petroleros al gas natural se lleve a cabo de manera ordenada, sin generar profundos desequilibrios o incurrir en grandes riesgos de suministro y de mercado. En consecuencia, sería indispensable fortalecer la oferta interna, en especial de gas no asociado, dando a las actividades de exploración y producción la misma importancia que se concede al consumo y, sobre todo, eliminar el desperdicio de gas asociado.

Aunque las medidas que se han venido tomando en la industria eléctrica han permitido conjurar a corto y mediano plazos el riesgo de cortes, aún persisten algunas deficiencias importantes, como el bajo margen de reserva, las debilidades del sistema de transmisión, las altas pérdidas de electricidad, en particular en el área abastecida por la empresa LFC. Independientemente de la futura estructura industrial, la expansión del parque de generación, programada en su mayor parte con gas natural, debería estar enmarcada dentro de una política energética que evaluara objetivamente los beneficios y riesgos. En ese sentido, conviene tener en cuenta las tensiones en la cadena del gas natural, así como el enorme desperdicio actual de energía, como el calor de desecho que podría aprovecharse mediante sistemas de cogeneración. A fin de elevar los parámetros de eficiencia y confiabilidad de la red de transmisión y distribución de electricidad, habría que consentir mayores montos de inversión para eliminar los rezagos.

Como las oportunidades de ahorro de energía y aprovechamiento de las fuentes renovables son todavía extensas, y las tecnologías correspondientes siguen evolucionando y reduciendo sus costos, cabría seguir impulsando políticas y acciones orientadas a maximizar la explotación de aquellas técnicamente posibles y económicamente rentables. Para lograrlo, se

requiere avanzar en tres temas: precios reales de la energía, normas sobre eficiencia energética y regulaciones que promuevan la cogeneración y las fuentes renovables de energía.

En referencia al financiamiento de las inversiones requeridas para el desarrollo del sector energético, conviene notar que la utilización del esquema de Pidiregas en Pemex y la CFE muestra algunos límites y riesgos. Según la CRE, dicho esquema ha permitido hacer frente a las necesidades de inversión en el corto plazo, pero para el mediano y largo plazos no garantiza las mejores condiciones para el Estado. Es imprescindible generar los flujos de capital necesarios para modernizar y expandir la oferta de energía, de tal suerte que se garantice un crecimiento económico y social sostenido, así como la continuidad de las exportaciones. El propósito de la presente administración es compartir esa carga con el sector privado, de acuerdo con los esquemas que se han venido utilizando, pero tratando de ampliar los espacios de participación del ahorro privado, especialmente en gas natural y electricidad.

Para asegurar la disponibilidad de recursos financieros que permitan incrementar la oferta de energía se podrían diseñar algunas estrategias, como: a) permitir a Pemex y a la CFE el incremento de sus recursos propios, con el fin de reducir sus necesidades de endeudamiento para cumplir sus programas de inversión. Ello implica corregir el régimen fiscal de Pemex, y dar a la CFE un trato fiscal no discriminatorio, además de revisar las políticas aplicadas a los subsidios en las tarifas eléctricas, y b) abrir las actividades reservadas al Estado para que sea el sector privado quien se encargue de la expansión del sistema de abastecimiento energético, lo cual implica modificar drásticamente al marco jurídico vigente. Estas dos alternativas no son excluyentes y podría pensarse en una combinación de ambas.

Las opciones para incrementar la inversión en gas natural no asociado se reducen fundamentalmente a dos: modificar el régimen fiscal de Pemex para que disponga de mayores recursos de inversión o permitir que el sector privado participe bajo alguna modalidad contractual de riesgo. Ambas opciones son complementarias y significan un nuevo reparto de las rentas económicas asociadas al recurso.

En materia de electricidad también se presentan dos grandes opciones: mejorar la estructura actual o adoptar un nuevo modo de organización y regulación basado en la lógica de mercado. Estas dos opciones no están libres de obstáculos mayores en su aplicación. Si los poderes públicos deciden preservar el modelo actual, es imprescindible mejorar su transparencia y reducir la discrecionalidad en la toma de decisiones. En ese sentido, sería necesario revisar las políticas de asignación de los subsidios, incluirlos dentro del Presupuesto de Egresos y entregarlos por una vía diferente a las tarifas. Otro paso fundamental consistiría en transferir a la CRE la potestad de autorizar las tarifas, fortalecer sus capacidades técnicas, humanas y financieras, e independizarla del Poder Ejecutivo. Finalmente, resulta fundamental conceder autonomía a la CFE y a LFC para que tomen sus propias decisiones en materia de operación e inversión. Sin embargo, en esta opción persistiría el problema financiero, en el sentido de que el desarrollo de la producción independiente y de los proyectos de la CFE requeriría garantías gubernamentales, las cuales podrían limitar la capacidad crediticia del país. Una posible solución sería tratar de que la CFE no diera garantía alguna para sus proyectos, que quedarían avalados por el Estado.

Si se opta por la segunda alternativa, sería de suma importancia crear un terreno neutral para que se desarrolle la competencia y se inhiba la creación de un poder de mercado. Ante la perspectiva de una reforma sin privatización de activos, la CRE debería estar dotada de la autoridad necesaria para imponer normas equitativas de funcionamiento que amortiguaran la posición dominante de la CFE y la acción discrecional del Estado, evitar la discriminación en el acceso a la red de transmisión, así como eliminar la posibilidad de aplicación de subsidios cruzados entre consumidores libres y cautivos. Sin embargo, la creación de un mercado eléctrico es una tarea delicada, cuyo resultado práctico no está garantizado. En efecto, después de una década de aplicación de este modelo en el ámbito internacional, no hay una clara evidencia de su éxito o fracaso. Entre los grandes problemas de esta opción estarían las dificultades para crear verdaderas condiciones de competencia en el mercado e impedir posiciones dominantes de algunos productores. Es evidente la necesidad de diseñar mecanismos eficaces para transferir a los consumidores la disminución de costos, y asegurar la expansión de los sistemas de generación y transmisión.

El tercer gran reto para el sector energético mexicano consiste en fortalecer y perfeccionar las empresas públicas. Una vez descartada la privatización, dichas empresas deberían asumir el compromiso de elevar su capacidad técnica, económica y humana, para cumplir los objetivos que les confieran los poderes públicos. Conviene mencionar que a la fecha el balance de la actuación de las empresas públicas es positivo en líneas generales, principalmente para Pemex y la CFE. Las encuestas sobre el grado de satisfacción global para esta empresa eléctrica ha sido muy alto en los últimos años. A pesar de que a fines de los años ochenta, el Estado comenzó a reconocer la mayor importancia de la función de origen de las empresas públicas, éstas continúan orientadas hacia la función nacional, en especial como instrumentos para resolver desequilibrios macroeconómicos. Sobresalen el pesado régimen fiscal de Pemex, las tarifas subsidiadas de electricidad, el control de los niveles de inversión, entre otros.

Para que las empresas públicas logren cumplir con sus responsabilidades, sería necesaria una revisión profunda de sus relaciones con el Estado, y su modo de operar. Sin duda podrían mejorar su desempeño mediante diversas acciones, como el ejercicio de una mayor autonomía en los planos operativo, administrativo, financiero y estratégico; la reestructuración interna, bajo nuevas formas de organización, y la internacionalización y búsqueda de alianzas estratégicas.

Finalmente, el cuarto gran reto es el fortalecimiento de la cooperación energética con los países del hemisferio. La integración de México hacia el norte ha recibido recientemente un fuerte impulso, pues los tres países han decidido desarrollar un enfoque norteamericano. Sin embargo, por razones geográficas las relaciones son más estrechas con los Estados Unidos, principalmente en gas natural, más que en petróleo o electricidad. Por las asimetrías con el principal socio del norte, es fundamental establecer una negociación de equilibrios. De ahí la necesidad de evitar que el tema de la energía se aborde desde un enfoque estrictamente comercial, o aceptar acuerdos para proveer aisladamente de volúmenes garantizados de petróleo.

Por lo que concierne a la participación de México en el mercado petrolero internacional, el reto consiste en encontrar un equilibrio dinámico entre dos objetivos. Por una parte, la estabilización de las cotizaciones internacionales en niveles remuneradores, a través de la cooperación con otros productores (especialmente con la OPEP) y, por la otra, mostrar signos de solidaridad con el principal socio comercial del país e importador número uno en el mundo.

BIBLIOGRAFÍA

- Abdalá, M. A. y Chambouleyron (s/f), “Transmission Investment in Competitive Power Systems, Decentralizing Decisions”, en *Argentina, Public Polity for the Private sector*, note No. 192, Banco Mundial, Washington, D. C.
- Altomonte, H. (2001), *Las complejas mutaciones de la industria eléctrica de América Latina. Falacias institucionales y regulatorias*, mimeo, Naciones Unidas, CEPAL, Santiago de Chile, enero.
- Arroyo, G. (2000), *Predominancia del poder de mercado de los generadores en los mercados eléctricos mayoristas*, Conferencia en el CENACE, CFE, México, D. F., octubre.
- Bazúa, L., L. Campos, J. G. Pale, V. Rodríguez y F. Valle (2001), *Reestructuración del sector eléctrico en México; una propuesta institucional*, UNAM, Porrúa Editores, México, D. F., enero.
- Bastarrachea, J. y J. A. Aguilar (1994), “Las inversiones del sector eléctrico”, en Reséndiz-Núñez, D., *El sector eléctrico de México*, Fondo de Cultura Económica (FCE), México, D. F.
- CEPAL (Comisión Económica para América Latina y el Caribe) y GTZ (Agencia Alemana de Cooperación Técnica) (1994), *Utilización y beneficios del Acuerdo de San José para el Istmo Centroamericano*, México, julio.
- CFE (Comisión Federal de Electricidad), *Informe Anual 1997-1999*.
- CRE (Comisión Reguladora de Energía) (2000a), *Informe 1995-2000*, México, D. F., octubre.
- _____ (2000b), *Los nuevos retos de la industria del gas natural; documento marco de la consulta pública para avanzar hacia una estructura más eficiente y competitiva en la industria de gas natural en México*, México, octubre.
- Cumbre de las Américas (1994), “Declaración de principios”, en *Pacto para el desarrollo y la prosperidad: democracia, libre comercio y desarrollo sostenible en las Américas*, Miami, Florida.
- Declaraciones de líderes de América del Norte* (2001), Ciudad de Quebec, Canadá, 22 de abril.
- Diario Oficial de la Federación (1999), *Reglamento de gas licuado de petróleo*, junio.
- DOE (Departamento de Energía de los Estados Unidos) (2001), *International Energy Outlook 2001*.

El Financiero (2000), México, D. F., septiembre.

Equipo de Transición Económica del Presidente Electo Vicente Fox Quesada (2000), Coordinación para la Reorganización de la Industria Eléctrica, *Reorganización de la industria eléctrica nacional*, presentación electrónica, México, D. F., 5 de octubre.

Fundación Heberto Castillo, Facultad de Ingeniería, UNAM (2000), *Propuestas de Política Energética*, México, D. F.

George, R. y Mortensen (1995), *Toward a Continental Natural Gas Market: The Integration of México*, Canadian Energy Research Institute, Calgary, Alberta, julio.

Giugale, M. O. Lafourcade y V. Nguyen (2001), *Mexico: A Comprehensive Development Agenda for The New Era*, Banco Mundial, Washington.

Ibarra, David (1999), *La política energética*.

Joskow, P. (2000), “¿Por qué reformar el sector eléctrico en México?”, en Tovar Landa, R., *Reforma estructural del sector eléctrico*, ITAM, Miguel Angel Porrúa, México, D. F.

Kessell, G. (2000), *La mecánica de financiamiento del sector energético paraestatal*, presentación electrónica, Subsecretaría de Ingresos, SHCP, mayo.

Mulás, Pablo y Arturo Reinking (1998), *Compendio de información del sector energético mexicano*, Programa Universitario de Energía, UNAM, México, noviembre.

Muñoz Leos, Raúl (2001), *Elementos para una reforma energética nacional: el caso de Pemex*, LXXVIII Asamblea Nacional Ordinaria de la COPARMEX, 9 de marzo.

OLADE (Organización Latinoamericana de Energía) (1999), *Resultados de los procesos de modernización y perspectivas de integración energética en América Latina y el Caribe*, Quito, Ecuador.

Pemex (Petróleos Mexicanos), *Informe Anual 1997-1999*.

_____, *Memoria de Labores 1996-1999*.

Pérez Jácome, D. (2001), *El sector eléctrico mexicano*, Mesa redonda “Energía en México”, organizada por el Institute of the Americas y la Universidad de California en San Diego (Center for US Mexican Studies y Graduate School of International Relations and Pacific Studies), México, D. F., del 13 al 14 de marzo.

Pistonesi, H. (2000), *Sistema eléctrico argentino: los principales problemas regulatorios y el desempeño posterior a la reforma*, Serie Recursos Naturales e Infraestructura No. 10, Naciones Unidas, CEPAL, Santiago de Chile, julio.

Rodríguez-Padilla, V. (2000), *Electricity Sector Crossroad*, Institute of the Americas, San Diego, California, agosto, <http://www.iamericas.com>.

_____ (1994), “Les sociétés nationales et la modernisation du régime fiscal dans les pays exportateurs d’hydrocarbures”, *Economies et Sociétés*, Cahiers de l’ISME, série Economie de l’Energie (6), septiembre.

Rosas Balbontín, P. (2000), *La crisis eléctrica en Chile: antecedentes para una evaluación de la institucionalidad regulatoria*, Serie Recursos Naturales e Infraestructura, No. 5, Naciones Unidas, CEPAL, Santiago de Chile, julio.

Secretaría de Energía (1999), *Propuesta de cambio estructural en el sector eléctrico de México*, México, D. F., febrero.

_____ (2000a), *Balance Nacional de Energía 1999*, septiembre.

_____ (2000b), *El sector energía en México, análisis y prospectiva*, México, D. F., noviembre.

_____ (2000c), *Gas LP Prospectiva 2000-2009*, México, D. F., septiembre.

_____ (2000d), *Prospectiva del mercado de gas natural 2000-2009*, México, D. F.

_____ (2000e), *Prospectiva del sector eléctrico 2000-2009*, México, D. F., octubre.

_____ (2001a), *Compendio estadístico del sector energía 1980-2000*, junio.

_____ (2001b), *Cooperación en materia energética en América del Norte*, comunicado, 24 de abril.

Secretaría de la Presidencia, *Plan Puebla Panamá*, Documento base, preliminar, marzo.

SHCP (Secretaría de Hacienda y Crédito Público) (2000), *Exposición de Motivos e Iniciativa de Decreto de Presupuesto Público Federal 2001*, México, D. F., noviembre.

Téllez, L. (1999), “Electricidad, Estado y Desarrollo”, *Momento Económico*, No. 103, mayo-junio.

Wolak, F. (2000), “Privatización y reestructuración de la industria eléctrica mundial”, en Tovar Landa, R., *Reforma estructural del sector eléctrico*, ITAM, Miguel Angel Porúa, México, D. F.

Anexo estadístico

Cuadro A-1

DEMANDA DE PRODUCTOS DERIVADOS EN 1999-2009

(Miles de barriles diarios y porcentajes)

	1999	2002	2005	2009	1989-1999 (% anual)	1999-2009 (% anual)
Gasolina	512	570	649	808	2.4	4.2
Premium (%) a/	8	11	13	15		
Magna (%) b/	92	89	87	85		
Diesel	275	316	368	460	3.6	4.8
Turbosina	55	68	84	122	5.9	7.5
Gas LP	324	378	417	477	5.2	4.0
Combustóleo/gas	766	842	999	1 279	2.6	4.8
Combustóleo (%) c/	63	40	32	23		
Gas (%)	37	60	68	77		

Fuente: Secretaría de Energía (2000), *El sector energía en México, análisis y prospectiva*, México D. F., octubre.

a/ 93 octanos.

b/ 87 octanos.

c/ Combustóleo y gasóleo industrial.

Cuadro A-2

OFERTA Y DEMANDA DE GAS NATURAL EN 1999 Y 2009

(Millones de pies cúbicos y porcentajes)

Sector	1999 a/		2009		1999-2000 (anual)
Demanda	3 986	100.0	10 477	100.0	10.1
Eléctrico	826	20.7	4 313	41.2	18
Industrial b/	1 463	36.7	2 690	25.7	6.3
Petróleo	1 622	40.7	2 917	27.8	6
Res-Com-Ser	75	1.9	455	4.3	19.8
Transporte	1	0.0	103	1.0	58.2
Oferta	4 066	100.0	10 477	100.0	10.1
Producción interna	4 039	99.3	7 990	76.3	7.1
Importaciones netas	27	0.7	2 487	23.7	31.3

Fuente: Secretaría de Energía, *Prospectiva del mercado de gas natural 2000-2009*, octubre de 2000.

a/ La oferta y la demanda no coinciden por una diferencia estadística de 80 MMpcd.

b/ Incluye el gas consumido como materia prima en Pemex Petroquímica.

Cuadro A-3

CAPACIDAD INSTALADA Y GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN 1999 Y 2009

Actividad y sector	1999		2009		1989-1999 (% anual)	1999-2009 (% anual)
	(MW o TWh)	%	(MW o TWh)	%		
Capacidad (MW)	38 985	100.0	67 867	100.0	nd	5.7
Para usos propios a/	3 316	8.5	7 613	11.2	nd	8.7
SEN b/	35 669	91.5	60 254	88.8	3.6	5.4
Consumo (TWh)	155.9	100.0	296.1	100.0	5.0	6.6
Autoabastecido	10.9	7.0	39.1	13.2	4.0	13.7
Ventas SEN c/	145.0	93.0	256.9	86.8	5.1	5.9
Ventas SEN (TWh)	145.0	100.0	256.9	100.0	5.1	5.9
Residencial	33.4	23.0	53.7	20.9	5.9	4.9
Comercial	10.9	7.5	17.2	6.7	3.5	4.6
Servicios	5.4	3.7	8.3	3.2	2.1	4.3
Industrial	87.2	60.1	168.7	65.7	5.7	6.8
Agrícola	8.0	5.5	8.9	3.5	1.0	1.1

Fuente: Secretaría de Energía, *Prospectiva del sector eléctrico 2000-2009*, octubre de 2000.

Nd: no disponible.

a/ Permisos de autoabastecimiento y cogeneración.

b/ Incluye productores independientes.

c/ Sin exportación.

Cuadro A-4

PROYECTOS DE INVERSIÓN EN GENERACIÓN 1997-2001

Proyecto	Tecnología/ responsable del suministro de combustible	Fecha del fallo	Capacidad (MW)	Fecha de operación	Inversión (Millones de dólares) a/	Precio (Centavos de dólar/kWh)	Consortio ganador
Esquema productor independiente							
Mérida III	CC/CFE	01/97	484	2000	211.5	2.490	Nichimen-AES
Hermosillo	CC/Productor	10/98	250	2001	160.8	2.565	Unión Fenosa
Río Bravo II	CC/CFE	11/98	495	2001	239.2	3.605	EDF
Saltillo	CC/CFE	02/99	248	2001	169.1	2.865	EDF
El Sauz	CC/CFE	04/99	495	2001	305.3	2.940	Intergen
Tuxpan II	CC/CFE	05/99	495	2002	254.3	2.754	Mitsubishi
Monterrey III	CC/Productor	08/99	489	2002	257.5	2.387	Iberdrola
Altamira II	CC/Productor	10/99	495	2002	274.8	2.736	Mitsubishi/EDF
Campeche II	CC/Productor	02/00	252	2003	204.5	3.090	Transalta
Naco-Nogales	CC/Productor	05/00	252	2003	156.4	3.440	Unión Fenosa
Rosarito 10-11	CC/Productor	06/00	489	2003	381.2	3.190	Intergen
Tuxpan III y IV	CC/Productor	10/00	983	2003	636.6	3.119	Unión Fenosa
Altamira III y IV	CC/Productor	12/00	1036	2003	536.5	2.602	Iberdrola
Chihuahua III	CC/Productor	03/01	259	2003	169.4	3.497	Transalta
La Laguna II	CC/Productor	07/01	450	2004	319.9		
Río Bravo III	CC/Productor	06/01	450	2004	274.9		
Altamira V			450	2005	267.3		
Altamira VI			450	2005	284.8		
Altamira VII			476	2006	268.0		
Agua Prieta II			198	2005	149.6		
Durango			190	2006	148.8		
Mexicali I			220	2005	149.6		
Río Bravo IV			490	2005	284.5		
Tuxpan V			479	2005	288.0		
Esquema construir – arrendar – transferir (cat)							
Salamayuca II	CC/CFE	1996	506	1999	727.2	5.24	GE/Bechtel
Rosarito 8 – 9	CC/CFE	07/97	541	2001	334.1	2.79	ABB-Nisho Iwai
Chihuahua	CC/CFE	11/97	435	2001	274.8	2.63	Mitsubishi
Monterrey II	CC/CFE	09/97	484	2000	331.1	2.38	ABB-Nisho Iwai
Cerro Prieto IV	GEO/CFE	12/97	100	2000	107.8	2.81	Mitsubishi
San Carlos II	CC/CFE	07/98	39	2001	55.9	3.78	Abengoa
Guerrero Negro	CITD/CFE	10/00	100	2002	29.9		(Desierto)
Tres Vírgenes	GEO/CFE	12/98	10		18.2	4.11	ALSTOM
Obra pública financiada							
Los Azufres II b/	GEO	11/00	100	2002	130.1		ALSTOM
Chicoasen (2ª. etapa)	HIDRO	10/00	930	2004	114.8		ALSTOM
El Sauz (conversión)	TG-CC		139	2003	105.8		
Baja California Sur I	CI		38	2004	57.2		

Fuente: Elaboración con datos de la CRE, la CFE y la Secretaría de Energía. Geo: Geotermia; Hidro: Hidroeléctrica; CC: Ciclo Combinado; CITD: Combustión Interna Tipo Diesel; TG: Turbina a Gas.

Nota: En 1998 la CFE dejó de utilizar el esquema CAT y lo reemplazó por el de OPF.

a/ La inversión en los proyectos corresponde a la consignada en el Presupuesto de Egresos de la Federación 2001.

b/ Incluye campo geotérmico.

Cuadro A-5

SUBSIDIOS A LOS CONSUMIDORES DE ELECTRICIDAD EN EL AÑO 2000

(Millones de pesos del año 2000)

	Relación precio/costo			Subsidios		
	CFE	LFC a/	SEN	CFE	LFC	SEN
Total	0.67	0.74	0.69	37 374	7 246	44 620
Residencial	0.39	0.38	0.39	25 976	5 678	31 654
Agrícola	0.26	0.25	0.26	6 358	72	6 430
Resto	0.93	0.93	0.93	5 040	1 496	6 536

Fuente: SHCP (2000), *Exposición de motivos e iniciativa de Decreto de Presupuesto 2001*, noviembre.
 Cifras preliminares SEN: Sistema Eléctrico Nacional (CFE y LFC).

a/ Considera los costos medios de la CFE como referencia para LFC. El incremento estimado de los subsidios por los aumentos de combustibles asciende aproximadamente a 5 600 mdp (592 mdd).