

EL COLEGIO DE MÉXICO  
CENTRO DE ESTUDIOS INTERNACIONALES

LA REFORMA DE LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN MÉXICO.  
RETOS DE LA REGULACIÓN Y ESTRATEGIAS DE LOS ACTORES

TESIS PARA OBTENER EL TITULO DE  
LICENCIADO EN ADMINISTRACIÓN PÚBLICA

GILDA GRACIELA BALVANERA VALADEZ

Directora de tesis: Dra. Isabelle Rousseau

MEXICO, D. F

2006

## ÍNDICE

<b>Prefacio</b> .....	<b>3</b>
Organización y objetivos de la tesis.....	5
<b>Capítulo I. El contexto de las reformas</b> .....	<b>9</b>
I. El contexto de las reformas .....	12
II. Organización industrial .....	28
III. Los nuevos actores.....	31
IV. Marco teórico.....	33
<b>Capítulo II. Los precios del gas natural. Crisis y estrategias de los actores</b> .....	<b>47</b>
I. Antecedentes .....	47
II. Metodología de precios para la determinación del precio máximo de ventas de primera mano .....	49
III. El comportamiento de los precios.....	55
IV. Crisis de precios y estrategias de los actores .....	62
V. Conclusiones.....	75
<b>Capítulo III. El transporte de gas natural. El Afianzamiento del poder de mercado de Pemex</b> .....	<b>82</b>
I. Antecedentes .....	82
II. Características de la industria.....	84
III. Transporte y comercialización.....	93
IV. Conclusiones.....	99
<b>Capítulo IV. El almacenamiento de gas natural. Una nueva visión</b> .....	<b>105</b>
I. Antecedentes .....	105
II. Almacenamiento subterráneo .....	107
III. Proyectos de GNL: Una salida negociada.....	115
IV. Conclusiones.....	132
<b>Conclusiones</b> .....	<b>135</b>
<b>Anexos</b> .....	<b>144</b>
Anexo 1. Permisos de transporte Permisos de acceso abierto vigentes .....	144
Anexo 2. Principales permisos de transporte de usos propios .....	147
<b>Referencias</b> .....	<b>149</b>
Bibliográficas.....	149
Hemerográficas.....	152
Presentaciones y comunicados de prensa.....	153

## PREFACIO

Con objeto de impulsar una política de aprovechamiento de gas natural, el gobierno mexicano promovió en 1995 una serie de reformas legales e institucionales que redefinieron esta industria. La reforma permitió que los particulares pudieran participar en ciertas actividades reservadas hasta entonces al Estado.

La reforma de la industria del gas natural se diferenció de la mayoría de los procesos de reestructuración en otros sectores en que buscó incorporar un esquema de convivencia entre el sector público (Pemex) y el privado dentro del marco constitucional vigente. Como resultado del proceso, se distinguieron aquellas actividades exclusivas a Pemex ---tales como la exploración, la explotación y las ventas de primera mano de este combustible---, de las que admiten la participación de los particulares, v.gr. transporte, almacenamiento y distribución de gas natural.<sup>1</sup> En este marco, se le asignaron a la Comisión Reguladora de Energía (CRE) atribuciones para regular las actividades sujetas a competencia.

En esta tesis pretendo profundizar sobre las relaciones entre los agentes involucrados en la industria del gas natural, a través de un análisis de los diferentes segmentos que la integran. En este análisis sobre la reforma y los actores que en ella intervienen, parto de la idea que el comportamiento de los actores que participan es ambiguo, por lo que los objetivos y proyectos planteados por las autoridades gubernamentales han sido reconsiderados y cambiados de manera continua hasta llegar a soluciones que, muchas veces, difieren de lo previsto.

Una de las preocupaciones de este trabajo será entender cómo opera la CRE a partir de sus relaciones con los nuevos actores que se incorporaron en la industria. A diez años de iniciado el proceso, puede decirse que la reorganización de la industria permitió generar espacios en los que los nuevos y viejos actores se han interrelacionado muchas veces de manera accidentada y no

---

<sup>1</sup> Una descripción detallada de estas actividades se encuentra en el Capítulo 1.

exenta de conflicto.

Como se podrá observar en los capítulos siguientes, los diversos actores ---ya sea la CRE, la Secretaría de Energía (Sener), Pemex, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) o cualquier otro involucrado--- saben que cuentan con capacidades y recursos distintos en cada caso, pero desconocen el poder real de los demás actores. A partir de esta idea, pretendo evidenciar cómo las soluciones obtenidas son resultado de las relaciones de poder y dependencia que se crearon a partir de la nueva visión de la industria.

Un aspecto a resaltar es que el marco legal establecido --- es decir las reglas formales del juego--- ha permitido detonar nuevos proyectos de infraestructura de transporte y distribución en México; sin embargo, existen rigideces estructurales del mercado nacional de gas natural que no se han eliminado por completo. Inclusive, con el tiempo, se han generado condiciones que han llegado a contradecir el objetivo de la regulación.

En mi opinión, estos resultados no deben entenderse sólo a partir de los objetivos formales de la reforma, sino también a partir de las relaciones entre el regulador y su entorno. El cumplimiento de los objetivos no ha dependido únicamente del conjunto de reglas adoptadas por la CRE, sino en buena parte de la conciliación entre los distintos intereses y de los diversos juegos que han desplegado los diferentes actores involucrados en este ajedrez que conforma la industria del gas natural.<sup>2</sup>

En cada una de las áreas que componen la industria del gas natural, los intereses y el poder de negociación de cada uno de los actores ha sido muy distinto. Será propósito del trabajo conocer cuáles han sido las negociaciones que se generaron alrededor de la regulación establecida por la CRE, así como cuáles son los grupos estratégicos que se han apropiado con éxito de las incertidumbres derivadas de la reforma.

Es inevitable atraer gran parte del análisis hacia la relación entre Pemex y la CRE; ello

---

<sup>2</sup> El concepto de juego se explicará en el siguiente capítulo.

considerando que la reforma permitió que la empresa paraestatal retuviera el monopolio en la exploración y explotación del gas natural. Además, el marco regulador prohibió a Pemex participar en determinadas actividades (distribución) y, en algunos casos, la obligó a competir bajo las mismas condiciones que los nuevos actores (transporte y almacenamiento).

Un aspecto importante es que, en aquellas áreas en las que la empresa paraestatal conservó su poder de mercado, se le impuso una regulación económica para restringir su discrecionalidad. Sobre este punto, es necesario conocer cómo ha funcionado la relación entre Pemex y la CRE para preguntarse si esta última ha cumplido los objetivos propuestos y qué tan eficientes han sido los controles aplicados. Con este propósito, se requiere identificar los intereses subyacentes a la entidad paraestatal antes de la reforma y cómo han ido cambiando. Ello me permitirá valorar el poder real de Pemex frente a las líneas de política energética establecidas por el Gobierno Federal y el marco regulador.

En los capítulos siguientes se analizará la forma en que nuevos actores se han integrado a la industria del gas natural. *A priori* podría decir que las áreas en las que la CRE ha tenido relativo éxito son aquellas en las que otros actores no estaban lo suficientemente organizados y en las que no existían objetivos claros. Es entonces relevante identificar los intereses que se crearon, conocer su funcionamiento, así como la manera en que han ido madurando las alianzas entre estos grupos.

Para propósitos de esta tesis, revisaré el comportamiento de los actores en tres actividades: ventas de primera mano, transporte y almacenamiento. Me centro en estas actividades y no en la distribución, puesto que han sido temas menos analizados y la relación entre Pemex y la CRE ha sido más estrecha.

## ORGANIZACIÓN Y OBJETIVOS DE LA TESIS

El primer capítulo permitirá contextualizar el tema a que se refiere esta tesis. En este se revisarán tres aspectos: a) los factores que influyeron y sirvieron de antecedente a la decisión de

realizar una reforma en el sector de la energía en México; b) la organización industrial previa y planeada para la industria del gas natural, y c) el marco teórico de este trabajo, fundamentado principalmente en la visión sobre el comportamiento de los actores propuesta por Michel Crozier y Erhard Friedberg.

En el segundo capítulo examinaré las políticas para la determinación del precio máximo del gas natural objeto de ventas de primera mano; es decir, el precio máximo al que Pemex vende el combustible que produce. La reforma a la industria del gas no prohibió que la paraestatal continuara siendo la única empresa productora de este combustible en México. A fin de contrarrestar el poder de Pemex, se incluyó la previsión que el precio del gas al que se vendería el combustible estuviera regulado y se determinara con base en una metodología que simulara condiciones de mercado basada en referencias internacionales. Sin embargo, los incrementos en los precios presentados en diferentes momentos han generado presiones de distintos sectores para aplicar políticas contrarias a los objetivos previstos por la regulación económica. En respuesta se han adoptado medidas que han logrado conciliar la lógica del mercado frente al papel proteccionista del Estado y han evitado, en la medida de lo posible, los efectos nocivos de los incrementos en los precios.

Para ilustrar el poder monopólico de Pemex en la industria, en el tercer capítulo se estudiará el segmento de transporte. En esta actividad, además de la empresa paraestatal, otras empresas privadas pueden construir, operar y mantener sistemas de transporte, previo permiso. De acuerdo con la legislación, Pemex puede intervenir en la industria del gas natural como cualquier permisionario sujeto a regulación y, al mismo tiempo, continuar operando y manteniendo el “Sistema nacional de gasoductos”, el mayor sistema de transporte de este combustible; lo que ha llevado a que la paraestatal haya aplicado diversas medidas para bloquear la regulación e imponer sus intereses.

En particular, el comportamiento antes señalado se ha hecho evidente en el nexo entre

transporte y comercialización de gas.<sup>3</sup> Hasta ahora, Pemex tiene suficiente margen de acción dado que no existe impedimento legal para que realice ambas actividades. Pues aunque la actividad de transporte se encuentra regulada, la actividad de comercialización no alcanza el ámbito de supervisión de la CRE, dado que es una actividad potencialmente competitiva. Lo anterior ha despertado inquietud en los inversionistas, desalentando su participación, ya que los coloca en franca desventaja para competir con la empresa paraestatal.

En el cuarto capítulo, se revisará lo referente a las actividades de almacenamiento. Considerando que, en fechas recientes, el precio del gas natural se ha incrementado más de lo esperado, diversos inversionistas han presionado a las autoridades a fin de incrementar las fuentes de suministro de este combustible. El marco legal supuso que la actividad de almacenamiento se realizaría en el subsuelo; sin embargo, por diversas restricciones legales y como parte de una estrategia de los inversionistas, estos proyectos no se han concretado. Recientemente, se ha encontrado una salida al problema de escaso almacenamiento en los proyectos de gas natural licuado (GNL).<sup>4</sup> Estos proyectos han permitido conciliar el interés de los participantes en esta actividad, dado que cuentan con el interés de inversionistas extranjeros, el apoyo de autoridades energéticas, la aceptación tácita de la Pemex y de la CFE. Sin embargo, los proyectos no han estado exentos de conflicto, causado principalmente por actores que no están directamente vinculados a la industria, tales como: autoridades locales, grupos políticos, ecologistas, y organizaciones vecinales. Los grupos antes mencionados se han organizado lo suficiente para impedir o limitar la viabilidad de los proyectos.

De manera general, los objetivos de la tesis son:

---

<sup>3</sup> La comercialización en la industria del gas implica comprar y vender gas por cuenta de terceros, así como ofrecer servicios de valor agregado a sus clientes.

<sup>4</sup> El gas natural licuado es una clasificación determinada por el tipo de almacenamiento o procesamiento aplicado al gas, éste se define como gas natural compuesto predominantemente de metano, que ha sido licuado por compresión y enfriamiento para facilitar su transporte y almacenamiento.

- Identificar los espacios en los que los nuevos y viejos actores (diversas autoridades federales y estatales, Pemex, CRE, la comunidad inversionista y usuarios, entre otros) encontraron fuentes de poder y el proceso de negociación entre éstos para apropiárselas;
- Conocer cómo se enfrentó y afectó la lógica de un monopolio de Estado ante la lógica de mercado, con el propósito de identificar los espacios ganados por los nuevos actores y la cuota de poder que mantienen los actores ya establecidos. Para ello, considero conveniente evaluar el poder real de la CRE frente a un monopolio de Estado y valorar hasta dónde interfiere Pemex con las reglas del juego, e
- Identificar más allá de las reglas formales, qué otro tipo de reglas se establecieron y cómo se reconfiguraron a través del juego entre los diversos actores.

En resumen, a través del análisis que se presenta en los capítulos siguientes se pretende conocer cómo han influido los procesos de negociación y dependencia de los diversos actores que participan en la industria del gas en el logro de las metas planteadas por las autoridades. Con ello, se comprobará que el adecuado diseño de los incentivos de regulación no garantiza por sí mismo el logro efectivo de sus objetivos, sino que los resultados dependen del arreglo entre los distintos actores.

En el siguiente capítulo se tratará el contexto en el que se desarrolló la reforma de la industria del gas natural, así como el marco teórico que guiará esta tesis. El análisis del contexto permite entender que el alcance de la reforma de 1995 tuvo su propia lógica y no es una simple imitación de una tendencia internacional. Como se analizará, la reforma de 1995 se gestó en un ambiente determinado y a partir de elementos cuya existencia le preceden y le subsistirán.



## CAPÍTULO I. EL CONTEXTO DE LAS REFORMAS

En la década de los ochenta, se realizaron importantes cambios en la administración pública en México. El nuevo patrón fue consecuencia del agotamiento de un modelo de desarrollo y las deficiencias de un sector público mermado en términos de relación costo-efectividad. Con el propósito de subsanar estas carencias, durante el sexenio de Miguel de la Madrid (1982-1988) se puso en marcha un proceso de cambio estructural, que incluyó: la reestructuración de las empresas públicas del sector, el aprovechamiento de fuentes y mecanismos de financiamiento extra presupuestarios, así como procesos de desregulación, liberalización y privatización de algunos segmentos de las actividades de la industria.<sup>5</sup>

Durante el sexenio de Carlos de Gortari (1988-1994), bajo la premisa "un Estado propietario no es el más justo", tomó fuerza el proyecto de reforma de Estado iniciado por Miguel de la Madrid. Las reformas abarcaron diversos ámbitos, entre ellos, el modelo de desarrollo, dando paso a la liberalización, apertura y globalización económica y reubicación del papel del Estado en el nuevo patrón productivo y distributivo.<sup>6</sup>

En gran parte, estas medidas respondieron a las presiones de una fracción de la clase política y a un sector de importantes empresarios --- parte de acreedores y organismos multilaterales externos----, compromisos derivados del Tratado de Libre Comercio con Estados

---

<sup>5</sup> Comisión Económica para América Latina y el Caribe, "Retos y posibles soluciones para el sector energético mexicano", LC/MEX/L.505, 20 de diciembre de 2001, p. 4.

<sup>6</sup> De acuerdo con Luis F. Aguilar, la propuesta salinista buscaba un nuevo sistema económico, político y administrativo. La reforma del Estado implicó cambios en: a) la organización del Gobierno Federal y en el patrón y ámbito del gobierno y administración, b) reformas en el régimen político; c) reformas constitucionales; d) reformas en el modelo de desarrollo y e) reformas en la cultura política. "El proceso de liberalización económica y apertura comercial obligó a replantear la estrategia de crecimiento y tuvo importantes implicaciones en el concepto y funcionamiento de la rectoría económica del Estado (artículo. 26). Se atenuó equivalencia entre rectoría del estado y propiedad (empresa) pública y se puso el acento en la regulación y promoción estatal de la economía nacional. Regulación, fomento y estabilidad macroeconómica eran condiciones necesarias y suficientes para ejercer cabalmente la rectoría económica estatal. En este sentido, dos son las políticas en que cristalizó la nueva concepción de la rectoría económica: la privatización y la des/re regulación. La primera consiste, en sentido estricto, en la transferencia de la propiedad de los activos públicos no estratégicos a los privados, mientras la segunda pretende liberar la iniciativa de las fuerzas productivas y competitivas del mercado". Luis F. Aguilar, "Reformas y retos de la administración pública mexicana (1988 – 1994)", mimeo, pp. 1-2.

Unidos y Canadá (TLCAN), así como a la expectativa de mejorar los resultados económicos y reorientar las capacidades del Estado.

El sector de la energía, fundamental para la economía mexicana, fue parte de los cambios de fondo. Las reformas atendieron varios frentes: la reestructuración de la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal (SEMIP) en Secretaría de Energía, la reorganización de Petróleos Mexicanos,<sup>7</sup> la apertura a la inversión privada en el sector eléctrico<sup>8</sup>, y la reforma en la industria del gas natural.

En este trabajo analizaré lo concerniente a la apertura en la industria del gas natural. Este tema es relevante porque rompió con una parte del monopolio del Estado en el sector de la energía, lo que hizo posible incorporar a nuevos actores y establecer nuevas relaciones de poder. Asimismo, este proceso replanteó un cambio en las tareas de Estado. A partir de entonces, los particulares asumieron un papel protagónico dentro del nuevo proyecto económico y el Estado adoptó una función de promotor más que de rector.

El proceso de reforma en la industria del gas natural es interesante porque revela la doble lógica del Estado. Por una parte, se aplicaron medidas que pretendían poner fin a un Estado innecesariamente propietario y empresario, cuyo desenvolvimiento debía recoger y reflejar tendencias bien identificadas, así como compromisos internacionales. Por otra, la reforma debía mantener las raíces que quedaron en la percepción social y en las definiciones políticas en el que el Estado es el propietario de los recursos energéticos, de tal manera que no se acrecentara la percepción que se estaba abriendo la puerta a los inversionistas extranjeros.

Como parte de las medidas instrumentadas se redujeron los límites de las áreas estratégicas ---definidas en los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política ---, con el

---

<sup>7</sup> La estructura organizativa de Pemex pasó de una estructura centralizada a una basada en divisiones operativas semi-autónomas, formadas por cuatro líneas de negocios básicas y articuladas por una conducción central. El centro corporativo también se reorganizó a fin de reducir sus tareas operativas y fortalecer su conducción estratégica. Al respecto véase Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal, Industria petrolera: Cambio estructural y nuevo marco institucional, julio de 1994, mimeo, p.10. (en adelante, Industria petrolera)

<sup>8</sup> Las reformas al marco jurídico en materia de electricidad incluyeron principalmente la participación de la inversión privada, previo permiso, en la generación de electricidad bajo las modalidades de productor externo, así como la importación y exportación de energía eléctrica.

propósito de reservarlas a la acción del Estado y abrir a la iniciativa privada los sectores que quedaban fuera de esta definición.<sup>9</sup> El primer paso se realizó en 1992 con la reorganización administrativa de Petróleos Mexicanos en un corporativo y cuatro subsidiarias: Pemex Exploración y Explotación (PEP), Pemex Refinación, Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB) y Pemex Petroquímica.<sup>10</sup>

El nuevo esquema organizativo de Petróleos Mexicanos “[...] correspondía a la intención de reforzar la capacidad del Estado como propietario de los activos y, paralelamente, fomentar leyes del mercado en ciertos ámbitos: introducir la competencia (tener reglas claras y transparentes) y cambiar el alcance de la empresa y sus actividades”.<sup>11</sup> Esta estrategia de apertura gradual en las subsidiarias; particularmente en Pemex Refinación y PGPB, para la petroquímica y el gas natural, respectivamente, “[...] permitió no atacar de frente el profundo nacionalismo de millones de mexicanos, conservar para la nación la renta petrolera y, sin embargo, fomentar una gestión más moderna (por líneas de negocios) y promover la entrada de capital privado nacional y extranjero para desarrollar algunas de las áreas claves de la empresa”.<sup>12</sup> Este primer paso hacia la apertura del sector se fortaleció con las modificaciones a la *Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo*, por las que

---

<sup>9</sup> Actualmente la estructura del sector de la energía responde a lo dispuesto por los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. El mandato constitucional establece que corresponde exclusivamente a la Nación el dominio directo del petróleo y de todos los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos.

De acuerdo con la Constitución, la Nación cuenta con la facultad exclusiva para generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público, así como el aprovechamiento de los combustibles nucleares para la generación de energía nuclear y la regulación de sus aplicaciones para otros propósitos.

El texto constitucional diferencia entre las áreas estratégicas, aquellas funciones exclusivas del Estado que no constituyen monopolio, y las actividades de carácter prioritario para el desarrollo, actividades donde el Estado puede participar por sí mismo o en conjunto con los sectores privado y social, manteniendo la rectoría y otorgando concesiones o permisos.

Los ejemplos de las primeras áreas en el sector energético son: el petróleo y los demás hidrocarburos, la petroquímica básica, los minerales radioactivos, la electricidad y la generación de energía nuclear. Finalmente, la Constitución dicta que el Estado contará con los organismos y empresas que requiera para el eficaz manejo tanto de las áreas estratégicas, como de las actividades de carácter prioritario. Secretaría de Energía, *El sector de la energía*, México, 2000, p. 2.

<sup>10</sup> Al respecto véase Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios, 16 de julio de 1992 (Diario Oficial de la Federación).

<sup>11</sup> I. Rousseau, “Reformas y apertura en Petróleos Mexicanos: el gas natural y la petroquímica secundaria (1989-2000)”, Ceisal, Tercer congreso europeo de Latinoamericanistas, Ámsterdam, julio de 2002, p. 7.

<sup>12</sup> *Loc. Cit.*

formalmente se redefinieron las áreas consideradas estratégicas sujetas a control exclusivo del Estado y aquellas abiertas a la participación privada.<sup>13</sup>

En este primer capítulo, trataré el contexto en el que se desarrolló la reforma de 1995. Como segundo punto, analizaré a grandes rasgos, ---para luego entrar en detalle a lo largo de este trabajo---, los antecedentes de la reforma en la industria del gas natural; es decir, sus motivaciones, los problemas que pretendía resolver, la organización de la industria previa y los cambios planeados. Finalmente, abundaré sobre los objetivos y el marco teórico de la tesis, fundamentado principalmente en la visión sobre el comportamiento de los actores propuesta por Michel Crozier y Erhard Friedberg en su libro el “Actor y el sistema. Las restricciones de la acción colectiva”.<sup>14</sup>

## I. EL CONTEXTO DE LAS REFORMAS

Dos son los factores que influyeron y sirvieron de antecedente a la decisión de realizar una reforma en el sector de la energía en México: el proceso de reestructuración económica iniciado a finales de la década de los ochenta que derivó en un proceso de apertura gradual, así como las tendencias internacionales en materia de modernización de este sector.

### *a) Reestructuración económica*

Los procesos de reestructuración realizados en la década de los noventa se apoyaron en esquemas de apertura económica. Los factores externos que presionaron hacia el establecimiento de un modelo de economía abierta se centraron en condiciones muy particulares derivadas de la crisis de 1982 y de corrientes mundiales que contribuyeron a propiciar un giro en la política comercial de México. Los efectos de la intervención del Estado, del modelo de sustitución de importaciones y de las políticas de saneamiento de la economía se reflejaron en un déficit

---

<sup>13</sup> Este punto se tratará más adelante, dado que es el aspecto que formalmente da inicio a la reforma de la industria del gas natural.

<sup>14</sup> M. Crozier y E. Friedberg, El actor y el sistema. Las restricciones de la acción colectiva, México, Alianza Editorial Mexicana, 1990.

comercial crónico que dependía del endeudamiento externo para financiarse.

Además, en el entorno mundial, los precios de las materias primas disminuyeron y las tasas de interés de los mercados internacionales de capital se incrementaron. Estos hechos se conjugaron con la fuga de capitales al interior del país, lo que provocó la crisis de la deuda. A partir de entonces, los organismos financieros internacionales desempeñaron un papel preponderante en el diseño de la política económica. Ante el problema, los acreedores privados exigieron el establecimiento de convenios con el Fondo Monetario Internacional como una condición para renegociar la deuda. Con esta medida, los programas de ajuste convenidos aseguraban la aplicación de medidas que restablecieran la capacidad de pago de México.

En México, la renegociación de la deuda implicó concertar programas de ajuste interno con el Fondo Monetario Internacional y con el Banco Mundial. La presencia de estos organismos y su intervención directa en la negociación se volvieron cruciales para concretar los acuerdos con los acreedores. Durante este lapso, las políticas que se pusieron en práctica se orientaron a realizar un ajuste en el sector externo y en las finanzas públicas en un marco de austeridad, restricción del gasto público y modernización de la economía.

Además de este factor primordial, un conjunto de elementos externos novedosos influyeron en la transformación del modelo económico mexicano; con ello me refiero a los grandes cambios mundiales, en especial, al fenómeno de la globalización.<sup>15</sup> En las últimas dos décadas, las grandes diferencias en el desarrollo de los diversos países del mundo se justificaron a partir de cambios en la forma de producir bienes y servicios. La economía mundial fue cada vez menos la suma de economías individuales, para convertirse en una economía integrada en el ámbito internacional donde cada parte depende de las otras.

A mediados de los años ochenta, México se anexó a esta tendencia e inició un proceso de liberalización comercial como parte de un programa más amplio de modernización económica.

---

<sup>15</sup> En términos generales, la globalización puede definirse como la emergencia de un sistema integrado globalmente de conocimiento, producción e intercambio. La globalización se expresa en cambios profundos dentro de todas las áreas como resultado principalmente por la revolución científica y la innovación tecnológica.

Ante el colapso de la economía y en respuesta a la crisis fiscal del Estado, el gobierno de Miguel de la Madrid, y después el de Carlos Salinas de Gortari, emprendieron dos procesos de gran alcance: el redimensionamiento y la reforma del Estado.

En particular, la propuesta salinista impactó en el futuro desenvolvimiento del sector de la energía. En términos generales, dicha propuesta buscaba moldear la economía política, el sistema económico, político y administrativo de México. El proyecto implicó reformas en: la organización del Gobierno Federal, en el patrón y ámbito de gobierno y, en la administración; el régimen político; la Constitución; el modelo de desarrollo y la cultura política.

El proceso de reforma del Estado ---que incluyó la reforma fiscal, la privatización de empresas, la reforma financiera y la renegociación de la deuda--- tuvo como objetivos: fortalecer la capacidad del gobierno para responder a su mandato básico de garantizar la estabilidad macroeconómica; desarrollar un ambiente propicio para la expansión de la producción y el empleo; erradicar la pobreza; prestar los servicios públicos de manera suficiente y oportuna, y garantizar la justicia y seguridad pública.

Entre las reformas realizadas en el ámbito económico se incluyeron la desincorporación de las empresas públicas y la desregulación. Este último proyecto logró sus primeros avances durante el gobierno de Miguel de la Madrid, al formar parte del proyecto integral de ajuste y estabilización económica.

El propósito de la desincorporación de empresas era reducir el gasto corriente del Gobierno Federal. Durante el sexenio de Miguel de la Madrid, el proceso mencionado avanzó rápidamente. Al final de dicho periodo, se desincorporaron 595 entidades paraestatales de un total de 1155. Aunque impresionante en términos relativos, la reducción en términos macroeconómicos no fue significativa puesto que las empresas públicas grandes --- Pemex, la CFE, Compañía Nacional de Subsistencias Populares (Conasupo), Teléfonos de México, Ferrocarriles Nacionales y Fertilizantes Mexicanos --- quedaron fuera del proceso.

Durante el siguiente sexenio, se continuó con el proceso de desincorporación. En esta fase, dentro de un programa de ajuste, no sólo se buscó sanear las finanzas públicas, sino reducir el tamaño de un Estado propietario y empresario. Este proceso constituyó la nueva manera de concebir las funciones, ámbitos y modos de la intervención estatal. La privatización representó una manera de devolver al Estado a sus funciones públicas y sociales básicas.

Elementos igualmente importantes para la apertura en el sector de la energía fueron el proceso de liberalización económica y la apertura comercial, los cuales obligaron a replantear la estrategia de crecimiento; éstos tuvieron implicaciones profundas en el concepto y funcionamiento de la rectoría económica del Estado. El nuevo enfoque atenuó la rectoría del Estado y la propiedad pública. Se consideró que la regulación, el fomento y la estabilidad macroeconómica eran condiciones necesarias y suficientes para ejercer la rectoría económica.

Las nuevas políticas que cristalizaron la rectoría estatal fueron, por lo tanto, la privatización y la desregulación. La primera consistió en la transferencia de la propiedad de los activos públicos no estratégicos a los privados, mientras que la segunda buscaba liberar la iniciativa de las fuerzas productivas y competitivas del mercado.<sup>16</sup>

Los cambios en la política comercial, encaminados a reorganizar su participación en los mercados externos, se concentraron en una serie de acciones en varias áreas: la liberalización de las importaciones, la privatización de las industrias de propiedad estatal y la eliminación de restricciones de la industria en general.

La reforma de la industria del gas natural se realizó en un entorno de apertura comercial. Dicha apertura se justificó a partir del fracaso del modelo de desarrollo por sustitución de importaciones, así como en las posibles ventajas del libre comercio en términos de exportaciones

---

16 Una de las metas era alcanzar estabilidad macroeconómica y eficiencia microeconómica. La estrategia microeconómica tenía como pieza central el Plan de desregulación anunciado en 1989, el cual se orientó a una revisión del marco regulador en todos los sectores económicos. Ello permitiría eliminar las barreras artificiales de entrada y salida en los mercados. J. Rosellón y J. Halpern, "Regulatory Reform in Mexico's Natural Gas Industry. Liberalization in the Context of a Dominant Upstream Incumbent", en World Bank, Latin America and the Caribbean Region Finance, Private Sector, and Infrastructure Sector Unit. mimeo, p.2.

y empleo. La política proteccionista aplicada no era congruente con la exigencia de divisas. Los permisos previos, los aranceles y las demás medidas proteccionistas aumentaban el costo de la transferencia de recursos al exterior. Era fundamental generar divisas para hacer frente a los compromisos con el exterior, lo que hacía inevitable algunos ajustes al déficit fiscal comercial y a los precios públicos y privados.

El proceso de liberalización comercial en México, dirigido a limitar la excesiva protección económica y adaptarse a los cambios, se realizó de manera gradual. Un proceso rápido seguramente hubiese enfrentado resistencias después de décadas de proteccionismo. La creciente demanda de energía y las necesidades de expansión de la infraestructura actual requerían de importantes flujos de capital, que debían obtenerse en un contexto de fuerte competencia mundial por los fondos financieros disponibles, tanto de fuentes privadas como de instituciones crediticias multilaterales.

La integración a un mercado competitivo globalizado implicaba asumir los beneficios y riesgos de la competencia, establecer precios acordes con los distintos escenarios económicos y, por otra parte, eliminar barreras artificiales de precios que iban en contra del objetivo de una economía abierta.

De este modo, la urgencia de nuevas inversiones y la necesidad de obtener financiamiento trajeron consigo una legislación más flexible. En este contexto, se realizaron reformas ---que impactaron primeramente al sector eléctrico y luego, a la industria del gas---, las cuales permitieron la inclusión de nuevos actores (públicos y privados, nacionales y extranjeros).

La influencia del contexto internacional en el proceso de reformas en el sector de la energía es más claramente perceptible en la industria eléctrica. Entre 1993 y 1994, el marco regulador de la energía eléctrica requirió modificaciones a fin de homologar ciertas disposiciones del Tratado de Libre Comercio (TLCAN) en materia de jurisdicción y aplicación de leyes y en relación a los procedimientos para la adición o sustitución de la capacidad de generación y,



específicamente a la licitación pública de los proyectos. Con ello se permitió una incipiente participación de inversionistas privados en dicha industria.<sup>17</sup>

Las reformas realizadas en materia de energía fueron posibles, en parte, porque la percepción del gobierno respecto a la importancia del comercio exterior y de la reforma económica para el desarrollo del país era distinta. A mi juicio, una explicación factible es que el Gobierno Federal necesitaba atraer capital para financiar la recuperación económica sobre todo cuando la inversión no había respondido con la rapidez y magnitud esperadas.

Las presiones derivadas de una estrategia económica de apertura comercial no fueron los únicos detonadores de los cambios en el sector de la energía en México. Además influyeron las tendencias internacionales que resaltaban las ventajas de realizar estrategias de modernización en el sector de la energía. Lo anterior debido a que este sector es uno de los más integrados del mundo, comparte rasgos y tendencias similares en cuanto al comportamiento de ofertas y demandas, tecnologías y organización institucional.<sup>18</sup>

#### *b) Tendencias internacionales*

Los antecedentes del cambio estructural del sector de la energía surgieron a fines de la década de los ochenta. En los países de América Latina, el proceso incluyó 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 vinculados a otros mercados.<sup>19</sup>

---

<sup>17</sup> El capítulo VI del TLCAN, referente al tema de energía, estipula que las actividades de petroquímica y energéticos se sujetan a las reglas del acuerdo trilateral. México se ve beneficiado por una excepción relativa a la liberalización del mercado de energéticos, debido a que el artículo 27 Constitucional estipuló que las actividades de exploración, desarrollo, refinación, distribución y transporte de petróleo y gas natural, así como de energía eléctrica, serían actividades reservadas al Estado. Asimismo, el Estado mexicano conservó el monopolio de la propiedad de las reservas de hidrocarburos, lo que impedía la inversión privada en el sector primario de la industria petrolera. Al respecto véase North American Forum on Integration, Conferencia Hacia una seguridad energética norteamericana. Reporte final, Monterrey, 1 y 2 de abril de 2004.

<sup>18</sup> Secretaría de Energía, Programa de desarrollo y reestructuración del sector de la energía, 1995-2000, Resumen, México, 1996, p. 3. (en adelante, Programa de desarrollo)

<sup>19</sup> Comisión Económica para América Latina y el Caribe, *op.cit.* p.4.

- La apertura en el sector energético fue parte de una tendencia internacional que, al menos en América Latina, tuvo los siguientes factores en común:
- Las restricciones en las fuentes tradicionales de financiamiento, que derivaron en la crisis de la deuda de los años ochenta;
- La existencia de nuevas tecnologías de generación eléctrica, que implicó un avance respecto a las tecnologías termoeléctricas convencionales;
- El gas y la electricidad se convirtieron en fuentes de energía complementarias (en la generación), así como sustitutas (en usos residenciales);
- La necesidad de asegurar el suministro energético interno a largo plazo a partir de una estrategia de diversificación de fuentes con menor impacto ambiental, y
- Ante el proceso de globalización, la necesidad de proteger las economías nacionales de la competitividad internacional y de ampliar gradualmente la dimensión de los mercados.<sup>20</sup>

Adicionalmente, el cuidado del ambiente fue un factor preponderante sobre el desenvolvimiento del sector de la energía. Las preocupaciones se enfocaron en tres temas: la contaminación atmosférica derivada del uso de combustibles fósiles, el peligro de cambio climático causado por la emisión de los llamados “gases de efecto invernadero” y el impacto sobre el ambiente por el manejo de los productos y residuos del sector.

Particularmente, desde el inicio de la década de los ochenta, para el gas natural se definieron nuevas normas ambientales y se realizaron innovaciones tecnológicas para la generación de electricidad, que trajeron consigo la sustitución gradual del combustóleo por este combustible. En consecuencia, a partir de la década siguiente, se intensificó el uso del gas natural en la construcción de nuevas plantas públicas y privadas para la generación de electricidad.<sup>21</sup>

---

<sup>20</sup> F. Figueroa, *El gas natural en la política energética de América Latina y el Caribe*, Ecuador, OLADE, 1988, p. 2. De acuerdo con el Programa sectorial 1995- 2000, la legislación ambiental implicó establecer disposiciones cada vez más estrictas respecto a la calidad de los combustibles, cuyo cumplimiento requirió modificar los esquemas de refinación aplicables en ese momento. Asimismo, la necesidad de responder al cambio climático trajo consigo

Además de los factores antes enunciados, en México prevalecía la idea que existía un potencial de recursos de energía desaprovechado, como resultado de insuficientes niveles de inversión y deficiencias operativas. De tal manera, el Gobierno Federal consideró que para contrarrestar este problema se requería: aprovechar el potencial gasífero para contribuir en mayor medida al crecimiento económico; materializar las oportunidades para atraer inversión privada, nacional y extranjera; desarrollar la capacidad para generar más divisas, canalizar más recursos para ampliar la infraestructura productiva y distributiva del sector; impulsar oportunidades de desarrollo tecnológico en el sector y aprovechar el potencial de intercambio tecnológico con otros países y posibilidades en la producción de trabajos técnicos.<sup>22</sup>

En resumen, una reforma en el sector de la energía que permitiera la participación privada tendría como objetivo aumentar los niveles de inversión y superar las deficiencias operativas que caracterizaban el manejo de la industria por parte de dos monopolios estatales: la CFE y Pemex.

### *c) Las decisiones internas*

En 1994, el Ejecutivo elaboró un diagnóstico de la situación de la regulación del sector de la energía en el que se reconocía la necesidad de “modificar estructuras y procesos de gobierno sectorial; crear marcos e instituciones [reguladoras]; y reconstituir los órganos de gobiernos de las empresas que lo integran”.<sup>23</sup> En este documento se aceptó que, hasta ese momento, el esquema institucional, el ejercicio de los derechos de propiedad del Estado y el desempeño de las funciones de regulación habían sido inadecuados y que la relación entre las empresas del sector y el gobierno central se había caracterizado por un equilibrio precario basado en la desconfianza mutua.<sup>24</sup>

El esquema de reestructuración y desarrollo del sector de la energía se anunció en el *Plan*

---

modificaciones de los patrones de consumo de combustibles y de los procesos de generación de electricidad. Durante los siguientes años ello implicaría un aumento sustancial del uso de gas natural, dado que constituía una fuente de energía más limpia. Secretaría de Energía, Programa sectorial 1995-2000, México, 1995.

<sup>22</sup> *Ibid.* p. 15.

<sup>23</sup> Presidencia de la República, Secretaría de Energía, octubre de 1994, mimeo, p.2.

<sup>24</sup> *Ibid.* p. 4

*Nacional de Desarrollo (PND) 1995- 2000*. En este documento, se definieron los lineamientos básicos de la política en materia de energía que guiarían la reforma y se estableció que, “con estricto apego al marco constitucional y legal vigente, se harían cambios profundos en las empresas del sector energético”.<sup>25</sup>

En este sentido, la modernización del sector energético mexicano se convirtió en un tema prioritario. A efecto de realizar este proyecto, el proceso de planeación debía promover el desarrollo eficiente de este sector para contribuir al crecimiento sostenido y sustentable de la economía y al bienestar social, así como a la competitividad del país respecto de sus socios comerciales.

En el *Programa Sectorial 1995-2000* se plasmaron las razones de la reforma en el sector de la energía, principalmente la intención de adherirse a un modelo de economía globalizada y de corregir fallas en el desenvolvimiento del mercado. En cuanto a la influencia del ámbito internacional, se mencionaba que la evolución de los mercados internacionales de energía había obligado a modificar el posicionamiento estratégico de México en los mismos, por lo que se requería emprender acciones selectivas de diversificación de mercados.<sup>26</sup> En lo que respecta a las ineficiencias, se aceptó que el sector contribuía de manera insuficiente al desarrollo regional y que las cargas fiscales y reglamentaciones excesivas impuestas al sector inhibían su eficiencia y avance.

Los objetivos del proyecto de modernización del sector de la energía se identificaron en el *Programa Sectorial 1995-2000*. En el documento se estableció que ---tomando en cuenta las necesidades de crecimiento y eficiencia de la economía mexicana en un contexto de globalización--, el sector de la energía debía: mejorar la calidad de algunos productos y servicios; alcanzar una estructura de precios y tarifas eficiente y equitativa; asegurar el abasto de algunos productos y servicios; aplicar más cabalmente la legislación ambiental; avanzar en la prevención

---

<sup>25</sup> Poder Ejecutivo Federal, *Plan Nacional de Desarrollo 1995-2000*, México, 1995, p. 485.

<sup>26</sup> *Loc. cit.*

y corrección de daños ambientales; mejorar el trato a usuarios, clientes y proveedores, y ampliar la gama de opciones energéticas competitivas para los industriales nacionales.<sup>27</sup>

Asimismo, en el *Programa Sectorial 1995-2000* se justificó el proyecto de reforma y se instituyeron las líneas a seguir. En cuanto al primer punto, los argumentos esgrimidos a favor del proyecto fueron:

- El sector de la energía contribuía de manera insuficiente al desarrollo regional y las cargas fiscales y reglamentaciones excesivas impuestas al sector inhibían su eficiencia y su desarrollo;
- La ausencia de una cultura de uso eficiente de la energía;

Los precios y tarifas no reflejaban el valor real de los energéticos, y

La necesidad de cuantiosas inversiones para disminuir el gasto y la pérdida de competitividad en el sector.<sup>28</sup>

En lo que respecta a las acciones concretas para realizar el proyecto se consideraron cambios en el régimen impositivo que se caracterizaba por ser errático e incierto, así como por cargas fiscales onerosas que, en algunos casos, no permitían la adecuada capitalización del sector. Además, la reglamentación era excesiva, lo que entorpecía la operación cotidiana de los organismos integrantes. Esto último se reflejaba en normatividad que producía ineficiencias operativas y en una excesiva intervención en detalles operativos por parte del Gobierno Federal, así como en una deficiente coordinación entre entidades e insuficiente autonomía de gestión.

Desarrollar una industria del gas en México era factible y deseable, entre otros motivos, porque constituía una alternativa ecológica, económica y más segura respecto a otros combustibles tales como el combustóleo o el gas licuado de petróleo (gas LP).<sup>29</sup> Adicionalmente

---

<sup>27</sup> *Loc. cit.*

<sup>28</sup> *Programa sectorial 1995-2000, op.cit.*, p. 17.

<sup>29</sup> El gas licuado de petróleo es un combustible integrado principalmente de una mezcla de propano y butano, así como una participación marginal de isobutano y gasolina natural. El gas natural está compuesto principalmente por metano y presenta algunas ventajas respecto a otros combustibles (propano, butano, gas LP, hidrogeno, etcétera): al quemarse genera menos dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), no produce óxidos de azufre (que son corrosivos al combinarse con

se esperaban múltiples ventajas asociadas con una mayor utilización del gas natural, por ejemplo: hacer eficiente la industria al promover nuevos proyectos de generación eléctrica bajo las modalidades permitidas; ampliar la cobertura de los servicios; mejorar la operación de Pemex y CFE, ---al hacer posible al primero dedicarse a actividades estratégicas y al segundo contar con mayores fuentes de suministro---; promover la inversión del sector privado en infraestructura, y apoyar la competitividad de la economía.<sup>30</sup>

#### *d) El proceso de reforma*

La reforma legal en la industria de gas natural inició formalmente el 11 de mayo de 1995 con la publicación del Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo (La Ley Reglamentaria) en el Diario Oficial de la Federación (DOF). En el decreto se dispuso que el monopolio público representado por Pemex se mantuviera y se combinara con algunos mecanismos de mercado en el que se incorporarían nuevos actores. Como resultado, las actividades consideradas como estratégicas y reservadas al Estado ---exploración, explotación, producción y ventas de primera mano<sup>31</sup>--- se separaron de aquéllas abiertas a la participación del sector privado. Ello implicó establecer reglas para regular estas relaciones.

A través de un régimen de permisos, se hizo factible invertir en la construcción, operación y propiedad de sistemas de transporte, almacenamiento y distribución. El sector privado podría participar en actividades de importación, exportación y comercialización del

---

agua) y la cantidad de óxidos de nitrógeno que libera es limitada. En cuanto a la seguridad de combustible, la velocidad de la flama del gas natural es menor respecto a otros combustibles (gas natural = 0.36 metros/segundo vs gas LP = 0.46 metros/segundo) y su límite de flamabilidad es más pequeño que el de otros combustibles, lo anterior implica que es necesario mayor gas en el aire para la combustión (gas natural 5 a 15 % vs o gas LP 2 a 10 %). Tractebel. Industrial Services, "El gas natural", [www.tractebel.com](http://www.tractebel.com) Por lo antes expuesto, el gas natural contamina menos y es más seguro.

<sup>30</sup> Programa sectorial 1995-2000, *op.cit.*, p. 17. Se esperaba que el gas natural produjera ahorros particularmente en la generación de electricidad debido al menor costo del combustible y a las mejoras tecnológicas en el diseño, eficiencia y operación de las turbinas de gas. El fomento a la industria del gas natural no fue un hecho exclusivo de México, sino que fue parte de una tendencia mundial de la política de la energía, que pretendía que dicho combustible permitiera diversificar las fuentes de suministro, incrementar el abasto de combustibles, reducir costos y proteger el medio ambiente. Secretaría de Energía, *Prospectiva del mercado de gas natural 1998-2007*, México, 1998, p.9.

<sup>31</sup> La venta de primera mano (vpm) se define como la primera enajenación de gas de origen nacional que realice Pemex a un tercero para su entrega en territorio nacional. Asimismo, se considera vpm la que efectúe Pemex a un tercero en territorio nacional con gas natural importado, cuando éste haya sido mezclado con gas de origen nacional. En términos sencillos, vpm es la primera venta del gas nacional o de gas nacional mezclado con importado.

combustible.<sup>32</sup> La manera en que han coexistido estos nuevos actores con Pemex representa un punto fundamental en este trabajo.

Como parte del proceso, el Ejecutivo definió las siguientes líneas de política para la reforma del gas natural.<sup>33</sup>

- Asegurar una oferta suficiente, oportuna y competitiva de gas natural para satisfacer la demanda de la planta productiva nacional ante un entorno económico más competitivo;
- Promover la utilización de combustibles limpios para hacer factible la aplicación de nuevas normatividades ambientales;
- Abrir oportunidades de inversión productiva y generar nuevas fuentes de empleo permanente;
- Fomentar una sana competencia en este sector, en beneficio de los usuarios finales;
- Propiciar una adecuada cobertura nacional en materia de disponibilidad del combustible, y
- Facilitar el desarrollo de nuevos proyectos de generación de energía eléctrica en las modalidades de autoabastecimiento, cogeneración, producción independiente y pequeña producción, las cuales fueron autorizadas a partir de 1992.<sup>34</sup>

---

<sup>32</sup> La justificación de la coexistencia de Pemex y particulares puede encontrarse en la explicación de Francisco de la Isla, funcionario de la CRE: “La reforma asumió la inviabilidad política de modificar el esquema de producción de gas natural, plasmado en el artículo 27 constitucional, según el cual Pemex es el único que puede explotar y producir hidrocarburos en territorio nacional. En virtud de ello, el proceso de reestructuración se orientó, primero, a introducir competencia en toda actividad que fuera posible y, segundo, a fomentar el desarrollo de infraestructura indispensable para el conducir el combustible desde los centros de abasto, nacionales y extranjeros, hasta las plantas industriales y de generación eléctrica, así como a los usuarios residenciales y comerciales”. F. de la Isla, “El debate sobre el precio de las ventas de primera mano de gas natural”, Comisión Reguladora de Energía, 10 años de regulación energética en México, México, 2005, p. 49 (en adelante, 10 años de regulación energética en México).

<sup>33</sup> H. Olea, “Apuntes sobre el proceso de reforma estructural en México” en 10 años de regulación energética en México, *op. cit.* p, 31.

<sup>34</sup> En 1992 se modificó el marco legal para permitir la participación de los privados en las actividades de autoabastecimiento, cogeneración, producción independiente y pequeña producción de energía eléctrica. El **autoabastecimiento** se refiere a la generación de energía eléctrica destinada a la satisfacción de necesidades propias de

La apertura de actividades anteriormente reservadas al Estado mantuvo limitaciones; sin embargo, el proceso redefinió las estructuras y procesos de gobierno. Entre los cambios institucionales se incluyeron: el establecimiento de una Secretaría de Estado con autoridad real, el fortalecimiento de los órganos de gobierno de empresas estatales y la constitución de un ente regulador independiente con autonomía técnica y operativa que garantizara un proceso transparente. En lo que se refiere al último punto, fue necesario conformar una estructura encargada de definir las reglas de participación de los nuevos actores y de vigilar el cumplimiento de las mismas. La organización debía establecer reglas que restringieran a los actores que participarían en la industria y a través de las cuales integrarían las diversas estrategias.

#### e) Cambios legales

Con fundamento en los cambios aprobados a la *Ley Reglamentaria*, se expidieron diversas normatividades que sirvieron como base para la reforma de la industria del gas natural. El 26 de octubre de 1995, el Congreso de la Unión aprobó la *Ley de la Comisión Reguladora de Energía*.<sup>35</sup> (La *Ley de la CRE*) Esta Ley transformó a la Comisión Reguladora de Energía, de ser un órgano consultivo en materia de electricidad ---tal como lo estableció su decreto de creación en 1993---, a un organismo desconcentrado de la Sener, con autonomía técnica y operativa.<sup>36</sup>

La mencionada Ley tuvo la intención de dar operatividad a los cambios legales, así como proveer claridad, transparencia y estabilidad al marco regulador de la industria de gas natural. Anteriormente, la autoridad de la CRE únicamente se relacionaba con actividades relativas al

---

personas físicas o morales. La **cogeneración** es la generación de energía eléctrica producida conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria o ambos; cuando la energía térmica no aprovechada en los procesos se utilice para la producción directa o indirecta de energía eléctrica o cuando se utilicen combustibles producidos en sus procesos para la generación directa o indirecta de energía eléctrica. La **producción independiente** de energía eléctrica es aquella que se genera para su venta a la CFE, quedando esta legalmente obligada a adquirirla en los términos y condiciones que se convengan. Finalmente, la **pequeña producción de energía eléctrica** es aquella que se destina en su totalidad para su venta a la CFE, cuya capacidad total del proyecto es de 30MW. Al respecto véase artículo 36 de la “Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica”, 23 de diciembre de 1992 (Diario Oficial de la Federación).

<sup>35</sup> La Ley de la CRE se publicó el 30 de octubre en el Diario Oficial de la Federación.

<sup>36</sup> Por autonomía técnica se entiende la capacidad de la CRE para expedir directivas y resoluciones vinculadas al desarrollo de la industria de gas natural. En tanto que la autonomía operativa está en función de la capacidad de la CRE para formular y ejercer su propio presupuesto.



servicio público de energía eléctrica. En la *Ley de la CRE* se determinaron las actividades del sector público y privado sujetas a regulación. Entre estas se incluyeron: las ventas de primera mano de gas natural y de gas licuado de petróleo; el transporte y almacenamiento de gas natural que no sean indispensables para interconectar su explotación y elaboración; la distribución de gas natural, así como el transporte y la distribución de gas licuado de petróleo.<sup>37</sup>

Los objetivos de la Comisión también se definieron en la *Ley de la CRE*; estos serían: salvaguardar la prestación de los servicios, fomentar una sana competencia, proteger los intereses de los usuarios, propiciar una adecuada cobertura nacional, así como atender la confiabilidad, estabilidad y seguridad en el suministro y prestación de los servicios.<sup>38</sup>

Adicionalmente, el Ejecutivo dispuso las reglas sobre las que se desenvolvería la industria del gas natural en el *Reglamento de Gas Natural*<sup>39</sup> En este ordenamiento se precisaron los principios reguladores planteados en la *Ley Reglamentaria* y se establecieron los principios y lineamientos de la regulación. Además, a grandes rasgos, se definió el marco regulador y se le atribuyeron a la CRE las funciones de desarrollar e instrumentar las particularidades de la regulación. En otras palabras, en el *Reglamento de Gas Natural* se delimitaron las relaciones de poder entre los actores interesados en integrarse en la industria al definir las reglas formales de operación.

Tanto los principios establecidos en la *Ley de la CRE* como en el *Reglamento de Gas*

---

<sup>37</sup> En estas facultades reside el poder de la CRE. De acuerdo con M. Crozier y E. Friedberg, la organización concede a algunos de sus miembros autoridad sobre otros; es decir, les otorga poderes específicos de sanción o de recompensa. M. Crozier y E. Friedberg, *op.cit.* p. 67.

<sup>38</sup> Comisión Reguladora de Energía, La Comisión Reguladora de Energía, Cuaderno 1, México, 1995, p. 5.

A fin de llevar a cabo sus actividades de regulación, la CRE tendría las atribuciones siguientes:

- Aprobar los términos y condiciones de las ventas de primera mano, así como para la prestación de los servicios de transporte, almacenamiento y distribución
- Regular los precios de las ventas de primera mano
- Autorizar las tarifas aplicables a los servicios de transporte, almacenamiento y distribución
- Llevar a cabo la inspección y vigilancia del cumplimiento de las obligaciones de los permisionarios
- Expedir disposiciones administrativas de carácter general (directivas)
- Ordenar visitas de verificación, requerir la presentación información y citar a comparecer a las personas que realicen actividades reguladas, a fin de supervisar y vigilar, en el ámbito de su competencia, el cumplimiento de las disposiciones jurídicas aplicables a las actividades reguladas
- Aplicar sanciones administrativas, y
- Resolver controversias

<sup>39</sup> Se publicó el 8 de noviembre de 1995 en el Diario Oficial de la Federación.

*Natural* facultaron a la CRE para detallar los instrumentos legales que permitirían regular a las industrias del gas y la electricidad.<sup>40</sup> Para estos efectos, al ente regulador se le otorgó la prerrogativa para emitir disposiciones administrativas de carácter general aplicables a las personas que realicen actividades reguladas (directivas), en las que se especifica la regulación de estas actividades. Las directivas incorporan criterios, lineamientos y metodología a las que deben supeditarse los aspectos sujetos a regulación económicas, por ejemplo: ventas de primera mano (vpm), contabilidad, tarifas de transporte y distribución, etcétera.

Adicionalmente se le confirió a la CRE la facultad para emitir “resoluciones”, las cuales son documentos en los que se pronuncia sobre aspectos específicos de la regulación, derivado de un análisis propio o a petición de alguno de los agentes regulados. Las resoluciones son un acto de autoridad que define una situación legal, las cuales son de aplicación obligatoria para los agentes regulados.

La organización propuesta en la legislación antes mencionada creó nuevos vínculos entre la CRE y diversos actores; por lo tanto se definieron nuevas condiciones bajo las que se realizaría un reacomodo de las relaciones entre éstos. Hasta entonces, la CRE únicamente había mantenido vínculos con la CFE, debido a que el regulador participaba en la autorización de diversas normatividades en materia eléctrica. Adicionalmente, empezaba a establecer algunos lazos con una comunidad inversionista interesada en obtener permisos de electricidad en las modalidades de autoabastecimiento, cogeneración, producción independiente y pequeña producción.

Las nuevas atribuciones de la CRE cambiaron su papel y su capacidad para negociar con los demás actores involucrados en el sector de la energía. Asimismo, la relación de los participantes en la industria por la CRE se reconstituyó en la medida que su participación en áreas

---

<sup>40</sup> Desde entonces, el marco legal que sustenta el quehacer de la CRE no ha sufrido modificaciones sustanciales. Únicamente en 1996 y 1998 se realizaron dos reformas. En la primera, la Secretaría de Energía delegó en el Presidente de la Comisión Reguladora de Energía, las funciones para que, a fin de cumplir con lo establecido en la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, constituyera un Comité Consultivo Nacional de Normalización, en materia de gas natural y gas LP, por medio de ductos. Finalmente, en 1998 se realizó una pequeña modificación a la Ley de la CRE en lo que se refiere a los requisitos que deben cumplir los comisionados.

antes reservadas tendría que ser aprobada por el regulador.

En esta reforma, el papel de Pemex como productor monopolístico y agente dominante en el mercado ha sido preponderante. En este proceso, a diferencia de otros esquemas de apertura en otras ramas de la actividad económica, no se consideró como factor crítico de éxito la privatización de las actividades e infraestructura de la paraestatal, ni su salida de la industria.

En la mayoría de los procesos de reestructuración en otros sectores, tanto en México como en otros países, se emplearon estrategias de privatización caracterizadas por la desincorporación de bienes públicos, lo que implicaba que el Estado se retirara del desempeño de actividades específicas y el sector privado tomara su lugar, convirtiéndose en el único motor de dicha actividad. La situación anteriormente descrita no era aplicable a la industria de gas natural de México, ya que los servicios que prestaba Pemex no eran por completo ineficientes. La paraestatal había desarrollado una red de transporte que daba servicio a CFE y a algunos clientes industriales, y que se encontraba subutilizada por la falta de sistemas de distribución o sistemas de transporte independientes que condujeran el combustible al resto de la industria y los hogares del país.<sup>41</sup>

Otro factor esencial para comprender porque no se realizó una privatización de la empresa paraestatal es lo concerniente a la renta petrolera. Pemex es la empresa más grande de México y es indiscutible su contribución a las finanzas públicas; ésta aporta 60.8% de los ingresos netos a la Federación. Difícilmente hubiera tenido éxito cualquier estrategia de apertura que mermara los ingresos que el fisco recibe.

La inversión privada se vislumbró no como una estrategia para mejorar la calidad de los servicios o restringir considerablemente el papel de Pemex en la industria, sino como una medida de alcance limitado que permitiría incrementar la infraestructura de distribución y transporte de gas natural. El propósito sería ofrecer una alternativa energética a precios competitivos respecto

---

<sup>41</sup> H. Olea, art.cit. p.31.

de otros combustibles tradicionales (gas licuado de petróleo, combustóleo y diesel).

Previo a la reforma, Pemex era la única entidad autorizada para construir, operar y ser propietaria de gasoductos en México, así como con facultades para importar, exportar y comercializar gas natural en territorio nacional. Las nuevas reglas significaron un cambio en el papel de la paraestatal frente a los nuevos participantes.

En resumen, “la reestructuración de la industria de gas natural se insertó en el proceso de modernización del sector energético mexicano como una medida para proveer a la planta productiva nacional con una alternativa energética limpia, segura y económica en condiciones de oportunidad, suficiencia y calidad”.<sup>42</sup> Se esperaba que la oferta de insumos energéticos con las características antes mencionadas contribuyera al desarrollo sustentable de México y al bienestar de su población, así como a incrementar su competitividad respecto de sus socios comerciales en un entorno de economía global y libre competencia.

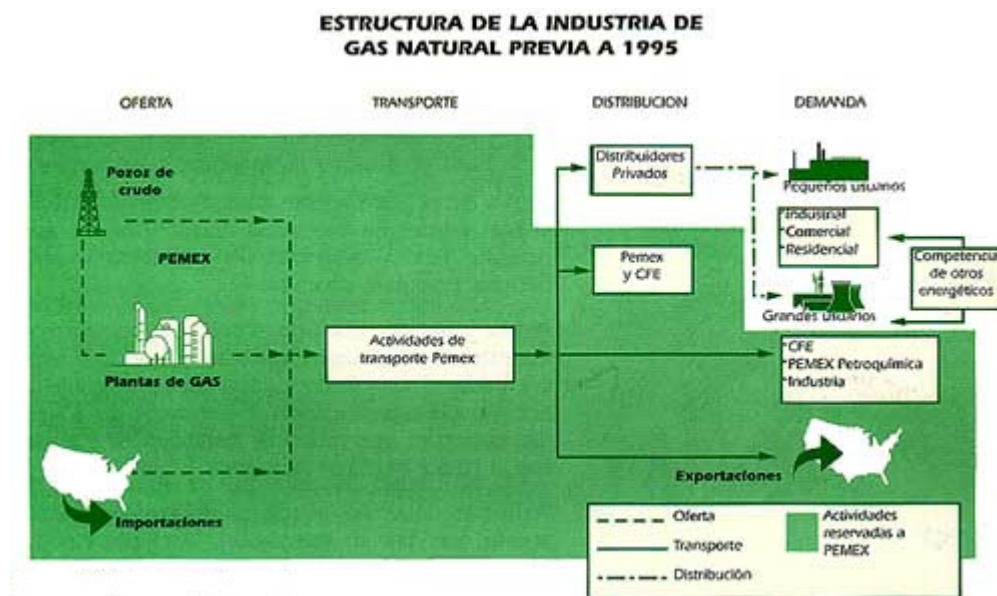
## II. ORGANIZACIÓN INDUSTRIAL

A efectos de contar con los elementos para analizar más adelante las relaciones entre los distintos actores que participan en la industria del gas natural, considero necesario establecer un breve panorama general de su organización industrial antes y después de la reforma. Un análisis detallado de estas actividades, desde una perspectiva que prepondere los conflictos y reacciones de los diversos participantes, se realizará en los capítulos siguientes.

Antes de 1995, Pemex prácticamente controlaba todas las actividades de la industria del gas natural. De manera gráfica, se muestra a continuación la organización de la industria previa a la reforma:

---

<sup>42</sup> H. Olea, art. cit. p. 30.



Fuente: Comisión Reguladora de Energía, La regulación de gas natural en México, México, 1995, s/p, [www.cre.gob.mx](http://www.cre.gob.mx)

### a) Producción

Hasta 1995, Pemex determinaba la oferta de gas en función de los programas de producción de crudo, lo que se justificaba porque sus actividades habían estado principalmente orientadas a la extracción de petróleo. La decisión de sujetar la oferta de gas a la producción de petróleo se explica por el enorme diferencial en la rentabilidad de los proyectos de gas no asociado<sup>43</sup> respecto a proyectos alternativos de la industria petrolera. La combinación de estos factores dio lugar a que los criterios de evaluación de inversiones y análisis de riesgos de Pemex estuvieran mayormente influenciados por los requerimientos en la producción del petróleo.

Adicionalmente, hasta antes de impulsar una política de aprovechamiento del gas natural, Pemex enfrentaba excedentes de producción de gas natural, lo que lo obligaba a la liberación de importantes volúmenes del mismo a la atmósfera (venteo).<sup>44</sup> Por lo anterior, se consideraba que existía un potencial gasífero desaprovechado.<sup>45</sup>

<sup>43</sup> El gas natural no asociado es gas natural extraído de yacimientos que no contienen petróleo crudo, es decir es una clasificación en función de su origen.

<sup>44</sup> Se estima que alrededor de 11.7% se liberaba a la atmósfera. Juan Rosellón, art. cit. p. 3.

<sup>45</sup> Secretaría de Energía, Industria petrolera, p. 75.

*b) Transporte*

El gas producido era transportado de manera exclusiva por Pemex, a través de una red de ductos denominada “Sistema Nacional de Gasoductos” (SNG). Este sistema permitía a Pemex llevar el combustible a sus propios centros de producción, a algunos clientes industriales y plantas de generación de energía eléctrica de la CFE localizadas en nueve entidades federativas al norte y centro del país. La capacidad de la red se encontraba subutilizada respecto a la demanda existente en algunas zonas y en otras, resultaba insuficiente, lo que ocasionaba cuellos de botella. Este último hecho se evidenciaba particularmente en el occidente, y en algunos puntos en el centro y el norte del país donde no existía suficiente infraestructura.

*c) Distribución*

La actividad de distribución comprende la recepción, conducción y entrega por terceros a los diversos usuarios del gas transportado por las redes. Hasta antes de la reforma, en algunas ciudades, las redes locales o sistemas de distribución para el suministro de gas natural a usuarios industriales, comerciales y residenciales eran operadas por empresas a nombre de Pemex, que tenían pocos incentivos para realizar nuevas inversiones orientadas a expandir la infraestructura de distribución existente dado que su margen de negociación era muy limitado.

*d) Almacenamiento*

El almacenamiento es la actividad de recibir, mantener en depósito en instalaciones fijas distintas a los ductos y entregar gas. Este aspecto fue de carácter exclusivo para Pemex y, en gran medida, no se desarrolló porque la empresa podía ajustar el consumo de gas natural a los patrones de producción y transporte.

*e) Comercialización*

Una actividad relevante en la cadena de suministro del gas natural es la comercialización, la cual integra lo que concierne al comercio exterior (importación - exportación) y venta de gas natural en territorio nacional. Pemex realizaba esta actividad porque, aunque México satisfacía su demanda de gas de manera autosuficiente, por cuestiones de logística era necesario importar el

combustible en algunos puntos fronterizos con Estados Unidos, siendo éstas compensadas por exportaciones a través de Reynosa, Tamaulipas.

*f) Política de precios*

Hasta antes de 1991, la política de precios era definida de manera exclusiva por Pemex. El gas producido por la paraestatal se destinaba principalmente a cubrir sus necesidades energéticas. A principios de la década de los noventa se promovió la utilización del combustible para cubrir los requerimientos en el sector eléctrico paraestatal. En 1991, se dieron los primeros avances en el establecimiento de una metodología para determinar el precio del combustible basada en condiciones de mercado, la cual era aplicable a las transacciones que se realizaban entre paraestatales (Pemex y CFE). Este precio reflejaba el monto que Pemex hubiera obtenido de haber exportado este combustible a Estados Unidos. Sin embargo, el mecanismo no era fácilmente verificable.

El gas ofrecido a los demás sectores se determinaba a un precio unitario volumétrico, compuesto por el precio que Pemex calculaba y un estimado de los costos del transporte y la distribución. Esta forma de determinar los precios no permitía a los diferentes tipos de usuarios identificar los componentes de su factura energética.

### III. LOS NUEVOS ACTORES

En el *Reglamento de Gas Natural* se dispusieron las actividades sujetas a regulación en las que participarían Pemex y los particulares. La empresa paraestatal mantendría la exclusividad en la exploración, procesamiento y ventas de primera mano, así como en la operación de los gasoductos. Además, en condiciones de competencia con otros participantes, la paraestatal podría continuar realizando actividades de comercio exterior y transporte.<sup>46</sup> El esquema establecido permitió integrar a los particulares al sector de la energía, sin poner en riesgo la exclusividad de

---

<sup>46</sup> Un análisis más detallado sobre las razones y la forma en que han coexistido Pemex y particulares se revisará en los siguientes capítulos.

Pemex, --- protegida constitucionalmente--- sobre la exploración y la producción de los hidrocarburos, la refinación y la petroquímica básica.<sup>47</sup> En ese sentido, Pemex continuó siendo el responsable de la conducción central y la dirección estratégica que abarca la industria petrolera.

A fin de generar un espacio de apertura a los nuevos participantes, se le requirió a Pemex vender sus redes de distribución con objeto de cumplir con las restricciones a la integración vertical establecidas en el *Reglamento de Gas Natural*.<sup>48</sup> Esta obligación también fue aplicable para CFE, quien tuvo que vender sus activos de distribución de gas natural en el norte del país. De esta manera, los grandes actores dentro de la industria serían los siguientes:

- Pemex. Se encargaría de las ventas de primera mano y de la operación de su red de transporte. Adicionalmente, podría continuar realizando actividades de comercialización;
- Transportistas. Serían responsables de construir, operar y ser propietarios de nuevos ductos de transporte. En su caso, los transportistas también podrían participar en las actividades de comercialización;
- Distribuidores. Serían encargados de suministrar y comercializar gas en zonas determinadas por la CRE, y
- Comercializadores. Realizarían actividades de compraventa de gas y de intermediación de servicios de transporte, almacenamiento y distribución.

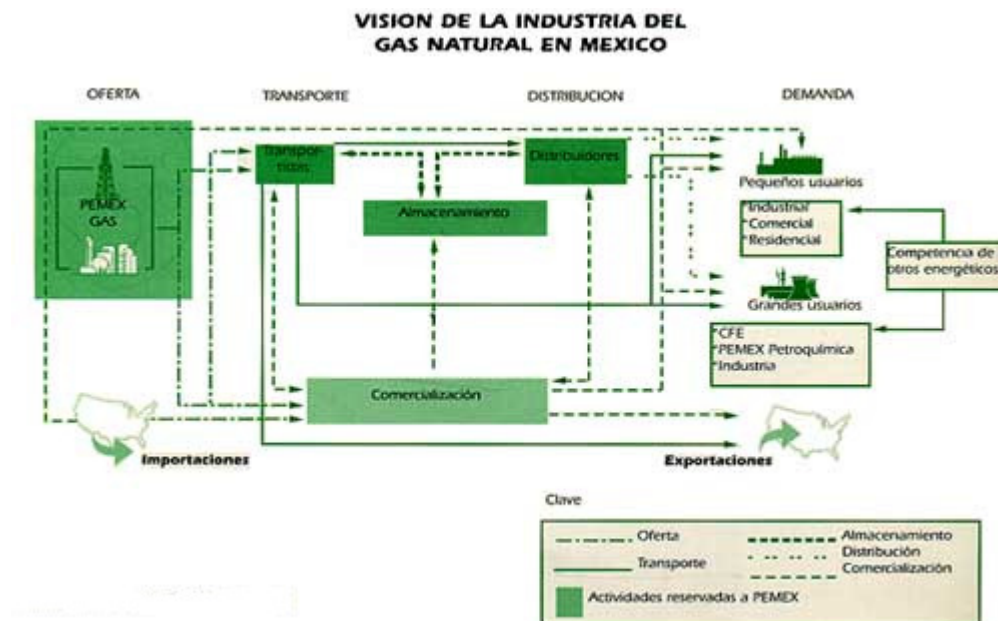
A continuación se presenta gráficamente la organización de la industria prevista a partir de 1995:

---

<sup>47</sup> Al respecto véanse el artículo 3 de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, y los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.

<sup>48</sup> El artículo 17 del Reglamento de Gas Natural establece que los permisos de transporte y distribución respectivos no podrán ser otorgados o transferidos a una misma persona ni a personas que directa o indirectamente resulten titulares de ambos permisos o que resultarían permisionarias. Para cumplir esta disposición fue necesario desincorporar los activos de Pemex y CFE ubicados en la Ciudad de México, Querétaro, Monterrey y Valle Cuatitlán- Texcoco.





Fuente: Comisión Reguladora de Energía, La regulación de gas natural en México, México, 1995, s/p, [www.cre.gob.mx](http://www.cre.gob.mx)

Una vez expuestos los antecedentes y características generales de la industria del gas natural, a continuación se revisará la propuesta teórica y metodológica que guiará el análisis de la reforma de 1995 y de los actores que en ella intervinieron.

#### IV. MARCO TEÓRICO

En la presente tesis me abocaré a revisar casos en las áreas que se abrieron a la competencia, en las que se hizo evidente la negociación de intereses contrapuestos entre los diversos actores. Con el propósito de explicar el funcionamiento de las organizaciones a partir del comportamiento de sus miembros, me respaldaré en el corpus teórico y metodológico provisto por la sociología de las organizaciones, y en particular, por el análisis estratégico tal y como lo han desarrollado Michel Crozier y Erhard Friedberg en su libro “El actor y el sistema. Las restricciones de la acción colectiva”.<sup>49</sup>

La propuesta mencionada, más que estudiar a las organizaciones como objeto social específico, analiza la acción organizada de los hombres. Es decir, cómo los individuos se

<sup>49</sup> Véase infra nota de pie de página núm. 31.

integran, aún cuando cada uno tiene sus propios intereses, limitaciones y fuentes de poder.

En la visión de estos autores, el actor y el sistema ---entendido como el espacio en el que se desenvuelven los actores, el cual influye y, al mismo tiempo, refleja las estrategias de estos--- son igualmente importantes e interdependientes. Por una parte, el actor necesita al sistema para interactuar con los demás actores, aunque represente una restricción a sus acciones. Mediante el sistema, los actores resuelven los problemas de cooperación que enfrentan entre sí, ya que cada uno de ellos tiene su visión de lo que sería más conveniente. Por otra parte, el sistema está compuesto de actores, sin los cuales no podría existir y de los que requiere para poder cambiar. Ambas lógicas se juxtaponen, y con ello, nacen restricciones a la acción organizada o colectiva.

La propuesta de Crozier y Friedberg es una visión que concilia los postulados de las teorías del individualismo metodológico y las estructuro-funcionalistas al vincular el comportamiento del actor al contexto dentro del cual se observa y al reconocer la influencia del actor en el sistema. En el individualismo metodológico, el actor es quien marca la pauta a la organización; éste cuenta con libertad y racionalidad ilimitada en sus relaciones con otros actores. Al respecto, Crozier y Friedberg critican que este racionamiento no reconoce la influencia del sistema en el actor; en otras palabras, que el comportamiento de los actores está determinado parcialmente por el sistema en el que está inmerso.

En tanto que la segunda corriente considera que el sistema domina al actor. El punto esencial de la teoría estructuro- funcionalista es que el margen de acción de los actores es siempre dependiente de los espacios que el mismo sistema les otorga, tales como: normas, roles, leyes, etcétera. En otras palabras, el actor acepta las restricciones que le establece el sistema en el momento en el que se incorpora a éste. Una limitante de esta corriente es que la organización se percibe como un fenómeno natural que no reconoce el carácter libre e inventivo del comportamiento humano.

En opinión de Crozier y Friedberg, la organización no se comprende en abstracto, ni a

partir de una racionalidad *a priori*. En consecuencia, los autores no elaboraron una teoría que explique a la organización con base en leyes generales, la cual permitiría entender de antemano la manera en que ésta se comportaría. En su lugar, propusieron un método de análisis *a posteriori* que permite entender el funcionamiento de las organizaciones a partir de la observación, comparación e interpretación de los procesos de interacción que se desarrollan entre los actores y el sistema.

La propuesta teórica antes señalada, para la presente tesis, permite comprender que los éxitos y fracasos de la reforma del gas natural son fruto de la interacción entre actores con características únicas. En otras palabras, hace posible justificar que los resultados de la industria del gas natural son comprensibles a partir de los procesos de negociación e intercambio entre los actores ---entiéndase autoridades federales y locales, Petroleos Mexicanos, usuarios, inversionistas, entre otros---, y entre éstos y los elementos que conforman el sistema.<sup>50</sup>

A efectos de ubicar la pertinencia de la propuesta de Crozier y Friedberg en este trabajo, es preciso describir algunos de sus conceptos básicos. Es necesario hacer dos puntualizaciones: Primera, Crozier y Friedberg consideraron que, aún cuando existe una interacción entre el actor y el sistema, es conveniente – por razones pedagógicas solamente- explicar separadamente cómo cada uno funciona e interactúa con el otro (entendiendo que, en la realidad, están entremezclados). Para efectos de claridad, me atenderé a ese mismo orden. Segunda, a modo de introducción a los temas que se tratarán en los siguientes capítulos, se mencionarán algunos ejemplos vinculados con la industria del gas natural.

#### *a) El actor*

Los autores parten de la explicación de las características del actor, el cual es un ente que se comporta de manera estratégica en sus acciones. Según ellos, el actor está dotado de las

---

<sup>50</sup> Ejemplos de estos últimos factores son: las reglas explícitas e implícitas (v.gr. el marco legal y las disposiciones del Ejecutivo), las estructuras (v.gr. Secretaría de Energía, la Comisión Reguladora de Energía, las Cámaras empresariales), el medio en el que se desenvuelve, (v.gr. un mercado que busca abrirse a la competencia), etcétera.

siguientes características: libertad y racionalidad que definen sus modalidades de acción; y juego y poder, que ejerce en sus relaciones con los demás. Estos conceptos se aclaran a continuación:

### **i) Libertad y racionalidad**

La libertad se refiere a la capacidad del actor, cualquiera que sea su función dentro de una organización, de tomar decisiones que tendrán una repercusión sobre los demás actores y sobre él mismo (su propia posición en el juego organizacional).

La racionalidad es la capacidad de elaborar estrategias que tienen sentido desde su punto de vista, por lo que pueden considerarse lógicas. Un aspecto importante es que el actor sólo puede ejercer su libertad y racionalidad dentro de ciertos límites, éstas facultades se restringen al vincular su conducta al contexto dentro del cual se observa, lo que explicaré más adelante.

Adicionalmente, Crozier y Friedberg descubrieron una tendencia instintiva, más o menos consciente, de todos los actores a eludir el rol que se les atribuye y a transformarlo con el fin de mantener o ampliar su margen de acción. En consecuencia, el actor no se encuentra nunca totalmente limitado; éste conserva siempre un margen de libertad y de negociación, a través del cual dispone de poder sobre los demás actores. Lo antes expuesto puede ilustrarse, como se verá en el capítulo de almacenamiento, con el comportamiento de las autoridades locales respecto a los proyectos de almacenamiento con regasificación. Estos actores ---cuyas atribuciones se consideraban limitadas--- aplicaron medidas para vetar un proyecto federal, lo que permitió que su poder fuera reconocido en procesos posteriores.

### **ii) Juego y poder**

De acuerdo con Crozier y Friedberg, los problemas de cooperación de los hombres se concilian a través de los “juegos” en los que éstos interactúan entre sí. Algunas de las características más importantes de los juegos son:

- permiten a los participantes aumentar su capacidad de acción o, al menos, mantenerla;
- concilian la libertad de los actores y las restricciones que le son impuestas;

- dentro de los juegos, se establecen estrategias de cooperación y conflicto entre los actores que pretenden lograr determinados objetivos y
- para preservar la posibilidad de seguir jugando se requiere que los actores perciban que obtendrán algún beneficio.

Las características antes señaladas se comprenden mejor si se ejemplifican con el comportamiento de Pemex en la actividad de transporte de gas, tema que se analizará detalladamente en el tercer capítulo. Se mostrará que Pemex aceptó participar bajo las mismas reglas que los nuevos participantes y restringirse al nuevo marco legal; no obstante, ha utilizado su capacidad de acción (libertad) para interactuar con los demás actores y aplicar estrategias tanto cooperativas como antagónicas. La paraestatal ha empleado estrategias cooperativas al asociarse con los nuevos inversionistas para el desarrollo de proyectos, lo que les ha redituado ganancias a ambos: a) a Pemex le permite orientar sus recursos a otras actividades consideradas estratégicas y b) a los inversionistas, les permite integrarse al mercado y aprender de la experiencia de la paraestatal. En contraposición, Pemex ha empleado estrategias dirigidas a eliminar del mercado a sus competidores en la venta de gas; por ejemplo, les impide utilizar sus ductos para importar el combustible. El resultado ha sido mucho más atractivo para Pemex, aunque los inversionistas también han obtenido ciertos beneficios. La posibilidad de ganar es lo que permite mantener el interés de los inversionistas por seguir participando en la actividad de transporte.

Para Crozier y Friedberg, el actor actúa de manera estratégica en sus juegos. Dicho comportamiento sólo es comprensible considerando los siguientes aspectos:

1. El actor rara vez tiene objetivos claros y menos todavía proyectos coherentes; éstos son múltiples, más o menos ambiguos, más o menos explícitos y más o menos contradictorios. Por ejemplo, las autoridades energéticas pretendieron establecer condiciones que hicieran atractiva la inversión en la industria del gas natural y, al mismo tiempo, no se generaran condiciones adversas para los intereses de los usuarios.

2. El actor no calcula sus acciones en función de objetivos establecidos en un principio, sino que reconsidera constantemente su posición. Por ejemplo, en materia de precios, la Sener estuvo de acuerdo en que los precios del combustible se determinaran con base en referencias internacionales; sin embargo, a últimas fechas, ha apoyado la instrumentación de esquemas de apoyo a los usuarios que van en contra de toda lógica de mercado.

3. El comportamiento del actor es activo. Siempre se encuentra restringido y limitado, pero no está determinado de antemano. Incluso la pasividad es el resultado de una elección. Aunque no se le relacione con objetivos claros, el comportamiento del actor tiene sentido. Las estrategias del actor son racionales si se explican a partir de las oportunidades y del contexto vigentes, así como al comportamiento de los demás actores y el juego que establece con ellos.

Esta característica puede ejemplificarse mediante una situación que se revisará en el cuarto capítulo correspondiente a la actividad de almacenamiento. En esta sección, se observará el interés de una empresa concesionaria de sal ---irracional si no se le ubica dentro del contexto--- por mantener una concesión de cavernas en las que ya se agotó el mineral.

4. El comportamiento de los actores tiene aspectos ofensivos y defensivos. El primero se refiere a la capacidad de aprovechar las oportunidades con la intención de mejorar su situación. A fin de satisfacer sus exigencias, cada actor tratará de limitar a los otros miembros de la organización. El segundo aspecto, se refiere a que el actor pretenderá proteger su margen de libertad y, por ende, su capacidad de actuar.

Por citar un ejemplo, en materia de precios, la CRE ha continuado estableciendo reglas acordes con el esquema de apertura propuesto en 1995 y, en la medida de posibilidades, ha tratado que los subsidios a los distintos agentes sean más una excepción que una práctica generalizada. Lo anterior, le ha permitido al regulador mantener y fortalecer las atribuciones que le fueron otorgadas a partir de la reforma de 1995.

5. Por último, el poder es otro concepto clave para entender con más claridad al actor y su

estrategia. En el sentido más amplio, el poder implica la posibilidad para algunos individuos o grupos, de actuar sobre los demás. El poder es una relación de intercambio, entre al menos dos personas, y no un atributo de los actores. Esta característica reside en la mayor o menor probabilidad de decidir si uno actúa conformemente –o no- a lo que su rol exige o bien conformemente a la expectativa de los demás actores. A continuación se mencionan las características generales de toda relación de poder:

- supone intercambio y adaptación. Al ser una relación de intercambio, implica negociación. Por ejemplo, se le prohibió a Pemex su participación en la actividad de distribución y obligó a competir en la actividad de transporte y almacenamiento de gas natural; a cambio, se mantuvo su exclusividad en las ventas de primera mano.
- es instrumental, dado que se destina a un fin. En el caso de la industria del gas, pudiera observarse que los usuarios han pretendido ejercer su poder con la intención de establecer acuerdos de precios en condiciones favorables.
- no es transitivo. Cada relación de poder es particular: el hecho de que un actor domine a otro no implica que lo hará sobre los demás. Por ejemplo, las estrategias y los procesos de negociación entre la CRE y Pemex son distintos respecto a los de la CRE y los nuevos inversionistas, aún cuando ambos son permisionarios.
- es una relación recíproca, porque un actor no puede ejercer poder sobre los otros y manipularlos a menos que permita que también ejerzan poder sobre él y lo manipulen. Para ejemplificar, en la relación entre Pemex y las autoridades energéticas (en este caso, el Ejecutivo y la Sener) se tolera que la paraestatal inhiba la competencia en la comercialización del gas, pero a cambio se le obliga a absorber la mayor parte de los subsidios que se aplican al combustible.

- es una relación desequilibrada en la que uno puede sacar más ventaja que el otro. Por ejemplo, como se verá en los capítulos de precios y almacenamiento, se han establecido coinversiones entre Pemex y los particulares. Ambos obtendrán beneficios, aunque los resultados para Pemex no son comparables con los de sus socios.

*b) Organización (el sistema)*

La contraparte del actor es la organización, la cual representa el universo de conflicto en el que se desenvuelven los actores; ésta delimita el desenvolvimiento de las relaciones de poder entre sus miembros y define las condiciones en las que éstos negocian.<sup>51</sup> En opinión de Crozier y Friedberg, la organización es una circunstancia totalmente autónoma y artificial, dado que los hombres no se integran, en tanto seres sociales, de manera automática.

Dentro de la organización, los actores se asocian en un colectivo organizado (acción colectiva)<sup>52</sup> como vía para resolver los problemas a los que se enfrentan, los cuales no tienen una solución única. De acuerdo con los autores, el término “constructo de la acción colectiva” es útil para identificar las soluciones que encuentran los actores para resolver las situaciones que enfrentan las organizaciones. Estas soluciones redefinen los problemas e integran los intereses específicos de cada uno de los actores, sin poner en peligro los objetivos que la acción colectiva persigue (la empresa colectiva).

Por ejemplo, como se observará en el capítulo de almacenamiento, con el fin de lograr la cancelación de ciertos proyectos, grupos de ambientalistas, asociaciones de colonos y representantes de partidos políticos integraron un frente común (acción colectiva). Para cada uno de los participantes, la suspensión del proyecto tiene un significado distinto; para los ambientalistas, no se dañará el ecosistema de la zona; para los colonos no se generará

---

<sup>51</sup> M. Crozier y E. Friedberg, *op.cit.*, p.135.

<sup>52</sup> Este concepto alude a la coalición de hombres contra la naturaleza con el propósito de resolver problemas materiales. *Ibid.* p.20.



“contaminación visual”, para los políticos, probablemente, se ganarán adeptos. A pesar de su intención de cancelar de inmediato a los proyectos, el frente común está constreñido por los límites que impone el sistema u organización (v.gr marco legal) y requiere negociar con los demás actores (v.gr. autoridades locales y federales). Un ejemplo de constructo de acción colectiva es la respuesta de las autoridades al problema. Esta solución no es fruto de una decisión unilateral, sino que refleja un mecanismo de intercambio e influencia recíprocos entre los distintos actores.

Con el fin de entender los rasgos más generales de las organizaciones es pertinente hacer algunas puntualizaciones:

Primera, las organizaciones restringen el margen de acción de los individuos y de los grupos que la conforman, de tal manera que determinan la orientación y estrategias de los actores. Lo anterior se realiza mediante reglas, que controlan (aunque nunca de manera definitiva) y regulan los problemas que generan los individuos. Las reglas se caracterizan por lo siguiente:

- Limitan la capacidad de acción de los actores, al mismo tiempo que aseguran el mantenimiento de sus relaciones y preservan la posibilidad de seguir jugando. En otras palabras, sin reglas que organicen el comportamiento de los individuos, éstos ejercerán su libertad de manera desmedida y no será posible lograr acuerdos. Por lo anterior, los actores estarán dispuestos a cumplir las reglas, aunque ello resulte gravoso.
- Son formales e informales. Por ejemplo, en la industria del gas, una regla formal es el marco jurídico aplicable a la industria. Como ejemplos de reglas informales, pueden considerarse: la comunicación que, en algunos casos, se establece entre regulador y agentes regulados previo a la determinación de reglas que les atañen, las pláticas entre potenciales inversionistas y la CRE previos a la solicitud de un permiso, el acercamiento entre el regulador y los autoridades locales para

interesarlos en que soliciten un permiso, etcétera.

- Son resultado de juegos (interacción entre los actores) anteriores. Ello quiere decir que las reglas no surgen de manera espontánea, sino que sólo son comprensibles a partir de los procesos de negociación e intercambio realizados previamente entre los actores.
- No son neutras, dado que benefician a ciertos actores en perjuicio de otros, y traen consigo situaciones imprevisibles (zonas de incertidumbre), que son utilizadas por los actores como herramienta y protección para conseguir sus estrategias. Lo anterior significa que una regla puede desencadenar condiciones que van más allá de lo que ésta prescribe. Por ejemplo, como se verá más adelante, la posibilidad de que Pemex realice actividades de transporte y de comercialización tenía la intención de que esta empresa y los particulares funcionaran en condiciones de competencia. Sin embargo, la participación de la paraestatal en ambas actividades ha generado condiciones en la comercialización contrarias al objetivo mencionado.
- No son indiscutibles, porque cada actor intentará modificar la relación de fuerza institucionalizada, con el fin de recuperar una parte de su libertad y capacidad de acción. En otras palabras, los actores utilizarán su margen de maniobra para interpretar, manipular y desviar las prescripciones que la organización contiene. Tal es el caso del comportamiento de ciertos transportistas, como se verá en el tercer capítulo. Algunos transportistas indebidamente distribuyen combustible, sin contar con un permiso para ello, debido a que el marco legal no establece explícitamente sanciones. Con esta estrategia, se evade la regulación, se obtienen más beneficios de los que deberían y se afectan a los distribuidores que operan conforme a las reglas.

Segunda, las organizaciones hacen posible establecer canales de comunicación entre sus miembros y les dan acceso a la información que requieren para sus respectivas estrategias. En consecuencia, la organización funciona como un espacio en el que los actores negocian e imponen, en la medida de lo posible, sus propias orientaciones a otros actores.<sup>53</sup>

Tercera, las organizaciones no se encuentran separadas de los actores que las constituyen. La interdependencia de los actores con el sistema se traduce en decisiones que no son unilaterales, sino resultado de compromisos aceptables. En términos prácticos, para la industria del gas significa que, para lograr compromisos creíbles, no es posible desligar las decisiones de la CRE o de la Sener de los intereses de los usuarios, inversionistas, autoridades locales, entre otros.

Finalmente, la organización carece de unicidad en sus objetivos. Cada miembro que la compone, en función de su lugar en el organigrama, tiene su propia visión de los objetivos de la organización. Por ejemplo, a los inversionistas en la industria del gas natural les interesa ampliar su participación en actividades rentables que hasta hace poco estaban reservadas al Estado; en tanto que los usuarios buscan que se les garantice el suministro del combustible y se les ofrezcan precios favorables.

Otro aspecto a resaltar es que las organizaciones no son un hecho aislado y autónomo, sino que están inmersas dentro de un contexto determinado. La relación entre la organización y el

---

<sup>53</sup> Crozier y Friedberg distinguen cuatro fuentes de poder correspondientes a los diferentes tipos de incertidumbre que corresponden a las organizaciones:

1. Control de una competencia particular y de la especialización funcional que es difícilmente reemplazable. El experto es el único que sabe cómo hacer las cosas.
2. Función de intermediario e intérprete. Se vincula con las incertidumbres que se desarrollan alrededor de las relaciones entre la organización y su medio. Las organizaciones requieren establecer relaciones con el medio que la rodean para existir, dado que le permite obtener los recursos materiales y humanos para su funcionamiento, así como para colocar o vender su producto. Es el poder del actor que participa en varios sistemas de acción relacionados entre sí, lo que le permite representar el papel indispensable de intermediario y de intérprete.
3. Control de la comunicación y de la información entre sus unidades y sus miembros. El actor utiliza las plazas y las posiciones que ocupa en los procesos de funcionamiento. Si el actor dispone de información o controla otra fuente de incertidumbre que afecte la capacidad de sus homólogos puede generar un proceso de negociación y regateo e influir sobre la toma de decisiones, de tal manera que favorezcan sus intereses.
4. Existencia de reglas organizativas particulares. Las reglas están destinadas a suprimir las fuentes de incertidumbre, sin embargo, no sólo no las eliminan completamente sino que crean otras que pueden ser aprovechadas por aquellos a los que van dirigidas. La regla restringe la libertad de los subordinados, pero actúa de la misma manera con el margen de arbitrariedad del superior que no podrá ejercer su poder de sanción más que en circunstancias muy precisas.

medio se explica brevemente en el siguiente apartado.

### **El contexto organizativo**

La relación entre la organización y el medio tiene tres características principales. La primera es que la asociación de individuos que origina la organización se forma en un ambiente determinado y a partir de elementos cuya existencia la precede y le subsistirá. Por mencionar un ejemplo, es comprensible que la producción de gas natural no se haya abierto a la inversión privada si se toma en cuenta la percepción (resultado de juegos anteriores) que los hidrocarburos deben mantenerse como propiedad de la Nación.

La segunda característica es que esta relación no se reduce a una simple influencia seguida de una adaptación unilateral. En su lugar, se considera que la organización mantiene un proceso de intercambio con el sistema más amplio en el que participa. En este sentido, la organización integra partes del sistema y los adapta a sus necesidades. Por ejemplo, la apertura del sector de la energía se contextualizó en un esquema de apertura económica; sin embargo, sólo se consideró conveniente realizar cambios legales en las actividades “*downstream*” (corriente abajo); es decir, en el transporte, distribución, almacenamiento y comercialización.

Una última característica relevante es que el medio, al igual que la organización, no es un campo unificado y homogéneo, sino que está constituido por una serie de sistemas o de subsistemas estructurados de muy diversas maneras. Por lo anterior, los individuos forman a veces parte no de una, sino de varias organizaciones de manera simultánea, y los recursos que aportan pueden tener origen en otros ámbitos. Para ilustrarlo, los usuarios y la CRE pueden constituir un sistema o subsistema y las diferentes autoridades del sector de la energía --- incluyendo al regulador---, pueden componer otro. En esta lógica, el actor que participa en varios sistemas de acción relacionados entre sí, puede representar un papel fundamental de intermediario

y de intérprete.<sup>54</sup> Tal sería el caso de la CRE cuando interactúa con los agentes involucrados en el sector (v.gr. usuarios, Pemex, otras autoridades), con el propósito de establecer una regulación que concilie los diversos intereses.

Una vez descritos, a grandes rasgos, los conceptos teóricos que son aplicables a esta tesis, es pertinente aclarar que el tema de este trabajo ---la reforma del gas natural de 1995--- no es un “cambio organizacional” en el sentido propuesto por Crozier y Friedberg. Para los autores, el cambio no es la consecuencia de una etapa lógica del desarrollo humano, ni la imposición de un modelo organizacional mejor por ser más racional, ni el resultado natural de enfrentamientos entre los hombres y sus relaciones de fuerza. En su opinión, el cambio organizacional implica el establecimiento de nuevas reglas, y que se pongan en práctica nuevas relaciones humanas y nuevas formas de control social. Por lo anterior, el tema a desarrollar únicamente debe verse como un hecho particular que permite comprender cómo se concilian los intereses de los actores y conocer los diversos juegos que han desplegado.

Para concluir, hay que mencionar que la propuesta de Crozier y Friedberg es también una metodología de investigación. Más que evaluar y criticar las prácticas observadas, permite comprenderlas. Al investigador corresponde descubrir las limitaciones particulares respecto a las cuales dejan de ser irracionales las conductas y las reacciones que aparentemente lo son. Para tal efecto, es necesario entender la lógica de los actores, a fin de descubrir las circunstancias implícitas por las que las conductas de los actores adquieren sentido. Lo anterior implica ponerse en el lugar de diferentes actores y reconstruir la lógica de las diversas situaciones en que se encuentra.

---

<sup>54</sup> Por lo anterior, las partes involucradas requieren que intervenga una instancia de otra naturaleza que funcione como coordinador. Estas funciones de integración y coordinación las cumple aquél, cuya actividad y cuya fuente de legitimación son de naturaleza distinta a las de las partes que integra o coordina. En los siguientes capítulos se podrá observar que tan válida es la opinión de Crozier y Friedberg, quienes consideran que el coordinador (en este caso pudiera ser la CRE) tiende a imponer una solución preconcebida que toma en cuenta los intereses presentes, pero que le es impuesta sin negociación abierta y que tiene más éxito cuanto más elaborada haya sido bajo el encumbramiento de otra racionalidad: imperativos técnicos, “tradiciones locales” o el interés general. *Ibid.* p. 211.

La propuesta metodológica de Crozier y Friedberg establece que, una vez que se interioriza el comportamiento de los actores, se confrontan y comparan las múltiples racionalidades o estrategias observadas para entender las características y las reglas de los juegos implícitos que estructuran el problema (en este caso particular sería la industria del gas natural). En términos simples significa que, a través de las vivencias de los participantes, se pretenderá entender cómo cada uno de los actores enfrenta su situación y sus limitaciones; conocer los objetivos que éste persigue, cómo percibe y alcanza sus objetivos, así como los límites que le son aplicables.

En los capítulos siguientes se retomará la propuesta teórica y el método de investigación antes descritos. Sólo a través del entendimiento de las motivaciones y recursos de los actores puede comprenderse porque los resultados no han sido totalmente exitosos en áreas donde técnica y legalmente no existía ningún impedimento para desarrollar proyectos congruentes con los objetivos establecidos en la reforma de la industria del gas natural de 1995.

Una vez analizado el contexto, elemento indisociable de la lógica de la reforma, se tratará la política de precios del gas natural. El capítulo siguiente es, quizás, el tema en el que más claramente se observan las inconsistencias resultantes de simular condiciones de competencia en una actividad en la que prevalece un monopolio de Estado.

CAPÍTULO II.  
LOS PRECIOS DEL GAS NATURAL.  
CRISIS Y ESTRATEGIAS DE LOS ACTORES

I. ANTECEDENTES

La reforma de 1995 a la industria del gas tuvo por objeto promover el desarrollo eficiente de este sector, a fin de contribuir con el crecimiento sostenido y sustentable de la economía y del bienestar social, así como a la competitividad del país respecto de sus socios comerciales. Al pretender incrementar la utilización del gas natural en diversos procesos productivos, principalmente en la generación de electricidad, así como incrementar su consumo para uso residencial, fue prioritario para los diversos actores obtener mejores condiciones para la compra del combustible.

La incorporación a un mercado competitivo globalizado implicaba el reto de asumir los beneficios y riesgos de la competencia, establecer una política de precios eficiente, y eliminar barreras artificiales de precios que irían en contra del objetivo de una economía abierta.

Previo al proceso de reforma, el gas natural no estaba considerado como un producto orientado al mercado, ya que tradicionalmente Pemex utilizaba la mitad del volumen total disponible en sus propios procesos productivos, ya fuera en la producción de hidrocarburos, en el venteo o quema en sus plataformas o en la petroquímica básica. Del gas restante, cerca de 18% se dirigía directamente a la CFE, quien lo empleaba como combustible en la generación eléctrica, otro 30% se comercializaba (ya fuera directamente o a través de terceros) al sector industrial, mientras que el 2% restante se dirigía a poco más de 500 mil usuarios residenciales y comerciales.<sup>55</sup>

Hasta antes de mediados de la década de los ochenta, no había en México un espacio claro para la actuación de mecanismos de mercado. La reforma buscó crear políticas de

---

<sup>55</sup> Comisión Reguladora de Energía, “Proceso de Reforma Estructural de la Industria de Gas Natural: Avances y Problemática Presente”, México, 2000, p. 2. <http://www.cre.gob.mx>

competencia acordes con el contexto de apertura comercial y, al mismo tiempo, debía no dar señales de que se pretendía abrir de manera indiscriminada la puerta a la inversión privada en el sector de la energía. Una cuestión de fondo era simular condiciones de competencia en un entorno en el que se mantendría un monopolio de Estado representado por Pemex.

La reforma a la industria del gas no prohibió que Pemex continuara siendo el único productor de gas natural en México. Como solución para contrarrestar el poder de la paraestatal, se incluyó la previsión que el precio del gas estuviera regulado y que se determinara con base en una metodología que simulara condiciones de mercado, la cual permitiría alcanzar una estructura de precios y tarifas eficiente y equitativa. El resultado de la coexistencia de estas políticas de precio con base en referencias internacionales ---que no necesariamente han reflejado las condiciones del mercado nacional---, y un único productor de gas ha provocado distorsiones en los precios, como explicaré más adelante.

El objetivo de este capítulo será analizar, a través de las políticas para la determinación del precio del gas, cómo se enfrenta la lógica de mercado con el papel intervencionista del Estado. Ante incrementos significativos en los precios del combustible, diversos consumidores han presionado para que se apliquen políticas contrarias a los objetivos económicos previstos por la regulación. Ello ha llevado a las autoridades a adoptar medidas que han conciliado los intereses de los usuarios, aunque en detrimento de la lógica de la metodología.

A efecto de demostrar esta aseveración, abordaré las políticas de precios del gas natural, principalmente el tema del precio máximo del gas natural objeto de ventas de primera mano (precio máximo de ventas de primera mano); es decir, el precio máximo al que Pemex puede vender por primera vez el gas nacional o éste cuando se mezcla con importado. Esta transacción únicamente puede ser realizada por la empresa paraestatal y está sujeta a regulación, por lo que es un mecanismo relativamente sencillo por el que el Gobierno Federal puede intervenir. Sin embargo, el costo de su participación ha tenido efectos negativos sobre las líneas de política



establecidas, tales como mayores inversiones o el fomento a la competencia en la industria del gas.

Como una precisión debe decirse que el precio máximo de ventas de primera mano es importante por sus repercusiones en los usuarios finales, ya sean industriales, comerciales o residenciales. El impacto en los usuarios se debe a que el precio máximo de ventas de primera mano acompañado de otros elementos, tales como las tarifas de transporte y distribución e impuesto al valor agregado (IVA), componen el precio final del combustible.

Con el propósito de analizar este tema, en la primera sección de este capítulo mencionaré a grandes rasgos las principales características de la metodología para la determinación del precio máximo de ventas de primera mano. La segunda sección estará dedicada a entender cómo la política de precios ha afectado a los diversos actores y las estrategias de estos para hacerle frente. Sobre este particular, revisaré el enfrentamiento entre autoridades federales y usuarios. En lo que respecta a este punto, tanto la CRE como la Sener se han encargado de defender una metodología de precios ---- acorde con las líneas de política establecidas en 1995--- ante los usuarios, quienes resultan perjudicados cada vez que se incrementan los precios del combustible.

En resumen, pretendo evidenciar cómo las necesidades de los diversos actores se han reflejado en políticas de precios que no necesariamente son congruentes con el objetivo económico de establecer “una estructura de precios eficiente”, tal como se propuso como parte de la reforma de 1995.

## II. METODOLOGÍA DE PRECIOS PARA LA DETERMINACIÓN DEL PRECIO MÁXIMO DE VENTAS DE PRIMERA MANO

El método para determinar el precio máximo de ventas de primera mano ha tenido diversas variantes. Hasta marzo de 1991, el precio del combustible era fijo y uniforme en todo el país. Dicho precio era determinado por un Comité de precios integrado por representantes de varias Secretarías de Estado.

En abril de 1991, se realizaron cambios a la metodología con el propósito de fomentar la competencia en el suministro del gas al hacer que los importadores y Pemex ofrecieran precios similares. Para tal efecto, el Comité de precios estableció por primera vez una metodología que reflejaba el “costo de oportunidad”<sup>56</sup> de Pemex; es decir, el precio al que ésta podría colocar su producción o adquirir gas en los mercados internacionales, principalmente el de Estados Unidos.

Para calcular el precio máximo de ventas de primera mano se decidió utilizar como referencia los mercados del sur de Texas. Se eligieron estos mercados por dos razones: a) pudieran ser alternativos para el gas nacional, ya que están conectados a los gasoductos mexicanos y b) son competitivos, debido a que en ellos se concentra la mayor producción de gas estadounidense.

El precio máximo de ventas de primera mano se fijó con base en los precios de importación y se ajustó por los costos de transporte de llevar el gas natural del lugar donde se produce al que se consume. Asimismo, se dejó de utilizar un precio único y se propuso separarlo en once zonas.

El propósito de las acciones antes señaladas fue establecer un precio competitivo para el combustible y hacer más transparente su aplicación. Adicionalmente, la metodología adoptada respondía a disposiciones jurídicas expresas, consistentes con la expectativa de creación de un mercado regional establecida en el TLCAN entre Estados Unidos, Canadá y México.

El artículo 26 del *Reglamento de la Ley Federal de Entidades Paraestatales* estableció que los precios de los bienes y servicios susceptibles de comercializarse internacionalmente debían fijarse considerando los prevalecientes en el mercado internacional de estos productos.<sup>57</sup>

Sin embargo, como resultado de la aplicación de la metodología de 1991 se observó que el nivel

---

<sup>56</sup> El costo de oportunidad de un bien o servicio es la cantidad de otros bienes o servicios a los que se debe renunciar para obtenerlo. Los economistas utilizan dicho término para subrayar que elegir frente a la escasez genera un costo. El costo de oportunidad de cualquier acción es la mejor alternativa deseada. Si no se puede tener todo lo que uno quiere, entonces se tiene que elegir entre alternativas. La mejor opción que se desecha es el costo de la alternativa elegida.

<sup>57</sup> Secretaría de Hacienda y Crédito Público, “Reglamento de la Ley Federal de Entidades Paraestatales”, última modificación el 26 de enero de 1990 (Diario Oficial de la Federación).

de precios no era competitivo. Por lo que la Secretaría de Hacienda y Crédito Público y la Secretaría de Economía y Fomento Industrial promovieron la realización de una auditoría técnica que evaluara la competitividad de los combustibles industriales.

En respuesta a las recomendaciones de los auditores, Pemex manifestó su intención de ajustar dicha metodología, lo que dio origen a la metodología de 1994. Entre los cambios se incluyeron la distinción entre precios entre distintas zonas y un mecanismo para eliminar la posibilidad de obtener ganancias a través de la compra y venta de grandes volúmenes del combustible.<sup>58</sup>

Posteriormente, en julio de 1995, Pemex refinó la metodología emitida el año anterior, con el fin de realizar algunas actualizaciones de la información utilizada, fraccionar las zonas de precios en sectores más pequeños y eliminar la desventaja que los precios de referencia llevaban un mes de rezago respecto a los aplicables al mercado estadounidense. Hasta entonces, la CRE no había participado en estas decisiones.

En octubre de 1995, con la publicación de la *Ley de la CRE*, se le otorgaron facultades a la CRE para regular el precio máximo de ventas de primera mano<sup>59</sup>. La metodología a aprobar por el ente regulador debía reproducir las condiciones de un mercado competitivo.

En la elaboración de la metodología se consideró conveniente mantener el principio de costo de oportunidad del combustible. Lo anterior de manera congruente con el artículo 8 del *Reglamento de Gas Natural*, en el que se dispuso que “el precio máximo de ventas de primera mano debía reflejar el costo de oportunidad del energético de origen nacional, así como las condiciones de competitividad en el mercado internacional”.

Es de mencionarse que la metodología basada en el costo de oportunidad no es la única disponible, existen otras para calcular el precio al que los productores pueden vender el

---

<sup>58</sup> Para tal efecto, se utilizó por primera vez el principio del “punto de arbitraje” en la determinación del precio del gas, que consiste en identificar el punto geográfico en el que confluyen los distintos flujos de gas, y asignar precios tales que el costo del gas de las distintas procedencias coincida.

<sup>59</sup> Artículos 3, fracción VII de la *Ley de la CRE* y 8 del *Reglamento de Gas Natural*.

combustible, tales como: el costo marginal de producción y el precio de combustibles alternativos. El primero toma en cuenta el costo que implica extraer el gas natural del subsuelo, independientemente del precio al que se comercialice; mientras que el segundo, implica calcular el precio del combustible considerando el de otros combustibles que lo puedan sustituir.<sup>60</sup>

En la lógica de las autoridades, no se justificaba utilizar una metodología de precios basada en el método de costo marginal de producción. Lo anterior considerando que una alta proporción del gas nacional es asociado ---se obtiene como un subproducto de la explotación de petróleo--- por lo que, en el futuro, sería difícil identificar separadamente su costo de producción. Asimismo, se juzgó que no era adecuado calcular el precio del gas natural con base en el precio de otros combustibles ya que, en muchos casos, éstos se determinaban en mercados internacionales con una dinámica distinta a la del gas natural.

Una desventaja de utilizar un método basado en el costo marginal de producción o el precio de combustibles alternativos es que pudiera provocar el desabasto de gas natural: se generarían incentivos para que Pemex exportara su producción y para que cualquier participante en el mercado comprara gas en México y lo vendiera más caro en otro país (suponiendo que, en algún momento, exista infraestructura disponible para transportarlo). Esto resulta particularmente relevante tomando en cuenta la existencia del TLCAN, así como el hecho que el Sistema Nacional de Gasoductos cuenta con diversas interconexiones en la frontera en Tamaulipas con el mercado del sur de Texas.

En consecuencia, la CRE estuvo de acuerdo que, en ausencia de competencia, el costo de oportunidad del gas nacional propiciara la asignación eficiente de los recursos. En la *Directiva sobre la Determinación de Precios y Tarifas para las Actividades Reguladas en Materia de Gas Natural* (la Directiva de Precios y Tarifas) se definió la metodología que contaría con el aval de la

---

<sup>60</sup> Al respecto véase J. Rosellón y J. Halpern, art. cit.

CRE.<sup>61</sup> Dicha metodología es muy similar al esquema transitorio aprobado en 1995, pero utiliza otras referencias internacionales.<sup>62</sup>

En el transcurso de todos estos años, la metodología ha estado sujeta a críticas; sin embargo, cuando ésta se propuso, la mayoría de los participantes estuvieron de acuerdo en que el precio utilizara referencias de mercado.<sup>63</sup> Únicamente representantes de la Cámara de Senadores insistieron en que se estableciera una política de subsidios.<sup>64</sup>

Hasta ahora, el regulador no ha considerado conveniente que el precio máximo de ventas de primera mano sea menor a las referencias de mercado, ya que resultaría difícil eliminarlo en el futuro. Es difícil saber en cuánto tiempo las presiones políticas o de los diversos actores llevaran a adoptar otro esquema.

---

<sup>61</sup> Cabe mencionar que la CRE ha realizado algunos cambios a la metodología de precios. Hasta abril de 2005, las metodologías con las que se determinaba el precio máximo de ventas de primera mano se encontraba definido en las Resoluciones números RES/061/2002 y RES/046/2005, publicadas en el Diario Oficial de la Federación el 30 de abril de 2002 y el 15 de octubre de 2004, respectivamente. El 31 de marzo de 2005, se expidió la Resolución núm. RES/046/2005 por la se modifican las metodologías para la determinación del precio máximo del gas natural objeto de venta de primera a que se refieren las Resoluciones núms. RES/061/2002 y RES/046/2005.

<sup>62</sup> Véase disposición 12.3 de la Directiva de precios y tarifas. El índice de 1995 utiliza como precio de referencia relevante el promedio aritmético de los índices *Texas Pipeline L.P* (EPGT) y *Texas Eastern Transmisión Company* (TETCO) publicados en el *Inside FERC's Gas Market Report. (Inside FERC's)*. En tanto que la *Directiva de precios y tarifas* establece que el precio máximo del gas en Ciudad Pemex, Tabasco (principal centro productor de gas nacional) se determine con base en el precio de un mercado de referencia relevante en Texas (el *Houston Ship Channel*) más los ajustes en el costo de transporte necesarios para reflejar el punto de origen del gas. Para un análisis detallado véase capítulo 4 de la *Directiva de precios y tarifas* y las resoluciones citadas en la nota de pie núm. 7.

<sup>63</sup> CRE, Consultas públicas sobre el Reglamento de gas natural, México, 1995 (en adelante Consultas públicas sobre el Reglamento) pp. 5-6.

<sup>64</sup> En el proceso de consultas públicas organizado por la CRE en 1995, el Senador Ernesto Navarro (PRD) a nombre de la Comisión de Energéticos de la Cámara de Senadores, mencionaba que “El que los precios deben guardar condiciones de competitividad internacional, llevará, como ha venido aconteciendo a que muchos sectores, ramas, industrias y empresas, no tengan viabilidad de operación alguna, y menos cuando no existe política industrial y de inversión que impulse su modernización. La problemática actual del país es tal, que no se puede tomar como referencia al precio internacional para asegurar niveles de competitividad. La preocupación debe ser cómo superar la crisis, cómo incrementar la producción y el empleo, y no continuar con políticas de economía abierta y de prácticas competitivas que han descapitalizado al país”. La opinión expresada se discutió previamente con la Comisión de Energéticos de la Cámara de Senadores, en la que participaron: Carlos Romero Deschamps (PRI), Rosendo Villarreal Davila (PAN), Enrique Cárdenas González (PAN), Crescenciano España Morales (PRI), Gilberto Muñoz Mosqueda (PRI), Judith Irene Murgia Corral. En esa reunión se recibieron los documentos del Sen. Ernesto Navarro González (PRD) y de la Sen. Layda Sansores (PRI). Sen. Ernesto Navarro González, “Comentarios y propuestas al anteproyecto de Reglamento de gas natural”, en Consultas públicas sobre el Reglamento, 1995, *op.cit.* s/p.

El comportamiento de los actores que han intervenido en la industria del gas es consistente con la apreciación de Crozier y Friedberg, al establecer que en sus estrategias el actor rara vez tiene objetivos claros y menos todavía proyectos coherentes; éstos son múltiples, más o menos ambiguos, más o menos explícitos y más o menos contradictorios. El actor “[c]ambiará a mitad del camino y rechazará algunos [objetivos], descubrirá otros sobre la marcha o incluso después aunque no sea más que porque existen consecuencias imprevistas o imprevisibles de su acción que le obligan a <reconsiderar su posición> y a <reajustar su mira >”<sup>65</sup>.

La mayor crítica a la metodología para la determinación del precio máximo de ventas de primera mano es que “[...] refleja los patrones de estacionalidad existentes en Estados Unidos y las condiciones de especulación que existen en ese mercado, mismas que son ajenas a México pero afectan a los consumidores nacionales y a la economía en general”.<sup>66</sup> En pocas palabras, veranos calurosos, nevadas intensas o fallas en los sistemas de Estados Unidos impactan en los precios del gas en México.<sup>67</sup>

Como una precisión, debe decirse que la metodología que se definió en la Directiva de precios y tarifas--- y que ha sufrido algunas variaciones, siendo la última la metodología establecida en la Resolución de la CRE núm. RES/046/2005 del 28 de marzo de 2005----<sup>68</sup> no se

---

<sup>65</sup> M. Crozier y E. Friedberg, *op.cit.* p. 46.

<sup>66</sup> Al respecto véase la opinión de Concamin en CRE, Consulta Pública para Avanzar hacia una Estructura más Eficiente y Competitiva en la Industria del Gas Natural en México, México, 2000 (en adelante, Consulta Pública 2000), <http://www.cre.gob.mx>

<sup>67</sup> Como resultado del proceso de consultas públicas del Reglamento de Gas Natural, la CRE detectó que entre los asistentes --- cámaras empresariales, empresas del sector, la Comisión de Energéticos, etcétera--- “hay acuerdo en que la regulación debe ligar los precios de primera mano a los mercados internacionales ya que de esta manera se reflejan los costos de oportunidad. Sin embargo, hay preocupación y desacuerdo en los siguientes puntos: “...**Variaciones estacionales** de los precios. Estas variaciones no reflejan necesariamente los costos de oportunidad del gas nacional. Se sugirió adoptar un mecanismo que ligue los precios nacionales al internacional de forma estacional”. CRE. Comentarios de las Consultas Públicas, México, octubre de 1995, p.6.

<sup>68</sup> La Resolución núm. RES/046/2005 modificó las metodologías para la determinación del precio máximo del gas natural objeto de ventas de primera mano a que se refieren las Resoluciones números RES/061/2002 y RES/046/2005. Las metodologías antes mencionadas emplean información sobre los mercados de Estados Unidos de Norteamérica cuya referencia es una publicación denominada “*Inside FERC's*”. Sobre este particular, existe el riesgo que el dato publicado refleje condiciones adversas del mercado que se presentaron en un único día, por lo que la CRE adoptó la medida de tomar como precios mensuales de

aplica de manera generalizada. Algunos usuarios, tales como los productores independientes de energía emplean la metodología establecida para el régimen permanente.<sup>69</sup> Para los demás adquirentes, Pemex continua realizando las ventas de gas bajo el esquema aprobado en julio de 1995.<sup>70</sup> Una vez que estén listas todas las reglas para las ventas de primera mano se empleará una sola metodología para todos.<sup>71</sup>

### III. EL COMPORTAMIENTO DE LOS PRECIOS

En los últimos años, y al igual que en otros países, la demanda de gas natural en México ha crecido considerablemente, principalmente como resultado de la puesta en marcha de centrales de ciclo combinado para la generación de electricidad,<sup>72</sup> la sustitución moderada de combustóleo en el sector industrial, y en menor medida, el uso del gas natural en el sector residencial y de servicios. Durante el periodo 1993-2003, la oferta nacional creció anualmente en 3.8%, mientras que la demanda nacional aumentó a un ritmo de 5.7%, lo que se ha subsanado mediante

---

referencia el mínimo que resulte entre los índices publicados en el *Inside FERC's* (referencia actual) y otro indicador que se calcula a partir de otra publicación especializada denominada *Gas Daily*.

<sup>69</sup> El régimen permanente o definitivo es aplicable a aquellos adquirentes de Pemex a quienes se hayan adjudicado o se adjudiquen contratos de compromiso de capacidad de generación de energía eléctrica y compraventa de energía eléctrica asociada en las licitaciones convocadas por la Comisión Federal de Electricidad y a los generadores de energía eléctrica que para el desarrollo de sus proyectos requieran contratos de ventas de primera mano a largo plazo en condiciones especiales (periodos de entrega superiores a cinco años y consumos promedio de al menos cuatrocientos ochenta gigacalorías por cada día de gas) o reservar la capacidad correspondiente en el Sistema Nacional de Gasoductos para el cumplimiento de dichos contratos. Al respecto véanse Resoluciones de la CRE núms. RES/100/2001 y Res/110/2002.

<sup>70</sup> Véase disposición 12.3 de la Directiva de precios y tarifas.

<sup>71</sup> La CRE no ha encontrado condiciones propicias para instrumentar integralmente la regulación. Como resultado del encarecimiento del combustible se han suscitado numerosas controversias sobre la metodología para determinar el precio de las ventas de primera mano y resistencia respecto a la aprobación de los términos y condiciones de venta del gas. Al respecto véase F. de la Isla, art. cit.

<sup>72</sup> Las centrales de ciclo combinado emplean una turbina de vapor y una turbina de gas para incrementar su nivel de eficiencia. Generalmente utilizan el gas natural como combustible. “La instalación de turbinas de gas en plantas de ciclo combinado es la opción tecnológica más atractiva para la generación de electricidad. Su mayor eficiencia térmica, menores emisiones, costos de capital más bajos, plazos de construcción y de arranque más cortos, requerimientos de espacio menores y escalas de planta más flexibles constituyen ventajas importantes respecto a centrales convencionales que queman combustóleo o carbón y respecto a reactores nucleares”. A. Lajous, “Seguridad de suministro del gas natural en México”, Intervención en el Congreso Anual de la Asociación Mexicana para la Economía Energética y la reunión de la International Association for Energy Economics, Ciudad de México, 20 de octubre de 2003, p. 4, <http://www.iaee.org/documents>

importaciones.<sup>73</sup>

De acuerdo con datos de la *Prospectiva de Gas Natural 2004-2013*, se estima que, en los próximos 10 años, la demanda nacional del gas natural experimentará un crecimiento promedio anual de 5.8% al pasar de 5,274 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd) en 2003 a 9,303 mmpcd en el 2013.<sup>74</sup> En contraste, la oferta de este hidrocarburo, tanto mundial como nacional, no ha crecido en la misma proporción que la demanda. Se espera que la producción de gas natural se incremente a una tasa promedio anual de 1.9%, entre 2003 y 2013, al pasar de 4,498 mmpcd que se registraron en 2003 a 5,453 mmpcd en 2013, con un nivel máximo de producción en 2009 de 6,866 mmpcd.<sup>75</sup>

En el mercado mexicano, los adquirentes de gas se consideran sensibles a los precios, dado que el costo del gas natural representa una fracción importante de sus costos totales. Esta sensibilidad a los precios se traduce en un bajo poder de negociación de los compradores, sobre todo cuando no existen otras opciones de suministro de gas natural, como sucede en México.<sup>76</sup>

Los actores directamente afectados por grandes fluctuaciones (volatilidad) en el precio del gas son el sector industrial y los permisionarios de distribución, quienes a su vez repercuten sus costos en los usuarios más pequeños (v.gr. residenciales). En consecuencia, ambos grupos han utilizado todos los medios a su alcance para obtener mejores condiciones de precios.

Los industriales están representados en diversas cámaras, tales como la Confederación Nacional de Cámaras de la Industria de la Transformación (Canacindra) Cámara de la Industria de la Transformación (Caintra) y el Consejo Coordinador Empresarial (CCE). En tanto que los permisionarios de distribución están representados por la Asociación Mexicana de Gas Natural

---

<sup>73</sup> Secretaría de Energía, *Prospectiva del mercado de gas natural 2004-2013*, México, 2004, p. 69.

<sup>74</sup> Sin considerar al sector petrolero este incremento se eleva a 8.4%, *Ibid.* p. 71.

<sup>75</sup> *Ibid.* p. 89.

<sup>76</sup> A. Elizalde, *Dinámica de las fuerzas competitivas en la industria del gas natural en México*, Energy Institute, Houston University, mimeo., s/f. p.5.



(AMGN).<sup>77</sup> Estas organizaciones, tal como lo establecen Crozier y Friedberg son: “[...] soluciones específicas que han creado, inventado o instituido actores relativamente autónomos con sus recursos y capacidades particulares, para resolver los problemas que plantea la acción colectiva y, sobre todo, lo más fundamental de estos, el de su cooperación, con miras a cumplir objetivos comunes, aunque de orientación divergente”.<sup>78</sup>

Los incrementos en los precios del gas natural tienen efectos negativos en sus adquirentes. En lo que se refiere al sector industrial, el gas natural se utiliza intensivamente en la industria y representa 50% de la canasta de combustibles del ramo. Los incrementos en los precios afectan sus costos de producción, principalmente en aquellas áreas con elevados requerimientos energéticos, tales como: el vidrio, la siderurgia, el papel, la cerámica, la minería y la petroquímica, entre otros. Asimismo, el alza en precios del gas también incide en mayores tarifas eléctricas industriales, dado que éstas se fijan de acuerdo a una canasta de combustibles, en la que un ponderador importante es el gas natural (20%).

El poder de negociación de los industriales reside en sus mismas debilidades. Se sabe que incrementos excesivos en los precios hacen vulnerable a la industria nacional, ya que existe el riesgo de que se desintegren cadenas productivas y, en el peor de los casos, es posible que algunas empresas cierren, con el consecuente efecto sobre la tasa de desempleo y la pérdida de producción nacional.<sup>79</sup> Ello es consecuencia de que, durante cuatro décadas, la mentalidad

---

<sup>77</sup> La AMGN es una asociación civil que originalmente se constituyó bajo la denominación de “Asociación Mexicana de Distribuidores de Gas Natural” en abril de 1998. En octubre del año siguiente cambió su nombre a su denominación actual. El objetivo de la AMGN es “promover la comunicación entre los distribuidores de gas natural, con el fin de mejorar el servicio y la eficiencia en beneficio de la comunidad y de solucionar los problemas que se presenten en relación con su actividad, buscando y aplicando los métodos, sistemas y medidas adecuados y representando para ello a los asociados ante toda clase de autoridades”. [www.amgn.org.mx/](http://www.amgn.org.mx/)

<sup>78</sup> M. Crozier y E. Friedberg, *op.cit.* p.13.

<sup>79</sup> Este comportamiento es consistente con la apreciación de M. Crozier y E. Friedberg quienes consideran que “El poder de un individuo o de un grupo o de un actor social, también está en función de la amplitud de la zona de incertidumbre que lo imprevisible de su propio comportamiento le permita controlar ” *Ibid.*, p. 60.

empresarial mexicana estuvo fuertemente ligada al proteccionismo gubernamental y la ausencia de competencia.<sup>80</sup> Ante este hecho, la política comercial e industrial ha descansado en elementos de control directos, ya sea sobre los precios o con la participación directa del Estado en las actividades productivas.<sup>81</sup>

Para los industriales, la situación de productor único ha afectado a la competitividad del gas natural nacional. Asimismo, la metodología ha protegido a Pemex al garantizarle un determinado nivel de ingresos por la venta del gas, lo que no necesariamente refleja el costo de producción del combustible. En caso de considerarse este último valor, representaría un escenario ideal para los usuarios, pues el gas estaría valuado al precio que la empresa paraestatal le cuesta sacarlo del subsuelo, y no a lo que se cotiza en el mercado.

En consecuencia, grupos de industriales, particularmente la Concamin, han objetado la forma en que se determinan los precios.<sup>82</sup> Los argumentos de esta organización parten del hecho de que los costos de producción de gas natural en México son bajos y que la venta del combustible representa una alta rentabilidad para Pemex.<sup>83</sup> En estos términos, se ha mencionado que “[...] debido a ineficiencias en la planeación de la producción de gas natural, la metodología

---

<sup>80</sup> “La organización no puede existir en abstracto, es parte de una determinada sociedad que ha alcanzado un cierto grado de desarrollo técnico, económico y cultural caracterizado por una determinada estructura social y que lleva consigo ciertos valores a los que están ligados de una manera más particular sus miembros”. *Ibid.*, p.110.

<sup>81</sup> El marco proteccionista e impulsor de la industria nacional produjo la aparición de un empresario al margen de la inversión externa con costos financieros reducidos, dependiente de créditos preferenciales; apoyado con estímulos fiscales y subsidios; y distante al desenvolvimiento competitivo en el que los costos, la calidad y las innovaciones y las mejoras son determinantes en los mercados. Es factible argumentar que el proteccionismo era una política necesaria en el corto plazo para facilitar el inicio de la industrialización, pero a largo plazo provocó la pérdida de todo estímulo a la eficiencia y la competitividad en costos. Al respecto véase A. García Rocha y T. Kehoe, “Efectos sobre la economía mexicana” en SECOFI, Hacia un tratado de libre comercio en América del Norte, México, Miguel Ángel Porrúa, 1991.

<sup>82</sup> Las asociaciones de industriales han propuesto “... fijar el precio de vpm a partir del promedio ponderado del precio de las importaciones con el costo de producción del gas natural, con la expectativa de que este último se ubique entre 2 y 2.50 dólares por MMBTU. Este mecanismo, denominado Precio México, garantizaría un precio de referencia entre 3 y 4 dólares por MMBTU. A esta propuesta se han sumado otras con supuestos distintos, pero con la finalidad común de determinar precios menores que el vigente”. F. de la Isla, art, cit. p. 57.

<sup>83</sup> En su opinión, la metodología de precios no incluye una simulación de libre oferta de gas en el país (liberación de producción). El mecanismo actual de precios pretende simular mercados integrados, pero en la práctica existen limitaciones físicas de interconexión en la frontera norte, lo que “descalifica la premisa de mercado integrado”.

de precios actual premia la escasez de gas para <maximizar el precio>, lo cual beneficia a Pemex y perjudica a los consumidores”. Para resolver el problema, la Concamin ha sugerido a la CRE métodos alternativos para calcular el precio máximo de ventas de primera mano que reflejen condiciones externas al mercado nacional.<sup>84</sup>

Los incrementos en el precio de ventas de primera mano también tienen efectos negativos sobre los permisionarios de distribución. En primer término, los aumentos en el precio de ventas de primera mano se han reflejado en el precio al usuario final, lo que pudiera provocar problemas en el cobro de facturas por parte de los distribuidores.<sup>85</sup> En segundo término, la pérdida de competitividad frente a otros combustibles tradicionales ha puesto en riesgo el cumplimiento de los compromisos de expansión de las redes y de asegurar cierto número de clientes a sus zonas geográficas de distribución. Por último, ha afectado a los distribuidores ante la posibilidad de perder las garantías otorgadas a favor de la Tesorería de la Federación, por las que se asegura el cumplimiento de sus compromisos técnicos y económicos, los cuales están establecidos en los permisos otorgados.<sup>86</sup>

---

<sup>84</sup> Al respecto, la Concamin ha presentado diversas propuestas para modificar la política de precios actual, entre éstas: a) vincular el precio de gas natural a los costos de extracción y producción de Pemex más una rentabilidad razonable; b) establecer una banda de precios cuyos límites se determinen con base en los niveles históricos observados en los mercados de referencia, y c) adoptar un régimen de precios nacionales que pondere los precios de importación del combustible y un nivel de precios nacionales que refleje los costos de producción, el pago por derechos de explotación y una rentabilidad razonable para reinversión en Pemex. Como un comentario adicional debe mencionarse que cuando se sometió a consulta el Reglamento de Gas Natural, la Concamin no objetó que el precio reflejara el costo de oportunidad, lo apoyó y únicamente solicitó hacer mención en el texto que el precio se determinara sobre “bases de libre mercado”. Concamin. Comisión de Energéticos, “Comentarios al Borrador sobre Disposiciones Reglamentarias en Materia de Gas Natural”, en *Consultas públicas sobre el Reglamento*, 1995, *op.cit.* s/p

<sup>85</sup> Una situación de este tipo sucedió a principios de 1997 cuando usuarios de Diganamex, entonces distribuidor de gas natural en la Ciudad de México, se declararon en moratoria de pagos. Alejandro Ramos, “Para <guerra del gas>”, *Reforma*, 23 de febrero de 1997.

<sup>86</sup> Las garantías aplicables a los permisos de distribución que se otorgaron mediante un proceso de licitación permiten asegurar el cumplimiento de los compromisos de inversión y cobertura de usuarios ofrecidos en el plan de negocio para los primeros cinco años. El monto de las garantías se establece de acuerdo a la magnitud de los mercados, a la cobertura de usuarios mínima exigida al momento de la licitación y a la inversión estimada. Los montos requeridos fluctúan entre 10 y 25 millones de dólares por empresa. En el transcurso del periodo de cinco años, estas garantías pueden liberarse parcialmente conforme al cumplimiento del compromiso de cobertura y al término del plazo se verifica el grado de cumplimiento de los compromisos de cobertura e inversión y, en su caso, se reintegra en su totalidad el

Por su parte, la AMGN, que representa a los permisionarios de gas natural, también ha propuesto mecanismos de estabilización de precios del combustible en el largo plazo. Entre éstos, la posibilidad de sustituir el índice de referencia internacional previsto en la metodología de precio máximo de ventas de primera mano por un promedio móvil de precios. En términos simples, significa que los precios se actualicen mes con mes tomando en cuenta los precios de los meses anteriores. Sin embargo, hasta el momento, la CRE ha rechazado estas políticas considerando que no responden al concepto de costo de oportunidad.<sup>87</sup>

Finalmente, otro grupo afectado por los incrementos en los precios del combustible son los usuarios, tanto comerciales como residenciales. Hasta fechas recientes, los usuarios no contaban con elementos suficientes para prever y protegerse de incrementos excesivos en sus facturas de consumo de gas natural. La forma más común en que estos reaccionaban era cambiándose a combustibles alternativos, como sería el gas licuado de petróleo.<sup>88</sup>

Hasta principios de 2005, la percepción de las autoridades era que los usuarios residenciales de gas natural no estaban lo suficientemente organizados, ni eran tan numerosos como los usuarios de gas licuado de petróleo, por lo que no representaban un grupo de presión fuerte. En consecuencia, las políticas de apoyo en materia de precios al gas natural no habían sido tan agresivas como las aplicadas a este combustible sustituto. Ello se reflejaba en los esquemas de apoyo aplicados al gas licuado de petróleo, cuyos precios de ventas de primera mano y al público,

---

monto entregado o se ejerce a favor de la Tesorería un porcentaje de la garantía determinado en función de la gravedad del incumplimiento.

<sup>87</sup> Al respecto véase Comisión Reguladora de Energía, Respuestas derivadas de la implantación del régimen permanente al documento de los industriales en “Resumen de los asuntos planteados a la Comisión Reguladora de Energía referentes a la nueva regulación de gas natural, México, 2002.

<sup>88</sup> Esta estrategia se evidenció particularmente en el 2000, aquellos clientes que compraban gas importado y no estuvieron incluidos en el convenio 4x3 prefirieron regresar a un combustible sustituto, como pudiera ser el gas licuado de petróleo. En palabras de la AMGN, “la gente simplemente no lo acepta, y por ejemplo, en el caso de Mexicali, donde los precios alcanzaron los 26 dólares y el convenio no estuvo disponible, el usuario simplemente regresó al gas licuado de petróleo y no se pudieron captar nuevos clientes por más de 20 meses”. Asociación Mexicana de Gas Natural, Resultados de la apertura de la industria del gas natural, México, AMGN, 2002, p.10.

se sujetaron a precios máximos desde principios de 2003 y hasta diciembre de 2005.<sup>89</sup> Sin embargo, en el primer trimestre del año 2005, se evidenció que los usuarios no se mantendrían por más tiempo como un grupo que se pudiera excluir de las políticas de apoyo.<sup>90</sup>

En lo que respecta a representantes de grupos políticos, tanto las Cámaras de Diputados y Senadores han criticado la metodología, pero han hecho pocos esfuerzos por ofrecer propuestas de fondo.<sup>91</sup>

Finalmente, aunque sin éxito, Pemex también intentó cambiar la metodología para la determinación del precio de ventas de primera mano de gas natural. A diferencia de las peticiones de los particulares, la propuesta buscaba cambiar algunos supuestos del modelo, lo que hubiera traído consigo un aumento en los precios del combustible.<sup>92</sup>

En la siguiente sección, en el contexto de incrementos significativos en los precios del

---

<sup>89</sup> De acuerdo con lo establecido en el Decreto del Ejecutivo del 27 de febrero de 2003, a partir de marzo de ese año, el gas licuado de petróleo está sujeto a precios máximos de ventas de primera mano y al público. Esta decisión respondió a la inusitada volatilidad del precio del petróleo en esas fechas, y se ha venido prorrogando debido a que el mercado del petróleo y sus derivados han seguido un comportamiento muy variable. De hecho, el pasado 24 de diciembre se extendió la vigencia del Decreto hasta el 25 de diciembre de 2005.

<sup>90</sup> La crisis de precios que recién inició a principios de marzo del mismo año, mostró que usuarios residenciales de la Ciudad de Monterrey, apoyados por las diversas cámaras empresariales, así como por legisladores de todos los partidos políticos, se han organizado lo suficiente para convertirse en un grupo de presión fuerte. En respuesta, el 6 de abril de 2005, el Ejecutivo Federal anunció el establecimiento de un subsidio al gas natural en beneficio de los sectores que menos gas natural consumen. Ivonne Melgar, “Alista gobierno descuentos en el gas”, *Reforma*, 7 de abril de 2005. El Decreto por el que se sujeta a precio máximo el gas natural que se suministre a los usuarios residenciales de bajos consumos y se otorga el estímulo fiscal se publicó el 16 de mayo de 2005 en el Diario Oficial de la Federación.

<sup>91</sup> Por ejemplo, el entonces Senador priísta Natividad González Parás llegó a mencionar que la fracción parlamentaria del PRI impulsaría una reforma sobre la estrategia nacional para la producción, distribución y consumo de gas para uso doméstico e industrial. En su opinión, el precio del gas no debería incrementarse por encima de la inflación. Clara Ramírez, “Impulsará el PRI reforma sobre gas” en *Reforma*, 11 de marzo de 2001.

<sup>92</sup> Esta petición no se autorizó porque el cambio reflejaba “una estrategia comercial de Pemex para obtener ingresos extraordinarios, en su carácter de productor único de este combustible” La metodología supuso que los flujos de gas confluyen (punto de arbitraje) en los Ramones, N.L. y Pemex solicitó que se cambiara esta referencia Cempoala, Ver. el punto en que por condiciones operativas realmente confluyen los flujos. De acuerdo con Pemex, mantener el punto en Los Ramones, lo ha obligado a gastar más dinero del que debe en transporte y no hace atractiva la importación de gas por particulares para su venta al sur de Los Ramones, NL. En respuesta, la CRE mediante resolución núm. RES/001/2003 negó la petición, dado que consideraba que reconocer el cambio implicaba aceptar que Pemex “concentró sus inversiones de gas en el norte del país en vez del sur para mantener presión sobre los precios, privilegió su posición de productor de petróleo sobre la producción de gas, invirtiendo menos en este último y aumentó su consumo de gas en el sur el centro del país, lo que significa una menor disponibilidad de gas al sur del punto de arbitraje”. F. de la Isla, art.cit. p. 64.

combustible, se abundará sobre la manera en que los participantes han aplicado diversas estrategias y conciliado sus intereses.<sup>93</sup>

#### IV. CRISIS DE PRECIOS Y ESTRATEGIAS DE LOS ACTORES

Prácticamente desde que la CRE funciona como regulador en la industria del gas natural, ésta ha intervenido para aminorar los efectos de aumentos significativos en los precios del gas natural. La primera crisis en el precio del combustible se presentó durante el invierno de 1997. En ese año, se registraron las alzas de precios más fuertes desde los siete años anteriores, lo que significó un aumento de 48% mensual. Ello obligó a que la CRE, previo al inicio de la temporada invernal, dispusiera que los permisionarios de distribución adquirieran obligatoriamente una cobertura de precios;<sup>94</sup> es decir, un seguro que les permitiera obtener un determinado precio (o rango de precios) del combustible a cambio del pago de una prima. Estrategias similares, que no afectaban el precio de ventas de primera mano, se repitieron para los inviernos de 1997 a 1999.<sup>95</sup>

Las resoluciones de la CRE se dirigieron a los distribuidores que operaban en ese momento y que eran clientes de Pemex.<sup>96</sup> Estas medidas reflejaron un juego cooperativo entre la

---

<sup>93</sup> No se tratará la solicitud de Pemex por cambiar la metodología, pues ésta no se vinculó a una crisis de precios. Además, la propuesta mencionada no tuvo repercusiones en la industria del gas, dado que no logró su cometido. Esta solicitud no fue del conocimiento de los particulares o de los medios de comunicación.

<sup>94</sup> Las operaciones de cobertura o derivados financieros fueron creadas con el objetivo de minimizar el riesgo de un bien. En el sentido más amplio un riesgo se presenta cuando se obtiene una condición adversa a la deseada. Para la compra-venta de bienes, por lo general el riesgo se asume en el precio. En el caso del gas natural, una operación de cobertura es un instrumento a través del cual se puede controlar, en mayor o menor medida el riesgo.

<sup>95</sup> Para tal efecto, la CRE emitió las resoluciones núms. RES/086/97, RES/122/97 y RES/141/98. Dado que algunos distribuidores no quedaron incluidos en la lista original, la CRE emitió posteriores resoluciones en las que se les incluyó en los mecanismos antes citados. Véanse resoluciones núms. RES/160/97 (DGN Chihuahua), RES/179/98 (Compañía Mexicana de Gas), RES/180/98 (Gas Natural Juárez), RES/192/98 (PGE), RES/198/98 (Gas Natural México), RES/227/98 (DGN Chihuahua), RES/228/98 (Compañía Mexicana de Gas), RES/291/98 (DGN Edomex) y RES/292/98 (Mexigas). Respecto a los costos, generalmente son trasladados por los distribuidores a los usuarios residenciales y comerciales. En tanto que los usuarios industriales tienen la alternativa de contratar directamente con Pemex, a través de Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB) u otro intermediario, o por no cubrirse.

<sup>96</sup> Algunas de las empresas que impulsaron dicho programa fueron: Compañía Mexicana de Gas (Monterrey), Gas Natural de Apodaca (Monterrey), Compañía de Gas de Cananea (Cananea), CFE (Monterrey), Distribuidora de Gas de Querétaro (Querétaro), Compañía Nacional de Gas (Piedras Negras),

CRE, Pemex y los distribuidores a través de la AMGN. En mi opinión, la CRE estuvo de acuerdo en favorecer este tipo de apoyos por dos razones: a) se realizaron conforme a criterios de mercado, por lo que no se alteraba la metodología de precios de ventas de primera mano, y b) era conveniente dar una imagen de confianza a los privados, debido a que, durante esos años, se promovieron los grandes proyectos de distribución.

El principal beneficio para la industria era que la medida no afectaba el nivel de consumo del gas natural a nivel nacional. En cuanto a Pemex, obtenía ciertos beneficios: no se reducían sus ingresos y se fortalecían sus actividades de comercialización.<sup>97</sup> En lo que se refiere a la AMGN, la medida le permitía obtener mejores condiciones de precio para sus agremiados; no disminuir el número de clientes comprometidos y, lo más importante, no le resultaba oneroso, ya que el costo de la prima se trasladaba a los usuarios.

Durante 2000, pocos meses antes que el Presidente Vicente Fox asumiera la presidencia, se presentó una crisis mayor en los precios del gas natural. Este hecho fue relevante por sus repercusiones en los usuarios, particularmente los industriales, así como por el momento político en el que sucedió.

El promedio histórico del precio del gas natural en el periodo enero 1995 - diciembre de 2000 había sido de 2.33 dólares por millón de BTU<sup>98</sup> y durante el año 2000, el precio promedio se incrementó a 3.72 dólares por millón de BTU. Para el periodo 2001-2003, la perspectiva era que los precios alcanzarían un promedio de 5.45 dólares por millón de BTU.<sup>99</sup> El aumento en los

---

Gas Natural de Juárez (Cd. Juárez), Juárez Gas Company (Cd. Juárez) y Gas Natural México (Saltillo y Nuevo Laredo).

<sup>97</sup> Las actividades de comercialización se fortalecen debido a que es posible que los usuarios contraten sus coberturas de precios con Pemex.

<sup>98</sup> Un BTU es la cantidad de calor necesaria para elevar la temperatura de una libra de agua de 1° F a cerca de 39.2F, lo que es equivalente a 252 calorías.

<sup>99</sup> De acuerdo con la Resolución de la CRE núm. RES/148/2000 "...presiones coyunturales (principalmente de orden climático y de volatilidad en el mercado internacional del petróleo) han acentuado la tendencia alcista de los precios del gas natural, al grado que en los mercados internacionales de referencia el precio ha llegado hasta 4.21 dólares por millón de Btu (MMBtu) en junio de 2000, representando un incremento de 43% respecto de mayo y de 89% respecto de enero del mismo año, en julio dicho precio permaneció en 4.22 dólares por MMBtu y 3.705 dólares por MMBtu para agosto".

precios del gas natural se debió principalmente al incremento en la demanda por gas natural asociada a la generación de electricidad, así como a la presencia de condiciones adversas que afectaban al mercado estadounidense, tales como: condiciones climáticas desfavorables, interrupciones en el suministro ---resultado de tormentas y accidentes en ductos en ese país--, bajos niveles de almacenamiento y el comportamiento volátil del mercado petrolero internacional.<sup>100</sup> Como resultado, los precios internacionales de referencia del combustible, aunado a las crecientes importaciones, afectaron el precio máximo de ventas de primera mano, lo que, a su vez, impactaba en los precios finales, en perjuicio de la economía de los usuarios nacionales.

Por lo anterior, era urgente aplicar medidas dado que la crisis de precios de 2000 podía llevar a una caída en la credibilidad de la reforma y, en consecuencia, en los compromisos establecidos en el *Plan Nacional de Desarrollo*. El escenario de precios que se presentaba era radicalmente distinto a las expectativas previstas por todos los actores. La opinión de la AMGN reflejaba una expectativa generalizada: “Cuando se llevaron a cabo la mayoría de las licitaciones, el precio histórico del gas natural, tomando en cuenta la metodología de cómo se establece al precio prevaleciente en el sur de Texas, no rebasaba en promedio 2 dólares por millón de BTU en los últimos 15 años”.<sup>101</sup>

El primer paliativo fue instrumentar medidas de apoyo en detrimento de los ingresos de Pemex. Con el propósito de apoyar un programa de apoyo a los usuarios del gas natural que fueran clientes de la paraestatal, la CRE emitió la Resolución núm. RES/148/2000, que obligó a Pemex a otorgar por única vez un descuento equivalente a 25% sobre el precio de referencia de

---

<sup>100</sup> En opinión de la *Energy Information Administration* (EIA), oficina que depende del Departamento de Energía de Estados Unidos, el factor que más incidió en situación por la que atravesó la oferta del combustible en 2000 fue los precios bajos del combustible en años previos. Este factor contribuyó a que en 1999 disminuyeran las inversiones en capital para la exploración y perforación de nuevos pozos entre 30 y 35% respecto del año anterior. Del lado coyuntural, factores climáticos adversos en diversas regiones de Estados Unidos de Norteamérica durante 2000 elevaron los requerimientos de gas natural para la provisión de aire acondicionado y calefacción.

<sup>101</sup> AMGN, *op. cit.*, p.9.



ese mes en favor de aquellos usuarios que hubieran acreditado haber contratado coberturas durante el periodo comprendido entre septiembre de 2000 y febrero de 2001.<sup>102</sup> Esta política se dispuso con carácter temporal, en respuesta a una situación calificada de emergencia. La implementación de esta política tomó en cuenta las peticiones de las organizaciones empresariales y se discutió por un grupo interinstitucional integrado por las Secretarías de Energía, Comercio y Fomento Industrial (ahora Economía) y Contraloría y Desarrollo Administrativo (ahora Función Pública).<sup>103</sup> Con su instrumentación se pretendía generar entre los usuarios una cultura de administración de riesgo ----es decir enseñar a los industriales a enfrentar los riesgos a que están sujetos como participantes del mercado--- que les permitiera sortear los vaivenes del mercado internacional.<sup>104</sup>

Adicionalmente, Pemex, en coordinación con las autoridades de energía, estableció un esquema de financiamiento orientado a los pequeños usuarios (residenciales y comerciales), para estabilizar los precios del gas por un periodo determinado. Este esquema consistió en establecer un precio fijo menor al de referencia (3.65 dólares por millón de BTU) para el periodo comprendido entre octubre de 2000 y marzo de 2001, el cual se pretendía recuperar una vez que se estabilizaran los mercados.<sup>105</sup> De manera adicional, Pemex aplicó las siguientes medidas: i) permitir a sus clientes reducir sus consumos comprometidos sin incurrir en penalizaciones

---

<sup>102</sup> Pemex, mediante Pemex Gas y Petroquímica Básica, aplicó un factor de 0.75 al precio de referencia (3.705 dólares por millón de BTU) utilizado en la metodología de precios vigente para el mes de agosto de 2000. En los meses siguientes, el precio de referencia siguió aumentando, a fines de diciembre de 2000 el índice alcanzó 9.565 dólares por millón de BTU para entregas en enero del año siguiente. Esta última situación motivó diversas presiones de los usuarios, hasta que Pemex propuso financiar el importe de las facturas del primer trimestre o alguno de esos primeros meses del año en los términos de la resolución núm. RES/001/2001.

<sup>103</sup> Esta Secretaría fue consultada a efecto de que opinara si la aplicación de una medida que pudiera significar pérdidas en la operación comercial de Pemex derivaría en responsabilidades para los servidores públicos en aplicación de la *Ley Federal de Responsabilidades Administrativas de los Servidores Públicos*.

<sup>104</sup> Las 355 empresas que participaron en el programa pudieron elegir, tanto al intermediario financiero, como los instrumentos de cobertura de su preferencia. El nivel de consumo agregado de estas empresas alcanzó los 1,034 MMPCD (84 % de las ventas de primera mano excluyendo a CFE). Esta medida tuvo un costo para PGPB de 270 millones de pesos. Datos CRE.

<sup>105</sup> El financiamiento tenía un tope de 100 millones de pesos. Esta medida no tuvo un costo para la subsidiaria, toda vez que los montos financiados se recuperarán a razón de una tasa de interés equivalente a la THIE más 2.5 puntos porcentuales a recuperar a partir de marzo de 2001.

(alrededor de 20% del gas no consumido) y ii) les amplió el plazo para el pago de sus facturas por el suministro del gas de 22 a 52 días.<sup>106</sup> Dichas medidas, contrarias a una lógica de apertura mostraron que, a pesar del discurso de “libre mercado” aludido en la reforma, se continuaba protegiendo a los adquirentes bajo el brazo ejecutor de Pemex.

Paralelamente a la respuesta de la empresa paraestatal, en octubre de 2000, la CRE puso en marcha una estrategia de acercamiento con los actores involucrados. El objetivo era mostrar su intención de apoyar a los diversos grupos afectados por el alza de precios y, al mismo tiempo, fortalecer el marco jurídico e institucional de la industria del gas. Para tal efecto, el regulador invitó a todos los interesados a participar en la “*Consulta Pública para Avanzar hacia una Estructura más Eficiente y Competitiva en la Industria del Gas Natural en México*”. La intención del proyecto era conocer de primera mano las diversas opiniones sobre los rezagos que aquejaban a la industria y recibir propuestas concretas para solucionar los problemas identificados.<sup>107</sup> En la Consulta, más que soluciones sobre cómo reducir el precio, se recibieron peticiones para que los precios fueran menores. En cuanto a las pocas soluciones propuestas para modificar la metodología de precios de ventas de primera mano, éstas no respondían al concepto de costo de oportunidad que ésta debe cumplir por ley o carecían de sustento teórico.

Al concluir el año 2000, se evidenciaba que las medidas aplicadas en agosto de ese año no habían sido suficientes. La peor crisis de precios en la industria del gas coincidió con la toma de posesión del Presidente Vicente Fox, y con la conclusión del periodo de Héctor Olea como Presidente de la CRE.<sup>108</sup> Se requería establecer una estrategia para disminuir los precios del

---

<sup>106</sup> De acuerdo con información de Pemex Gas y Petroquímica Básica, esta medida tuvo un costo financiero de aproximadamente 130 millones de pesos para el organismo, así como un impacto en su flujo de efectivo mayor a 1,200 millones de pesos.

<sup>107</sup> Véase Resolución de la CRE núm. RES/CRE/192/2000 del 27 de septiembre de 2000.

<sup>108</sup> Héctor Olea fungió como Presidente de la CRE desde 1995 hasta 2001, previo a su ingreso a la CRE colaboró en la Oficina de Asesores del Presidente de la República y en la Dirección General de Planeación Hacendaria de la SHCP. Como Director General de Organismos Internacionales en la Secretaría de Comercio y Fomento Industrial (SECOFI) coordinó la participación de México en la Ronda de Uruguay y en el proceso de adhesión a la OCDE. Asimismo, fue titular del grupo de compras del sector público en las

combustible; no era conveniente iniciar un nuevo gobierno en el que se mostrara un sector industrial vulnerable, ni dejar que la percepción de los logros en la apertura en la industria del gas se viera afectada por una crisis en materia de precios.

En diciembre de 2000, se especulaba que la crisis podría tener repercusiones en diversos sectores, particularmente en la siderurgia que es una actividad altamente consumidora de gas natural. Los efectos de la crisis empezaban a mostrarse: se preveía el cierre de minas e instalaciones de fundición, como era el caso de la empresa Hylsamex, cuyos activos estaban valuados en aproximadamente 500 millones de dólares. Con ello, se dejarían de producir más de seis millones de toneladas de productos siderúrgicos al año, por lo que las importaciones de chatarra crecerían significativamente. Otro caso era el de ISPAT Mexicana, una de las grandes empresas del ramo siderúrgico y principal cliente de Pemex y CFE. Esta empresa sostenía que, durante el periodo enero – septiembre de 2000, el incremento en el precio del gas se había traducido en un costo incremental de 119 millones de dólares. ISPAT llegó a manifestar a Pemex que de no encontrar mecanismos que permitieran estabilizar los elevados precios del gas natural y de la electricidad, se vería forzada a suspender operaciones y, en el peor de los casos, irse del país.

Otro ejemplo de situación crítica era la que presentaba Minera Autlán, empresa productora de mineral de manganeso, el cual se utiliza en la industria siderúrgica y para usos químicos. Los altos precios del gas natural le representaron un incremento en costos por consumo del combustible de 10.6 millones de pesos durante el primer semestre de 2000 respecto de 1999, mientras que el consumo de energía eléctrica le encareció sus costos en 30.9 millones de pesos para el mismo periodo. Se preveía que, de continuar la tendencia alcista en los precios del gas, esta empresa dejaría de producir mineral de manganeso en el país y tendría que cubrir los requerimientos con importaciones, a fin de no restar competitividad a los productos.

---

negociaciones del TLCAN y de los acuerdos de libre comercio con países de América Latina. CRE, Informe anual 1996, México, 1997, p. 66.

La crisis no sólo afectaba a la siderurgia. La Canacintra informó que alrededor de 20 empresas en Puebla trabajaban a la mitad de su capacidad. De acuerdo con dicha cámara, la situación de precios generaría presiones sobre la balanza comercial y la tasa de desempleo del país.

De acuerdo con datos de Pemex, como resultado de la crisis, tres grandes empresas --- Hylsa, Enertek e ISPAT---, tenían planeado reducir sus niveles de consumo en aproximadamente 139 mmpcd. Ello representaba alrededor de 13% del consumo industrial en el país.

Como presión adicional, los efectos de la crisis en la industria se empezaban a reflejar en los medios de comunicación.<sup>109</sup> En respuesta, se tomó la determinación de integrar un grupo interinstitucional en el que participaron la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), la Secretaría de Economía (SE), Pemex y la CRE.

A efecto de remediar la situación antes descrita, el grupo interinstitucional acordó fijar el precio máximo de ventas de primera mano en 4 dólares por millón de BTU para el gas natural nacional durante un periodo de tres años, que iniciaría en enero de 2001 y concluiría en diciembre de 2003 (programa 4x3).<sup>110</sup> El programa permitiría dar certidumbre en el precio a los usuarios de Pemex. En particular, la medida buscaba reproducir las condiciones de un mercado financiero de coberturas al tomar en cuenta las condiciones actuales de mercado, así como las expectativas para el futuro.

De acuerdo con el grupo interinstitucional, la medida no implicaba subsidios a los consumidores que pudieran derivar en denuncias por prácticas desleales de comercio o el traslado de recursos para fines sociales. El riesgo se diversificaba entre Pemex y sus usuarios, ya que era posible que el precio del gas fuera mayor o menor al precio de referencia de 4 dólares por millón de BTU. Esta práctica no se veía como un subsidio porque, independientemente de que el precio

---

<sup>109</sup> “La crisis de precios “[...] agudiza el debate entre aquellos que piensan que la privatización significa una producción de energía más eficiente, y gas más barato, y quienes dicen que el Estado debe apoyar a la industria con subsidios”, Joel Millman, “Los altos precios del gas ponen a Fox contra la pared” Reforma, 11 de diciembre de 2000.

<sup>110</sup> El esquema 4x3 quedó establecido en la resolución de la CRE núm. RES/012/2001.

estuviera por arriba o debajo de los 4 dólares por millón de BTU, los usuarios deberían pagar el precio acordado, de tal manera que la expectativa era que las diferencias se compensaran durante el tiempo que la medida estuviera vigente.<sup>111</sup>

Con esta política, los usuarios de Pemex quedaron conformes, ya que les aseguraba un determinado nivel de precios. Sin embargo, una de las desventajas del programa 4x3 era que no protegía a aquellos usuarios que no eran clientes de Pemex, por ejemplo los importadores, los cuales se vieron obligados a buscar por sí solos soluciones a la volatilidad de precios. De nuevo, se percibía que ser cliente de la paraestatal ofrecía condiciones más favorables que no serlo.

El programa sirvió para aminorar la crisis de precios; sin embargo, trajo costos para la industria al inhibir la potencial competitivo del mercado. De acuerdo con el exdirector de Pemex, Adrián Lajous, de no haberse aplicado el programa 4x3, “Pemex habría reducido su participación de mercado sin perder volúmenes de venta de su propio gas. Esta reducción hubiera podido ser rápida y significativa. De una participación del 100 por ciento en 1999 podría haber caído a una de 66 por ciento en el presente año. Si bien Pemex Gas continuaría siendo el actor dominante en este mercado hubiera tenido que enfrentar un número creciente de competidores. Esto habría alentado el desarrollo de su capacidad competitiva y afinado sus habilidades comerciales”.<sup>112</sup> Sin embargo, ello no sucedió.

El programa 4x3 funcionó sin contratiempos hasta mediados del 2001 cuando el precio del gas en los mercados de referencia fue menor a 4 dólares por millón de BTU. En respuesta, la estrategia de los usuarios fue presionar para cancelar el programa, dado que no estaban dispuestos a asumir los compromisos adquiridos cuando se acordó su adhesión voluntaria al programa 4x3.

---

<sup>111</sup> La opinión de que la medida no implicaba un subsidio no es compartida por Adrián Lajous, quien fuera Director de Pemex durante el periodo 1994 – 1999. En su perspectiva “...Pemex Gas se vio obligado a subsidiar directamente, y en forma generalizada, a los consumidores de gas natural, tarea que no le corresponde. Si el Estado decide otorgar subsidios específicos está en su pleno y legítimo derecho. Pero conviene que estos sean transparentes y orientados a fines específicos. El que los subsidios no hayan sido de mayor magnitud es sólo producto del azar, al igual que la posibilidad de que Pemex Gas haya cubierto buena parte de este subsidio con ganancias obtenidas en el mercado de futuros. Estas circunstancias no justifican retrospectivamente la medida adoptada”. A. Lajous, art.cit. p. 9.

<sup>112</sup> A. Lajous, art.cit. p. 10.

En su defensa, el Senado de la República llegó a firmar un punto de acuerdo, por el que solicitaba a la Secretaría de Energía suspender el acuerdo pactado entre Pemex y los adquirentes. Se decía que “El Estado debía “atender [su] responsabilidad social [...] y su compromiso de apoyar los sectores productivos nacionales, así como a los principios de equidad social con los consumidores de las clases populares”.<sup>113</sup> Estas críticas se suspendieron cuando los precios se incrementaron nuevamente.

En diciembre de 2003 concluyó el programa 4x3, por lo que desde entonces, diversos sectores han ejercido presiones para que se establezcan esquemas de apoyo que los proteja de la volatilidad del precio de gas natural.

Pocos meses antes de la conclusión del programa 4x3, el Gobierno Federal anticipó una nueva medida para hacer frente a la volatilidad del precio del gas natural que no implicaba alterar el precio máximo objeto de ventas de primera mano. En octubre de 2003, se impulsó la contratación de coberturas entre los distribuidores y usuarios industriales. La CRE emitió la Resolución número RES/200/2003, a fin de permitir que los distribuidores de gas natural incluyeran en el precio máximo de adquisición ---que es el precio al que se adquiere el combustible a Pemex o al importador---- los ajustes derivados de la contratación de instrumentos financieros de cobertura de precios del combustible. El costo de esta medida, que entró en vigor en enero de 2004, recaería en los usuarios finales y no en Pemex.<sup>114</sup>

---

<sup>113</sup> Al respecto véase el punto de Acuerdo del 13 de noviembre de 2001 presentado por el Senador priista José Natividad González Paras y turnado a la Comisión de Energía. Senado de la República, [senado.gob.mx/comisiones/directorio/.../documents/punto\\_acuerdo13.pdf](http://senado.gob.mx/comisiones/directorio/.../documents/punto_acuerdo13.pdf)

<sup>114</sup> Con fecha 1 de octubre de 2003, la CRE emitió la Resolución núm. RES/200/2003, por la que se modifica la metodología relativa al precio máximo de adquisición establecido en la Directiva sobre la determinación de precios y tarifas para las actividades reguladas en materia de gas natural DIR-GAS-001-1996, a efecto de permitir a los distribuidores de gas natural incorporar en el precio máximo de adquisición los ajustes que se deriven de la contratación de instrumentos financieros de cobertura de precios del gas natural.

Diversas empresas distribuidoras solicitaron autorización a la CRE para contratar instrumentos de cobertura de precios del gas natural, mismos que se trasladarían a los usuarios menores en el entendido que tales coberturas serán de aplicación obligatoria y con el objetivo de favorecer un precio estable del combustible. Estos instrumentos son obligatorios para los clientes menores (hasta 2,520 gcal por año) y opciones para los clientes mayores. Ello implica obtener autorización del traslado del ajuste resultante de las coberturas como parte del precio máximo de adquisición.

A partir de entonces, la totalidad de los distribuidores y un número importante de usuarios industriales adquirieron instrumentos financieros de cobertura, con ello se creía sería posible estabilizar el precio del gas en condiciones más competitivas. Se pensaba que los usuarios de menor tamaño estarían protegidos, ya que los distribuidores se encargarían de negociar coberturas al alcance de clientes que no interesan a oferentes privados de instrumentos financieros. A diferencia del programa 4x3, este mecanismo se acercaría más a criterios de mercado.<sup>115</sup>

La medida antes descrita hizo suponer que el manejo de las zonas de incertidumbre (v.gr. los posibles efectos en otros sectores de una crisis en los precios del gas) no sería controlado por los grupos estratégicos (industriales y distribuidores). Es de resaltar que existen constantes presiones de un empresariado que no quiere o no puede actuar por sí mismo. Ello obliga al Gobierno Federal a establecer diversas medidas de apoyo, aún existiendo instrumentos financieros que pudieran protegerlos.<sup>116</sup>

El nuevo programa consideraba establecer un contrato de coberturas, no la venta de gas a un precio fijo (como el programa 4x3). La medida no representaba un costo para Pemex, aunque tampoco le beneficiaba. La capacidad de negociación de los adquirentes bajo este esquema se percibía mucho más limitada respecto al programa 4x3 por dos motivos: Primero, Pemex no participaba directamente en el proyecto, por lo que se restringía el poder del Gobierno Federal para intervenir cuando las condiciones pactadas no favorecían a los adquirentes. Segundo, no había cohesión entre los distintos actores, en la medida que cada actor negociaba

---

<sup>115</sup> “Como parte integral de este esfuerzo, Pemex ofreció coberturas de precios que giraban alrededor de 4.4 y 4.8 dólares por MMBtu. Esta solución, la primera de carácter netamente financiero, atrajo el interés de casi todos los distribuidores y algunos usuarios industriales; otros contrataron instrumentos con agentes financieros especializados, y varios más no se cubrieron ante la expectativa que el Gobierno Federal interviniera una vez más para evitar el alza del precio”. F. de la Isla, art. cit. p.57.

<sup>116</sup> Ello permite ilustrar lo establecido por Crozier y Friedberg, al decir que “la organización no puede existir en abstracto, es parte de una determinada sociedad que ha alcanzado un cierto grado de desarrollo técnico, económico y cultural caracterizado por una determinada estructura social y que lleva consigo ciertos valores a los que están ligados de una manera más particular sus miembros. M. Crozier y E. Friedberg, *op.cit.* pp.109- 110.

individualmente. Es decir, los resultados que obtendría un actor serían distintos a los de los demás; todo dependería de su conocimiento del mercado. En pocas palabras, obligaba a que los adquirentes asumieran los riesgos del mercado.

Las nuevas medidas permitían suponer un retroceso en la participación del Gobierno Federal en las políticas para la determinación del precio del gas; sin embargo, ello quedó frustrado por dos hechos importantes presentados durante 2005. El primer indicio de que el problema de precios no estaba resuelto se mostró en el primer semestre de ese año. Grupos de usuarios residenciales de la zona metropolitana de Monterrey se organizaron lo suficiente para demandar una reducción en el precio final del combustible. Ello desembocó en un esquema de apoyo ---cuyos recursos provendrían de la manipulación del precio máximo de ventas de primera mano--- en beneficio de los usuarios residenciales con menores consumos.

En mayo de 2005, el Ejecutivo emitió el “Decreto por el que se establece un precio máximo al gas natural que se suministra a los usuarios residenciales de bajos consumos y se otorga un estímulo fiscal”.<sup>117</sup> Bajo este esquema, se logró una reducción en la facturación de alrededor de 28% para los usuarios residenciales de menores consumos.<sup>118</sup> El monto del descuento sería variable, dependiendo de la zona geográfica en que se ubicaran los usuarios. Las zonas geográficas de distribución más beneficiadas fueron aquéllas en las que se presentaron incrementos sustanciales tales como: La Laguna (Durango), Mexicali (Baja California Norte), Piedras Negras (Coahuila) y Toluca (Estado de México), entre otros. Quedaron fuera del programa las siguientes zonas geográficas de distribución: Hermosillo (Sonora) y Querétaro

---

<sup>117</sup> El Decreto por el que se sujeta a precio máximo el gas natural que se suministre a los usuarios residenciales de bajos consumos y se otorga el estímulo fiscal que se indica y Los lineamientos para la aplicación del Decreto por el que se sujeta a precio máximo el gas natural que se suministre a los usuarios residenciales de bajos consumos y se otorga el estímulo fiscal que se indica se publicaron en el Diario Oficial de la Federación el 16 de mayo de 2005 y 30 de junio de 2005, respectivamente.

<sup>118</sup> El descuento máximo de 28% sería aplicable a aquellos usuarios que consuman hasta 47 metros cúbicos al mes, en promedio en los últimos doce meses. Para los usuarios cuyo consumo se encuentra entre 47 y 60 metros cúbicos, el apoyo sería escalonado.



(Querétaro).<sup>119</sup>

La medida aplicada por los distribuidores a sus usuarios residenciales repercutió en el precio máximo de ventas de primera mano. En el Decreto se estableció que el descuento otorgado sería reintegrado por Pemex mediante el otorgamiento de una nota de crédito aplicable contra las futuras adquisiciones de gas natural objeto de venta de primera mano. En caso de que los distribuidores importaran el combustible para proveer el servicio, el monto del descuento sería reembolsado mediante un estímulo fiscal contra el impuesto sobre la renta (ISR). No obstante, el subsidio no ha significado un cambio generalizado en la política de precios del gas natural.

El segundo factor que detonó una nueva crisis de precios y, con ello, la intervención de Estado se presentó a principios de septiembre de 2005. La presencia de factores climáticos adversos en las costas de Estados Unidos, específicamente el Huracán Katrina que afectó el estado de Luisiana, trajo consigo tres efectos importantes: daños en la capacidad de refinación de los Estados Unidos, incrementos en los precios de las gasolinas importadas y aumentos en los precios del gas natural. En lo que respecta a este último punto, el precio del gas natural se disparó en un lapso de cuatro días; es decir, el 29 de agosto el valor de la molécula fue de 9.20 dólares por millón de BTU y el 1 de septiembre alcanzó los 11.7 dólares por millón de BTU.

Nuevamente, las condiciones del mercado del gas han puesto en peligro el desarrollo de la industria nacional. Sólo por citar un ejemplo, de acuerdo con información periodística, la Cámara Nacional de la Industria de la Transformación reportó que si no se adoptan medidas

---

<sup>119</sup> El porcentaje de reducción se sujeta a un factor de ajuste específico para cada zona geográfica de distribución de gas natural: Hermosillo (Permiso G/014/DIS/97) y Querétaro (Permiso G/050/DIS/98) factor de ajuste: 0.0; Cananea (Permiso G/065/DIS/99) factor de ajuste 0.14; Puebla-Tlaxcala (G/082/DIS/00) factor de ajuste: 0.18; Guadalajara (Permiso G/089/DIS/00) 0.39; Valle Cuautitlán- Texcoco (Permiso G/042/DIS/98) factor de ajuste: 0.52; Ciudad Juárez (Permiso G/022/DIS/97) factor de ajuste: 0.43; Bajío (Permiso G/054/DIS/99) factor de ajuste: 0.62; Monterrey (Permiso G/019/DIS/97) factor de ajuste: 0.77; Río Pánuco (Permiso G/027/DIS/97) factor de ajuste: 0.79; Bajío Norte (Permiso G/081/DIS/00) factor de ajuste: 0.82; Distrito Federal (Permiso G/041/DIS/98) factor de ajuste: 0.97; Norte de Tamaulipas (Permiso G/032/DIS/98) factor de ajuste: 0.98, y Saltillo-Ramos Arizpe-Arteaga (Permiso G/015/DIS/97), Toluca (Permiso G/018/DIS/97), Chihuahua (Permiso G/013/DIS/97), La Laguna-Durango (Permiso G/063/DIS/99), Monterrey (Permiso G/033/DIS/98), Mexicali (Permiso G/002/DIS/96), Nuevo Laredo (Permiso G/021/DIS/97), Piedras Negras (Permiso G/011/DIS/97) factor de ajuste: 1.00.

urgentes es posible que se pierdan 50 mil empleos; asimismo se está considerando dejar de pagar impuestos, así como las cuotas obrero-patronales ante el Instituto Mexicano del Seguro Social.<sup>120</sup>

Un agravante es que la nueva crisis se ha presentado en un entorno de conclusión de sexenio.

Lo anterior ha puesto nuevamente en la mesa de discusión la conveniencia no sólo de aplicar cambios en las políticas para la determinación del precio, sino también la necesidad de realizar una reforma de fondo. El primer paso fue el anuncio del Ejecutivo en el que presentó un programa para hacer más eficiente el uso de los recursos energéticos. Además, se ha analizado la posibilidad de permitir la participación de la inversión privada en las actividades de exploración y extracción de gas natural.

En lo que respecta a la política para la determinación del precio del combustible, como solución de corto plazo, el 12 de septiembre de 2005, el Ejecutivo emitió el *Decreto por el que se sujeta a precio máximo el gas natural que venden Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios a los consumidores industriales y a los permisionarios de distribución y sus empresas filiales, que adquieran dicho energético para su venta en sus zonas geográficas de distribución*.<sup>121</sup> En términos simples, en tanto permanezca la situación de emergencia en el mercado de Estados Unidos, la medida obliga a Pemex y cualquier importador a vender el combustible a un precio controlado; por citar un ejemplo, para el mes de septiembre de 2005 fue 7.65 dólares por millón de BTU.

Las medidas antes descritas representan un paliativo a los altos precios, más no significa que las reglas del juego hayan cambiado definitivamente. Es probable que aquellos actores que no

---

<sup>120</sup> David Carrizales, “Difícil, materializar subsidios para los industriales”, *La Jornada*, 12 de septiembre de 2005, p. 27 y s.a., “Demandan al Gobierno Federal fijar precio del gas natural”, *Excelsior*, 25 de octubre, p. 9A.

<sup>121</sup> De acuerdo con lo establecido en el Decreto, el precio del gas se actualizará mensualmente tomando como referencia el precio de agosto (7.253 dólares por millón de BTU). El Decreto estará vigente hasta que se haya reestablecido la producción de gas natural de los Estados Unidos de América en la zona afectada por el huracán “Katrina”. Se considerará que la producción se ha reestablecido cuando, en dicha zona, se alcance por un periodo de 30 días un nivel promedio de producción diario equivalente a 8 mil millones de pies cúbicos, lo que representa aproximadamente el 80% de la producción estimada en condiciones de operación normales.

están de acuerdo con la política de precios que se aplica al gas natural continúen reelaborando sus estrategias, a fin de imponer su voluntad frente a las reglas acordadas.

## V. CONCLUSIONES

Las políticas para la determinación del precio máximo del gas son un tema complejo, ya que buscan conciliar objetivos múltiples y divergentes. Cada uno de los actores tiene su propia visión de lo que sería conveniente. Idealmente todos buscarían que el gas como insumo fuera barato, lo que permitiría hacer más competitiva a la industria y masificar su consumo entre la población; sin embargo, son pocas las esperanzas de que el precio sea similar al que se disponía cuando se realizó la reforma (promedio de dos dólares por millón de BTU).<sup>122</sup> En los dos últimos años, el precio de referencia que se utiliza en la metodología vigente ha oscilado en alrededor de 5.50 dólares por millón de BTU.<sup>123</sup> Por si fuera poco, el gas natural se disparó a niveles de 9 dólares por millón de BTU en las primeras semanas de septiembre de 2005 y no es factible que el precio disminuya considerablemente.<sup>124</sup>

Ante esta situación, es justificable la crítica que, con el mecanismo actual para determinar el costo de oportunidad del gas natural, la industria nacional paga un sobreprecio por ser México un país importador, lo cual le resta competitividad. Es probable que se obtengan mejores condiciones de precios a partir de 2007, con la instalación de nuevas unidades de regasificación

---

<sup>122</sup> “Todo parece indicar que en Norteamérica ya terminó la era de bajos precios del gas natural. Una vez agotada la oferta excedente de gas que por algunos años prevaleció en Estados Unidos, el precio del gas natural aumentó sensiblemente y su comportamiento se ha vuelto cada vez más volátil. Cuando una mercancía cuya oferta es inelástica en el corto plazo se produce al límite de su capacidad, cualquier fluctuación imprevista en el volumen demandado se traduce en fuertes fluctuaciones de precios”. A. Lajous, art. cit. p. 8.

<sup>123</sup> Estos niveles responden a que el mercado norteamericano ---del que México forma parte integral---, enfrenta dificultades para aumentar la oferta de gas disponible en la región, al grado que hoy la región es importadora neta. Durante los últimos años, México ha tenido que importar gas natural para complementar sus requerimientos. Solamente en 2003 se importaron 757 mmpcd.

<sup>124</sup> En mi opinión, ante el escenario de un año electoral era previsible la emisión de un paliativo, de aplicación general, para reducir los precios del combustible. El 23 de enero de 2006 se anunció la conclusión del subsidio vigente desde el 12 de septiembre de 2005 y la aplicación de un programa de coberturas con el apoyo de Pemex. Al respecto véanse notas del 24 de enero de 2006 de los periódicos: Reforma, primera plana; Milenio, p. 26; El Universal, p. 1B; El Economista primera plana y El Financiero, p. 16 y el comunicado de prensa publicado el 24 de enero de 2006 en la página electrónica de Pemex.

de GNL en Estados Unidos de Norteamérica y México.<sup>125</sup> En tanto ello sucede, los diversos actores presionarán para obtener una reducción de precios, aún cuando ello vaya en contra de la lógica de mercado establecida en el proyecto original y que los nuevos actores se interesaron en participar.

Hasta ahora las presiones de los diversos actores, principalmente usuarios industriales, han llevado a que la metodología para la determinación del precio máximo de ventas de primera mano no se aplique cabalmente. Ello muestra que no existen sistemas completamente regulados y que los diversos actores han influido para llegar a soluciones que difieren de lo originalmente planteado. Las medidas de apoyo han distorsionado la metodología originalmente propuesta; sin embargo, si se aplicara en el sentido estricto afectaría los intereses de muchos de los actores (v. gr. la competitividad de la industria).

Las políticas para la determinación de los precios no deben verse únicamente como consecuencia de un proceso de adaptación. La determinación de las políticas de precios es consistente con la apreciación de Crozier y Friedberg según la cual: “toda empresa colectiva [...] se basa en un mínimo de integración de los comportamientos de los individuos o de los actores sociales involucrados, cada uno de los cuales persigue objetivos divergentes, incluso contradictorios”.<sup>126</sup> Estas responden a una serie de juegos en los que participan los diferentes actores organizativos y cuyas reglas formales e informales delimitan estrategias racionales, que se adoptan si se quiere que su compromiso con la organización sirva para que sus expectativas personales, o por lo menos para que no les contraríe.<sup>127</sup>

La manera en que los diversos actores que participan en la industria reaccionan depende en gran medida de los objetivos y de su posición e intereses en el ajedrez organizacional. A veces los actores más débiles logran sacar provecho y ampliar su margen de acción, tal es el caso del

---

<sup>125</sup> En el 2003, el precio de referencia fue de 5.14 dólares por millón de Btu, en tanto que para 2004 y 2005 ha sido de 5.82 y 5.7 dólares por millón de Btu, respectivamente.

<sup>126</sup> M. Crozier y E. Friedberg, *op. cit.* p. 19.

<sup>127</sup> *Ibid.* p.94.

sector industrial o residencial, quienes mediante diversas presiones han logrado que se les otorguen esquemas de apoyo.

Existen contradicciones en cuanto al juego que desempeña el Gobierno Federal. Por una parte, se espera que Pemex actúe con criterios de empresa y se han establecido líneas de política vinculadas con el desarrollo de un mercado desarrollado, tales como: asegurar una oferta del combustible que sea suficiente, competitiva y oportuna; abrir nuevas oportunidades de inversión productiva y fomentar la competencia. Por otra, el Gobierno Federal ha intervenido en programas de apoyo como el otorgamiento de descuentos u otros esquemas de financiamiento a través de la paraestatal, las cuales afectan el cumplimiento de las líneas de política antes enunciadas.

Los efectos negativos de la intervención del Estado son diversos. En principio, se obliga a Pemex a aplicar medidas de apoyo que van más allá de las funciones que le corresponden. Adicionalmente, la participación de la paraestatal en los programas de apoyo envía señales equivocadas a los potenciales inversionistas. Los importadores podrían percibir que Pemex puede ofrecer condiciones más ventajosas a sus clientes de lo que ellos podrían hacerlo, con lo que se merma la competencia. Además, el apoyo del Gobierno Federal va en contra de los objetivos económicos de la paraestatal y afecta a otros sectores de la economía porque representan ingresos que se dejan de percibir. Aunque estos ingresos no están previstos en el *Presupuesto de Egresos de la Federación*, si lo están considerados en la proyección de cierre de finanzas públicas.

Finalmente, el otorgamiento de subsidios a los usuarios del gas natural podría provocar que otros sectores de la economía generen presiones para recibir subsidios por parte del gobierno. Otro riesgo, es que de ser permanentes, pudieran ser violatorios a los compromisos establecidos en el TLCAN y ser en el futuro insostenibles financieramente.

Idealmente, Pemex no debería ser utilizado como un mecanismo para enfrentar la crisis. Sin embargo, ello es resultado de que, hasta mediados de los noventa, el Estado mantuvo la propiedad de los recursos energéticos y de las empresas relacionadas con la industria del gas. En

efecto, éste era el único responsable de mejorar el desempeño del sector y de alentar el desarrollo de sus mercados a partir de estructuras monopólicas.

Desde un punto de vista social, otorgar descuentos en los precios del gas pudiera ser conveniente para el país, ya que incrementos excesivos en los precios del gas natural del año afectan la competitividad en la industria, la reactivación de la industria petroquímica y el desarrollo de proyectos privados de generación privados. Las medidas de apoyo evitan el cierre masivo de empresas y la pérdida de miles de fuentes de trabajo. En otras palabras, se subsanan los efectos negativos que, para la industria, representa el hecho de que sólo exista un proveedor de gas en México.<sup>128</sup> Si hubiera competencia en la industria del gas, el mercado podría autorregularse sin necesidad de simular condiciones de competencia. Ello no será posible, en tanto el Estado continúe considerando la producción de gas como un área estratégica. La intervención en la política de precios del gas es una de las consecuencias negativas de que exista un único productor de gas natural. Si hubiera competencia, probablemente los arreglos entre los distintos actores serían otros.

En cuanto a los usuarios industriales y distribuidores, a diez años de iniciada la reforma, éstos han aplicado diversas medidas de presión para obtener beneficios. En otras palabras, los grandes usuarios, a través de sus respectivas asociaciones y cámaras, hasta fechas recientes han presionado para que el Gobierno Federal, mediante Pemex, establezca mecanismos de apoyo.<sup>129</sup>

En tanto no se modifique la metodología, la práctica más adecuada sería que los adquirentes de gas se protejan a través de la utilización de instrumentos financieros, ---que

---

<sup>128</sup> En otros países, donde existen mercados más competitivos, hay oportunidades para que las empresas mantengan una política de coberturas o para que los clientes y proveedores suscriban contratos bilaterales de largo plazo, lo cual les ha permitido moderar el impacto negativo que resulta del incremento en los precios.

<sup>129</sup> En marzo de 2005 se reactivó nuevamente la discusión sobre los altos precios del gas natural, a fin de darle solución es previsible que el Gobierno Federal adopte alguna medida de apoyo en el corto plazo. Al respecto véanse: Ivette Saldaña, “Analizan nueva fórmula para gas natural”, *El Financiero*, 17 de marzo de 2005, p. 22, Esther Herrera, “Podría agravarse la crisis de gas natural”, *El Financiero*, 1 de abril de 2005, p. 11, Margarita Palma “Peligran empresas de gas natural”, *El Financiero*, 4 de abril de 2005, p. 31 y Esther Herrera, “Inviabile, un precio de gas referencial: Elizondo”, *El Financiero*, 4 de abril de 2005, p. 30,

pueden ser negociados libremente--- como es el caso de las coberturas. Al principio, en los primeros años de operación de la CRE se argumentó que los adquirentes de gas desconocían el funcionamiento de estos mecanismos, por lo que el regulador intervino para fomentar su utilización. Actualmente, la estrategia de los distribuidores es utilizarlas hasta que el regulador les autoriza trasladar el costo a los usuarios finales.

En lo que respecta a la CRE, la metodología para la determinación del precio máximo para las ventas de primera mano continuará siendo un tema fundamental. El apoyo que el regulador otorgue a las diversas propuestas dependerá del grado en que se vinculan con los mecanismos de mercado y los objetivos de regulación.<sup>130</sup> En este sentido, la aprobación de las diversas medidas que propongan los demás actores estará en función del grado en que se relacionen con mecanismos de mercado y con los objetivos de la regulación. En mi opinión, para el ente regulador, las soluciones de precios deberán ser tales que no generen desconfianza ante la comunidad inversionista, ya que esto llevaría al incumplimiento de los objetivos de inversión comprometidos y en el desinterés en futuros proyectos.<sup>131</sup>

En cuanto a Pemex y las políticas de precios, le conviene limitarse a ofrecer instrumentos de mercado atractivos de manera agregada a sus diversos clientes. Estos esquemas no son una concesión económica por parte del gobierno y se obtienen con los precios de mercado que se ofrecen internacionalmente. Tanto para el Gobierno Federal, como para la empresa paraestatal, son esquemas adecuados en el sentido que no representa una reducción de ingresos. Empero, para la CRE es más conveniente que se aplique la lógica del mercado, por lo que no es del todo favorable que Pemex intervenga directamente como proveedor de coberturas, dado que elimina la regulación. Ello se debe a que los instrumentos financieros no están regulados en su

---

<sup>130</sup> La CRE formalmente tiene por objeto: contribuir a salvaguardar la prestación de los servicios públicos, fomentar una sana competencia, proteger los intereses de los usuarios, propiciar una adecuada cobertura nacional y atender a la confiabilidad, estabilidad y seguridad en el suministro y la prestación de servicios. Artículo 2 último párrafo de la Ley de la CRE.

<sup>131</sup> De acuerdo con estimaciones de la CRE, se “requerirán al menos 2 mil millones de dólares anuales para financiar los programas de exploración, extracción y procesamiento necesarios para satisfacer la demanda”. CRE, *Informe quinquenal 1995-2000*, México, 2001, p. 15.

comercialización, dado que no son una actividad estratégica del Estado.

En mi opinión, hasta el momento se han obtenido algunos avances en cuanto a la posibilidad de que no sean criterios discrecionales definidos por el Ejecutivo o por Pemex los que determinen los precios del gas natural. Con algunos arreglos, la CRE ha logrado que el precio máximo de ventas de primera mano se calcule conforme a una metodología basada en el costo de oportunidad del combustible. Sin embargo, es previsible que en un año electoral aumenten las presiones de los diversos usuarios para obtener un arreglo que les favorezca.<sup>132</sup> En el mejor de sus escenarios, los particulares pretenderán eliminar las referencias de mercado para el cálculo del precio del combustible y que Pemex lo comercialice en condiciones subsidiadas.

El tema de precios ha evidenciado el poder de los usuarios para influir en la toma de decisiones, de tal manera que se han aplicado políticas que no son congruentes con los objetivos económicos propuestos en 1995. En este escenario, Pemex ha tenido que asumir las consecuencias de que el Gobierno Federal intervenga en la política de precios. En ocasiones, ha obtenido beneficios económicos, pero también le ha correspondido absorber sus costos.

En el siguiente capítulo, dedicado al transporte del gas natural, se analizará principalmente el juego que han desplegado Pemex y los nuevos actores, para apropiarse de los beneficios generados. En esta actividad, la reforma previó que todos los participantes se regirían

---

<sup>132</sup> Es interesante la reflexión que realizó Adrián Lajous sobre los subsidios que está otorgado el Gobierno Federal a través de Pemex. En un artículo en el que se evalúan los efectos de los huracanes Rita y Katrina para el sector de la energía en México, Lajous menciona lo siguiente: “El Gobierno Federal parece haber perdido el control de los subsidios implícitos que se están otorgando a través de los precios de los combustibles vendidos por Pemex. Esta empresa estatal ha sido obligada a absorber dichos subsidios a pesar de su crítica situación financiera. Todo parece indicar que en 2006 los subsidios aumentarán y las distorsiones fiscales y de precios tenderán a agudizarse. La Secretaría de Hacienda defendió el esquema de precios de combustibles basado en costos alternos de suministro, buscando guardar una cierta congruencia entre los precios productor y los precios al consumidor. Los recientes aumentos de precios, las presiones acumuladas ejercidas por particulares y partidos políticos, y la debilidad política del gobierno frente a intereses privados han desgastado dicho esquema, sin sustituirlo por uno alternativo”. A. Lajous, “Contingencias petroleras”, 8 de octubre de 2005, mimeo, p.6.



bajo las mismas reglas, lo cual se supuso sería condición suficiente para garantizar el desarrollo del mercado.

CAPÍTULO III.  
EL TRANSPORTE DE GAS NATURAL.  
EL AFIANZAMIENTO DEL PODER DE MERCADO DE PEMEX

I. ANTECEDENTES

La reforma de 1995 planteó que la actividad de transporte de gas natural tenía un potencial competitivo. El cambio estructural estuvo orientado a promover la expansión y el desarrollo eficiente de este combustible. De este modo, se introdujo una nueva organización industrial que buscaba fomentar la competencia a través de la participación de la inversión privada en las actividades de transporte.

Como parte de los compromisos del *Programa Nacional de Desarrollo 1995-2000* y del *Programa de Reestructuración del Sector de la Energía*, el Ejecutivo propuso atraer inversiones para ampliar las redes de ductos existentes con el propósito de aprovechar un combustible que, hasta ese momento, se consideraba abundante.

De manera formal, se establecieron los siguientes lineamientos y objetivos de política relativos a la actividad de transporte: a) liberalizar el mercado del gas natural, mediante la participación de los sectores social y privado en el transporte de gas, previo permiso en los términos de las disposiciones reglamentarias, técnicas y de regulación; b) mejorar la eficiencia operativa de Pemex para minimizar costos, y enfrentar la competencia, al mismo tiempo que se ofreciera un servicio adecuado a terceros; c) contar con una regulación con una clara intención promotora, y d) no sobre-regular o entorpecer el desarrollo de las actividades reguladas y la participación de los particulares en las mismas.<sup>133</sup>

En el nuevo esquema, se permitirían a la empresa paraestatal y a cualquier interesado --- previo permiso--- construir, operar y mantener sistemas de transporte. Ello implicaba que Pemex,

---

<sup>133</sup> CRE, “Diagnóstico transporte” en Consulta pública 2000, p.1.

a través de su empresa Pemex-Gas y Petroquímica Básica (PGPB), intervendría en esta actividad en las mismas condiciones que cualquier permisionario, bajo la regulación impuesta por la CRE.

En este capítulo, pretendo resaltar que aún cuando se establecieron las mismas reglas para todos los interesados, las condiciones de competencia entre Pemex y los demás participantes han sido desiguales. Lo anterior principalmente debido a tres razones provocadas por el papel de la paraestatal en el sector: a) se le permitió continuar operando y siendo propietaria del mayor sistema de transporte de gas natural en México (Sistema Nacional de Gasoductos); b) su participación en las actividades de comercialización y c) la persistencia de una fuente de poder ligada a una especialización funcional, lo que hace difícil y costoso reemplazar su experiencia.

Las razones antes mencionadas, han permitido que Pemex haya aplicado diversas medidas para bloquear la regulación y trate de imponer su poder de mercado. En particular, este comportamiento se ha hecho evidente en el nexo entre transporte y comercialización de gas. Hasta ahora, la paraestatal tiene suficiente margen de acción dado que no existe impedimento legal para que realice ambas actividades. En efecto, aunque el transporte se encuentra regulado, la actividad de comercialización no alcanza el ámbito de supervisión de la CRE, dado que es potencialmente competitiva. En términos simples, las reglas creadas para fomentar la competencia en el mercado han provisto de elementos a Pemex para limitar la participación de cualquier potencial competidor.<sup>134</sup>

El propósito de este capítulo será analizar las estrategias adoptadas por los inversionistas para incorporarse en la actividad de transporte en este marco, incluyendo sus avances y limitaciones. Para tal efecto, el análisis de este tema se integrara por dos secciones. En la primera, con el fin de conocer el contexto en el que se desenvuelven las relaciones entre los diversos participantes, se explicara brevemente las características generales de la actividad de transporte, la situación del mercado del transporte e identificaran las estrategias de los actores. En la segunda

---

<sup>134</sup> Las estructuras y reglas que rigen el funcionamiento de la industria crean y circunscriben zonas de organizativas de incertidumbre que Pemex ha tratado de controlar para utilizarlas en la consecución de sus propias estrategias y alrededor de las cuales se han creado relaciones de poder.

sección se analizara la vinculación entre transporte y comercialización. Este tema es relevante porque permitirá mostrar las estrategias que ha puesto en práctica Pemex para bloquear la regulación e imponer su poder de mercado.

## II. CARACTERÍSTICAS DE LA INDUSTRIA

La reforma de 1995 no consideró necesario quitar el control a Pemex de la única red de transporte de gas, quien era responsable de dar servicio a la Comisión Federal de Electricidad y a algunos clientes industriales. El sistema se calificaba como “estable y confiable”, dado que sus ramales de distribución llegaban a la mayoría de los centros industriales del país, donde existía un abasto adecuado de otros combustibles y no había sido apremiante el suministro de gas natural.<sup>135</sup> De hecho, se consideraba que la red se encontraba subutilizada debido al bajo consumo de gas natural en el país y a la falta de sistemas de distribución que llevaran el combustible a industrias, comercios y hogares.<sup>136</sup>

En el *Reglamento de Gas Natural* se le otorgaron facultades a la CRE para: a) otorgar permisos de transporte, b) vigilar que la prestación del servicio cumpliera ciertas normas técnicas y c) establecer una regulación económica sobre las tarifas que los transportistas cobran a sus usuarios.<sup>137</sup>

Los permisos que autorizaría la CRE serían de dos tipos: acceso abierto y usos propios. El primer tipo se concedería de dos maneras: a petición del interesado o la CRE a instancia del Gobierno Federal o de los gobiernos estatales, se convocaría a todos los interesados a un proceso

---

<sup>135</sup> “Estudio sobre la situación del gas natural en México” cit. por CRE, *Consultas públicas 2000*, *op.cit.*, p.7.

<sup>136</sup> El SNG conecta a las áreas de producción de la región del Golfo con las áreas metropolitanas de las ciudades de Guadalajara, México, Monterrey y otras ciudades del norte y centro del país, donde los sectores eléctrico e industrial son los principales demandantes.

<sup>137</sup> De acuerdo con lo establecido, las tarifas que se autoricen a los permisionarios deberán permitirles la generación de ingresos suficientes para cubrir los costos adecuados de operación y mantenimientos aplicables al servicio, los impuestos, la depreciación y una rentabilidad razonable.

de licitación pública.<sup>138</sup> Este último caso sería aplicable, por ejemplo, cuando la Comisión Federal de Electricidad requiere el suministro de gas a alguna de sus plantas de generación eléctrica.

El acceso abierto en los permisos a solicitud de parte significa que los permisionarios están obligados a permitir la entrada a su sistema a todos los usuarios solventes económicamente que lo requieran. La condición de acceso abierto está condicionada a que la capacidad del sistema y los compromisos de transporte a largo plazo lo permitan.

Bajo estas reglas, es factible que los permisionarios de acceso abierto den servicio principalmente a permisionarios de distribución que, a su vez, se encargan de entregar el gas natural a otros clientes más pequeños y a los grandes usuarios que adquieren directamente el combustible para su consumo.

La segunda modalidad se denominó “permiso de transporte de usos propios” e implicaba recibir una autorización para llevar el combustible a través de ramales de interconexión que construyen los grandes industriales con los ductos de algún transportista. Este tipo de permisos ha permitido a los grandes usuarios no utilizar los servicios de los distribuidores y llevar el combustible directamente a sus instalaciones.

Todos los permisos tienen una vigencia de treinta años renovables.<sup>139</sup> Asimismo, está prohibido que el titular de un permisos de transporte detente un permiso de distribución. Es posible obviar la regla anterior, en el caso de que la infraestructura de transporte sea necesaria para desarrollar la infraestructura de distribución, previa autorización expresa de la CRE.

#### *a) Situación del mercado de transporte*

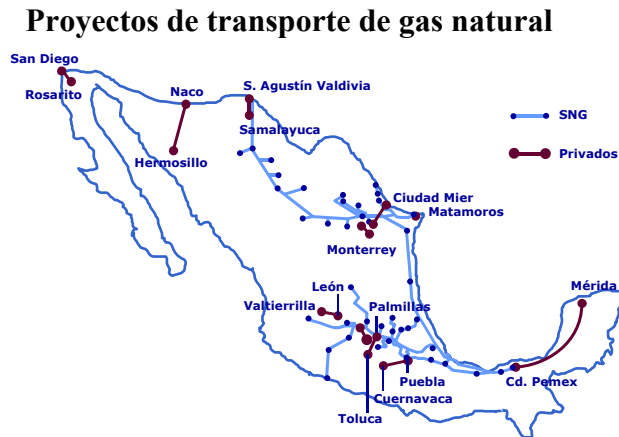
De acuerdo con datos de la CRE, hasta concluir 2004 se habían otorgado un total de 124 permisos de transporte, lo que representaba una red de gasoductos de 12,023 kilómetros. Del total

---

<sup>138</sup> Véase el artículo 24 del Reglamento de Gas Natural. México, “Reglamento de gas natural” Secretaría de Energía, Diario Oficial de la Federación, 8 de noviembre de 1995.

<sup>139</sup> Al respecto véase artículo 19 del “Reglamento de Gas Natural”. Cabe mencionar que esta vigencia es aplicable a todas las modalidades de permisos nuevos en materia de gas natural otorgados por la CRE.

de los permisos, 19 permisos eran de acceso abierto, con una longitud de 11,316 kilómetros,<sup>140</sup> en tanto que los 105 permisos restantes eran de usos propios e integraron una red de 707 kilómetros.



Fuente: Comisión Reguladora de Energía, “North American Energy Regulation Perspectives: Mexico’s Experience”, presentación Miami, Florida, 8 de marzo de 2002, p.10.

#### *b) Participantes en transporte*

A efectos de abundar sobre las estrategias de los diversos participantes en el segmento de transporte es preciso identificarlos y conocer sus motivaciones. Los interesados pueden dividirse en tres grupos. En principio, aquellos que están a favor de desarrollar el mercado, dar acceso a la inversión privada y ampliar las redes de transporte. Dentro de este grupo pueden mencionarse: la Secretaría de Energía y la CRE. En segundo lugar, los inversionistas viejos y nuevos, entre los que se incluyen Pemex y empresas transnacionales dedicadas al sector energético como son: Sempra, Shell, Gaz de France, etcétera. Por último, los usuarios, que básicamente son industriales y permisionarios de distribución de gas natural.

#### **i) Promotores de la inversión en transporte**

La Secretaría de Energía y la CRE coincidieron en que la actividad de transporte era factible y deseable, por lo que era conveniente fomentar la incorporación de nuevos actores. A la primera corresponde ejercer los derechos de la Nación en materia energética y la conducción de la política energética nacional. En particular, respecto a la participación de inversionistas

---

<sup>140</sup> Véase Anexo 1.

privados, la Secretaría de Energía debe:

*Brindar seguridad jurídica a las inversiones del sector privado a través de una clara definición de sus derechos de propiedad y la garantía de la aplicación de reglas iguales para todos los participantes, y promover la apertura al sector privado en las áreas donde sea técnicamente posible y deseable en términos de mayor eficiencia económica y liberación de recursos públicos.<sup>141</sup>*

En tanto que la CRE es la ejecutora de las líneas de política establecidas por el Ejecutivo Federal. De acuerdo con su propia Ley, la CRE debe: salvaguardar la prestación de los servicios, fomentar una sana competencia, proteger los intereses de los usuarios, propiciar una adecuada cobertura nacional, así como atender la confiabilidad, estabilidad y seguridad en el suministro y prestación de los servicios.

## **ii) Inversionistas de la industria**

El principal transportista de acceso abierto es Pemex, quien controla casi 80% del total de las redes. La paraestatal cuenta con dos sistemas: el Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) y el Sistema Naco-Hermosillo. El permiso de transporte del Sistema Nacional de Gasoductos fue otorgado por la CRE en junio de 1999.<sup>142</sup> Cuando se otorgó el permiso, este sistema tenía una longitud de 8,704 kilómetros de ductos interconectados, los cuales atraviesan 18 entidades federativas del territorio nacional.<sup>143</sup> El proceso de otorgamiento del permiso del Sistema Nacional de Gasoductos implicó un proceso de negociación de dos años, en el que el regulador

---

<sup>141</sup> Secretaría de Energía, El sector de la energía, *op. cit* , p. 4.

<sup>142</sup> El permiso establece las condiciones y los mecanismos que deberán aplicarse en la operación, mantenimiento y seguridad del sistema, que está dividido en 13 sectores, para lo cual Pemex invertirá 436.5 millones de dólares a partir de 1999. Asimismo, la CRE aprobó las *Condiciones Generales para la Prestación del Servicio de Transporte para el SNG*, (las *Condiciones Generales*) que consideran los términos a que se sujetarán el acceso abierto al sistema, la descripción de diversas modalidades de servicio, las tarifas de transporte, los derechos y obligaciones del prestador del servicio y los demás aspectos operativos, comerciales y jurídicos que normarán la relación entre los usuarios y PGPB. El permiso se otorgó el 2 de junio de 1999 (permiso G/061/TRA/99).

<sup>143</sup> El SNG recorre 18 estados de la República Mexicana. Inicia en Chiapas y pasa por Veracruz y Tabasco hasta Tamaulipas con líneas de 24, 36 y 48 pulgadas de diámetro; posteriormente continúa por los estados de Nuevo León, Coahuila, Durango y Chihuahua, con líneas de 24 y 36 pulgadas de diámetro. Existen tres líneas importantes de 18, 24 y 36 pulgadas que recorren el centro del país pasando por Veracruz, Puebla, Tlaxcala, Hidalgo, México, Querétaro, Guanajuato, San Luis Potosí, Michoacán y Jalisco.

buscó ceñir a la paraestatal a la nueva regulación. La intención fue cuidar que el permiso estableciera un equilibrio entre derechos y obligaciones para Pemex y sus clientes, a fin de evitar que la paraestatal discriminara indebidamente a los usuarios. Además, los servicios de transporte y de suministro que prestaría la paraestatal debían “[...] observar la diferenciación y transparencia que exigen las leyes y disposiciones regulatorias vigentes”.<sup>144</sup>

Por su parte, el Sistema Naco-Hermosillo es una red de ductos independiente del Sistema Nacional de Gasoductos, la cual interconecta el estado de Sonora con la frontera de Estados Unidos. Este sistema abarca una red de gasoductos de 339 kilómetros, con una capacidad de 110 mil millones de pies cúbicos diarios.

En cuanto a los nuevos transportistas, principalmente son compañías internacionales, dado que existen barreras a la entrada por los altos costos fijos. En otras palabras, los elevados requerimientos de capital limitan la participación de empresas nacionales, debido a que éstas no tienen suficiente capacidad financiera para realizar estas inversiones.

Es pertinente mencionar que no es factible que la participación accionaria en un proyecto de construcción de ductos sea totalmente extranjera. La *Ley de Inversión Extranjera*<sup>145</sup> limita a 49 por ciento la participación de extranjeros en las compañías que lleven a cabo esta actividad. Sin embargo, este porcentaje puede ser mayor, previa autorización de la Comisión de Inversiones Extranjeras. Asimismo, la adquisición del dominio y de otros derechos sobre bienes inmuebles en las franjas fronterizas y las costas debe realizarse a través de una sociedad mexicana o de un fideicomiso.

En términos generales, los inversionistas interesados en incorporarse al segmento de transporte han mencionado los siguientes objetivos para el sector:

---

<sup>144</sup> CRE, “Determina la CRE nuevas reglas a Pemex para transportar gas natural”, Boletín de prensa, 7 de junio de 1999, <http://www.cre.gob.mx/boletines/1999/11-070699-tra-pgpb.pdf>

<sup>145</sup> Secretaría de Gobernación, “Ley de inversión extranjera” México, 15 de diciembre de 1993, (DOF), última reforma 4 de junio de 2001.



- Promover la competencia en las redes de transporte de Pemex, para darle mayor eficiencia al mercado interno;
- Fomentar nuevas inversiones, a fin de darle mayor agilidad al mercado interno, y
- Complementar la red de transporte existente, extendiéndola a regiones con baja cobertura, principalmente a través de nuevas ramificaciones y sistemas de interconexión con Estados Unidos y México.<sup>146</sup>

Hasta el momento, son pocos los permisionarios privados que cuentan con una participación relevante en el mercado. Actualmente, nueve empresas concentran casi 55% de la infraestructura de permisos de usos propios, los cuales están ubicados en los estados del norte del país: Sonora, Durango, Coahuila, Baja California, Nuevo León y Tamaulipas.<sup>147</sup>

Actualmente, el proyecto de acceso abierto más importante para servicio público construido por el sector privado es el proyecto de Energía Mayakán, propiedad de Gaz de France International y Mexique Investissements (67.5%), Merida Pipeline Company (32.5%) y Servicios Mayakan (0.01%).<sup>148</sup> Este gasoducto tiene una longitud de 710 kilómetros y se origina en el complejo petroquímico de Ciudad Pemex, Tabasco, y lleva gas a diversos puntos de entrega situados en la península de Yucatán, incluyendo centrales de generación de la Comisión Federal de Electricidad ubicadas en Campeche y Yucatán.

### **iii) Usuarios**

Los usuarios de los servicios de los permisionarios de transporte son los industriales y permisionarios de distribución de gas natural, que a su vez, entregan el gas a los usuarios pequeños (residenciales y comerciales). La principal preocupación de los usuarios es que el

---

<sup>146</sup> CRE, Consultas públicas 2000, p.1.

<sup>147</sup> Véase Anexo 2.

<sup>148</sup> Este proyecto originalmente fue otorgado a una sociedad integrada por la empresa canadiense TransCanada Pipelines Ltd, la compañía mexicana Grupo Gusta e Intergen de Estados Unidos. El proyecto se realizó con una inversión inicial de 267 millones de dólares, de los cuales el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) prestó 225 millones. Al respecto véase, IDB, “IDB Approves \$225 Million for Energia Mayakan Gas Pipeline Company. Private sector project is first open access gas pipeline in Mexico”, Boletín de prensa, 24 de septiembre de 1997, [DE: <http://www.iadb.org/exr/PRENSA/1997/cp21797e.html>]

transportista les garantice el suministro en las mejores condiciones de calidad y precio.

Los usuarios industriales están organizados en alrededor de veinte cámaras o asociaciones empresariales, entre éstas: la Confederación de Cámaras Industriales (Concamin), la Cámara Nacional de la Industria de la Transformación (Canacintra) y la Cámara de la Industria de Transformación de Nuevo León (Caintra Nuevo León) Asimismo, los distribuidores de gas natural están integrados en la Asociación Mexicana de Gas Natural (AMGN).

La Comisión Federal de Electricidad participa como usuario de los servicios de los permisionarios de acceso abierto y como transportista. El primer aspecto prevalece por mucho sobre el segundo.<sup>149</sup> En su papel de permisionario, la Comisión Federal de Electricidad únicamente cuenta con ocho permisos de transporte de usos propios que suman una longitud de 23 kilómetros.

### *c) Las estrategias de los actores*

Como se mencionó anteriormente, los objetivos de los nuevos transportistas van en contra de los intereses de la paraestatal. A Pemex le interesa maximizar sus rentas en cualquier ámbito de acción a su alcance. Este comportamiento de la paraestatal no es irracional, dado que la evaluación de su gestión, que realiza la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), está sujeta a criterios de rentabilidad financiera.<sup>150</sup>

En consecuencia, Pemex ha manejado una doble estrategia en materia de transporte. Ante diversas comunidades de inversionistas se ha pronunciado por un esquema de apertura. En presentaciones del Director General de Pemex, se ha hecho énfasis en los ámbitos en que los

---

<sup>149</sup> Véase Anexo 3.

<sup>150</sup> En la evaluación de la gestión de las entidades deberá tomarse en consideración de manera preponderante el grado de cumplimiento de los propósitos para los que fueron creadas, distinguiendo, en los términos de este artículo, las entidades del servicio institucional, de las empresas públicas. Sin perjuicio de lo anterior, los parámetros que se establezcan para verificar, medir y evaluar el desempeño de las entidades, deberá considerar el grado de eficacia, eficiencia y productividad con el que hayan alcanzado sus metas y objetivos.

Para los efectos de este artículo [31 del Reglamento de la Ley Federal de Entidades Paraestatales], se entenderá por:

[...]

II. Empresas públicas, a las que en virtud del tipo de bienes o servicios que producen, tienen objetivos preponderantemente económicos y que en consecuencia se sujetarán a criterios de rentabilidad financiera”.

privados pueden participar.<sup>151</sup> Sin embargo, en la práctica, la paraestatal ha aplicado diversas prácticas orientadas a limitar una participación efectiva de los particulares. Este último punto, lo analizaré más adelante en la relación transporte-comercialización.

La situación antes mencionada no era desconocida por los potenciales transportistas, quienes conocían sus restricciones y desigualdades frente a Pemex. Durante el proceso de consultas públicas para elaborar el *Reglamento de Gas Natural*, muchos de los inversionistas expresaron preocupaciones respecto a la participación de la paraestatal en el segmento de transporte.<sup>152</sup> Es de mencionarse que, hasta el momento, sólo dos de los grandes transportistas que participaron en el citado proceso han solicitado un permiso de transporte a la CRE.<sup>153</sup>

A efecto de ganar espacios en el segmento de transporte, y conscientes de su limitado margen de maniobra, los nuevos actores han aplicado frente a Pemex, más que una estrategia de confrontación, una estrategia cooperativa. En otras palabras, conscientes que el monopolio estatal tiene suficiente poder de mercado para favorecer a alguno de los agentes interesados en llevar a cabo inversiones en ésta y otras áreas del sector energético, han optado por aliarse con Pemex en proyectos específicos.

Un ejemplo de coinversión es el del permiso otorgado a la empresa *Gasoductos Chihuahua*, del cual Pemex ---a través de Pemex Gas y Petroquímica Básica --- es dueña de 50% de las acciones; el resto son propiedad de las empresas estadounidenses El Paso Natural Gas Company (40%) y El Paso Energy International Company (10%). Este proyecto tiene una

---

<sup>151</sup> Al respecto véase Pemex, “Reforma estructural de la industria petrolera”, Conferencia de prensa del Director General, Ing. Raúl Muñoz Leos, 28 de junio de 2001 y Pemex, “La Estrategia del Gas en Pemex Conferencia Oficial Internacional: "El Sector del Gas en México", 20 de junio de 2002, [www.pemex.com](http://www.pemex.com)

<sup>152</sup> Por ejemplo se dijo que la presencia de Pemex es cercana a un monopolio entre transportista y proveedor lo cual podía limitar la efectividad del acceso abierto para estimular la competencia. Amoco Oil, “*Amoco's Comments on the Proposed Regulation of Natural Gas in Mexico*”, en Consultas públicas 2000 s/p.

<sup>153</sup> Durante el proceso de consultas públicas del Reglamento, además de Pemex, algunos de los transportistas que participaron fueron: Tejas Gas, Panhandle Eastern, TransCanada Pipeline, Nova Corporation y British Gas. Este proceso de discusión fue congruente con la opinión de Crozier y Friedberg quienes consideraron que las estructuras y las reglas son productos de fuerza y regateos anteriores entre los actores. M. Crozier y E. Friedberg, *op.cit.* p. 88.

longitud de 30 kilómetros y fue otorgado en 1997.<sup>154</sup> Un proyecto con un esquema similar es el de *Gasoductos de Tamaulipas*, en el cual *Gasoductos de Chihuahua* posee 99.9% de las acciones.<sup>155</sup>

Las asociaciones con Pemex no necesariamente son la mejor salida, ni reflejan el interés de la industria. La incertidumbre sobre la disponibilidad de gas natural que genera el poder de mercado de la paraestatal envía señales contradictorias a los inversionistas. Los potenciales competidores de Pemex no pueden conocer de antemano si su gas tendrá acceso al Sistema Nacional de Gasoductos en los mismos términos y condiciones que el gas perteneciente a la paraestatal, o si la unidad de comercialización de Pemex se beneficiará de la información disponible para sí (pero no para otros) de la unidad de transporte.

Finalmente, debe mencionarse que, no sólo Pemex ha pretendido ejercer las reglas organizativas como fuente de poder en este segmento, sino también los transportistas que cuentan con un permiso de transporte para usos propios. Estos últimos han intentado aprovechar los vacíos en el marco regulador para beneficiarse más allá de lo permitido.<sup>156</sup> En otras palabras, algunos permisionarios han ejercido competencia desleal al aprovechar que los permisos de transporte son de acceso abierto para vender sus servicios como distribuidores, cuando se esperaba que el servicio sólo fuera utilizado para sus propios negocios. Con esta práctica, los transportistas de usos propios han eliminado las restricciones que establece la regulación y suministran gas directamente a los usuarios de los distribuidores.<sup>157</sup>

---

<sup>154</sup> El permiso de transporte (G/016/TRA/9704/07/97) autoriza la construcción, operación y mantenimiento de un ducto de 24 pulgadas de diámetro, que tendrá como punto de partida el cruce del Río Bravo, ubicado en la localidad de San Isidro, Chihuahua y terminará en la localidad de Samalayuca, Chihuahua. El sistema tiene una longitud de 30 km., capacidad de 6.2 millones de metros cúbicos diarios y se invirtieron 18.2 millones de dólares. El sistema se abastecerá de gas importado proveniente de las fuentes de *El Paso Natural Gas Company*, en las cuencas de *Permian, Andarko y San Juan*. Comisión Reguladora de Energía, Boletín de prensa, 23 de julio de 1997.

<sup>155</sup> El 12 de septiembre de 2002, la CRE otorgó el permiso G/128/TRA/02.

<sup>156</sup> “[...] las reglas están destinadas a suprimir las fuentes de incertidumbre, pero la paradoja reside en que no sólo no las eliminan completamente sino que crean otras que pueden ser inmediatamente aprovechadas por aquellos a los que éstas tienden a constreñir y que están consideradas como reguladoras del comportamiento”. M. Crozier y E. Friedberg, *op.cit.*, p.74.

<sup>157</sup> Para atender este problema, la CRE propuso reformar y adicionar diversas disposiciones al Reglamento de Gas Natural con objeto de ordenar el establecimiento de sociedades de autoabastecimiento de gas natural, especialmente dentro de zonas geográficas de distribución a fin de no restar viabilidad económica a

Las condiciones del mercado y las estrategias antes mencionadas no son el único problema. Como antes mencioné, Pemex ha aplicado prácticas que afectan claramente la competencia. La posibilidad de operar conjuntamente el monopolio legal en la producción y venta de gas natural por mandato constitucional y el monopolio natural en el Sistema Nacional de Gasoductos, le han concedido a la empresa paraestatal un gran poder de mercado y una posición privilegiada en la comercialización. Es decir, cuenta con las condiciones óptimas para garantizar el acceso a la oferta de gas natural y al sistema de transporte.<sup>158</sup> A efecto de abundar sobre este punto, a continuación se analizará el vínculo entre las actividades de transporte y la comercialización de gas natural.

### III. TRANSPORTE Y COMERCIALIZACIÓN

La comercialización en la industria del gas implica comprar y vender gas por cuenta de terceros, así como ofrecer servicios de valor agregado a sus clientes. La comercialización permite agregar las necesidades de diversos participantes ----en cuanto a oferta y demanda--- y relacionarlas mediante contratos apropiados. De esta manera, reducen los costos de transacción, lo que se refleja en menores precios.<sup>159</sup>

---

los proyectos en esta última actividad. Al respecto véase el “Proyecto de manifestación de impacto regulatorio del decreto por el que se derogan, reforman y adicionan diversas disposiciones del Reglamento de Gas Natural”. Uno de los varios proyectos en los que se consideran las modificaciones antes señaladas puede consultarse en la siguiente página electrónica: [http://www.energia.com/news\\_articles/news199.pdf](http://www.energia.com/news_articles/news199.pdf)

<sup>158</sup> Un monopolio es aquella empresa que actúa como único vendedor de un mercado. El tipo más común de monopolio es el natural, éste se justifica porque su función de producción está definida por costos de producción decrecientes, es decir que cada unidad que se produce es más barata que la anterior, con lo cual se alcanzan economías a escala. El segmento de transporte de gas por medio de ductos es un monopolio natural, debido a que participar en industria requiere elevados costos fijos, considerando la instalación y el mantenimiento de los ductos. Asimismo, los costos de proveer unidades adicionales de gas son muy bajos (costos decrecientes), ya que una vez que el ducto inicia operaciones cuesta muy poco transportar el gas dentro del gasoducto. En otras palabras, dada la condición de monopolio natural es más conveniente que existe un sólo proveedor del servicio. Es decir, no conviene establecer ductos paralelos para la misma ruta. Al respecto, véase H. Varian, *Intermediate Microeconomics*, New York, Norton, p. 410.

<sup>159</sup> En mercados desarrollados, en particular en Estados Unidos y Canadá, la existencia de una amplia gama de oferentes y productores posibilita realizar las compras de gas natural a través de contratos de largo plazo en que el precio se negocia de manera bilateral, y que se complementan con el mercado *spot*. Ello permite a los usuarios adquirir el combustible bajo contratos *ad hoc* de acuerdo con sus necesidades particulares. Asimismo, en dichos países se cuenta con diversos recursos de infraestructura (amplias redes de transporte

La comercialización es una actividad potencialmente competitiva y sin barreras de entrada o salida. En otras palabras, no es necesario obtener permisos o realizar trámites complejos para invertir; no son necesarias inversiones en maquinaria, equipo o mobiliaria, ni es una actividad intensiva en capital o mano de obra.

Tomando en cuenta lo anterior, el marco legal no incluyó ninguna previsión para regular esta actividad, en éste no se especificó el concepto mismo de comercialización ni se establecieron condiciones mínimas para realizarla. Únicamente se consideraron aspectos relativos a la desagregación de servicios,<sup>160</sup> la obligación de brindar acceso abierto a los ductos de transporte y distribución a terceros, la prohibición de subsidios cruzados y los requisitos de información sobre las actividades realizadas.

Con las medidas antes señaladas, se esperaba que los comercializadores adquirieran los servicios bajo condiciones reguladas y los ofrecieran a los interesados de forma más flexible o combinados con otros servicios. Se pretendía que los usuarios del gas hicieran uso de los servicios de comercializadores cuando representaran mejores condiciones en precio, menores riesgos o agilizaran sus operaciones.

En los primeros años que siguieron a la reforma, algunas empresas de comercialización tuvieron la intención de participar en el mercado. Estas pretendían brindar a sus clientes diversos servicios físicos y financieros que favorecieran las condiciones de compra del gas natural.<sup>161</sup> Sin embargo, poco tiempo después, estas empresas se retiraron del mercado ante la imposibilidad de competir con Pemex.

Actualmente, Pemex --- a través de la Subdirección de Gas Natural de Pemex Gas y Petroquímica Básica --- ofrece “servicios comerciales” que permiten la venta del combustible

---

y acceso a instalaciones de almacenamiento) y un mercado desarrollado de coberturas financieras para atenuar la volatilidad de los precios del gas natural.

<sup>160</sup> Las bases para la desagregación o separación de servicios son relevantes puesto que permiten a los usuarios conocer con precisión, el valor de cada servicio de manera independiente y, de ser conveniente, adquirirlos por separado. En términos prácticos, permiten que los usuarios adquieran por separado cada uno de los servicios relacionados con el suministro de gas natural (ventas de primera mano, transporte y distribución) o de forma agregada mediante un comercializador.

<sup>161</sup> Un ejemplo fue eMEX que es una “*joint venture*” entre Gaz de France y TXU Energy Services.

junto con el transporte y, en su caso, la distribución, o el suministro de gas natural combinado con servicios de valor agregado como son: precio fijo, la agregación de picos de consumo de diferentes usuarios o el servicio bajo tarifas volumétricas.<sup>162</sup> Al agregar servicios no regulados a los regulados, estos ya no son supervisados por la CRE.

En su momento, las autoridades no consideraron necesario incluir en la regulación una disposición que prohibiera o limitara la participación de Pemex en las actividades de comercialización. Esta medida hubiera implicado que la empresa paraestatal perdiera flexibilidad comercial y capacidad de respuesta en cualquier negociación, especialmente en operaciones que involucran contratos complejos.

Adicionalmente, se tenía previsto que los comercializadores tuvieran como alternativa la posibilidad de importar gas para competir con Pemex. Previo a la reforma no existían las condiciones económicas para que la iniciativa privada compitiera con la paraestatal en la comercialización del gas natural, debido a que la paraestatal era el único agente que se encontraba exento del pago del arancel de importación de combustible.

En agosto de 1999, como parte de los compromisos del TLCAN se eliminó el arancel por concepto de importación de gas natural proveniente de Estados Unidos o Canadá. No obstante, aún con la eliminación del arancel, Pemex ha mantenido suficiente capacidad para ofrecer mejores condiciones a sus clientes. Sobre este particular, la CRE ha encontrado que numerosos usuarios obtienen mejores tarifas de la paraestatal que de los demás transportistas. No obstante, el regulador no cuenta con información relevante por parte de las empresas que le hubieran podido servir para solicitar a Pemex un trato no discriminatorio.<sup>163</sup>

Con las medidas aplicadas al marco legal mencionadas, se esperaba que las importaciones se desarrollaran como fuente de competencia para el mercado nacional. Se preveía que las

---

<sup>162</sup> El detalle de los servicios ofrecidos por Pemex puede consultarse en la página electrónica de Pemex-Gas y Petroquímica Básica. Véase sección “Mecanismo contractual hasta la transición”, <http://www.gas.pemex.com>

<sup>163</sup> La CRE realizó este comentario en el diagnóstico de la actividad de transporte resultado del proceso de consultas públicas para el reordenamiento de la industria realizado en el año 2000.

importaciones se realizarían a través de los ductos de Pemex, o bien mediante la creación de nueva infraestructura que vinculara los mercados estadounidense y canadiense con México. Sin embargo, como parte de sus estrategias, la paraestatal ha buscado fortalecer su monopolio *de facto* sobre las importaciones, impidiendo con ello el surgimiento de otras alternativas de suministro.

Una ventaja de Pemex, frente a cualquier transportista nuevo, es su capacidad para controlar las importaciones de gas en la frontera norte. Actualmente existen dieciséis interconexiones en la frontera norte. Pemex tiene el control de seis interconexiones: cuatro puntos se interconectan través del Sistema Nacional de Gasoductos en Reynosa y Argüelles (ambos en el estado de Tamaulipas) y uno en Ciudad Juárez (Chihuahua). La sexta interconexión vincula al Sistema Naco-Hermosillo en Naco, Sonora con el estado de Arizona en Estados Unidos de Norteamérica.

Las interconexiones privadas operan regularmente bajo esquemas de contratación de capacidad. Por lo general están atadas a proyectos específicos, tales como distribución de gas natural, generación eléctrica y, más recientemente, gas natural licuado. Estos ductos privados no se encuentran conectados al Sistema Nacional de Gasoductos, por lo que no representan competencia para la empresa paraestatal. Adicionalmente, no es factible el acceso de gas importado por terceros al Sistema Nacional de Gasoductos, dado que Pemex mantiene saturada la capacidad de los ductos de importación en la frontera.

Interconexiones entre México y Estados Unidos

<b>Interconexión</b>	<b>Ubicación</b>	<b>Capacidad (mmpcd)</b>
Noroeste		
San Diego- Rosarito	Baja California	300
Los Algodones - Tijuana	Baja California	500
Mexicali	Baja California	29
Naco - Hermosillo	Sonora	130
Nacozeni de Garcia	Sonora	85
Agua Prieta	Sonora	173
Noreste		
Ciudad Juarez	Chihuahua	80
San Agustin Valdivia -	Chihuahua	312



<b>Interconexión</b>	<b>Ubicación</b>	<b>Capacidad (mmpcd)</b>
Samalayuca		
Piedras Negras	Coahuila	38
Ciudad Mier	Nuevo Leon	425
Monterrey Kinder Morgan (Arguelles)	Reynosa	300
Gulf Terra	Reynosa	200
Rio Bravo	Reynosa	330
Tennessee	Reynosa	235
Tetco	Reynosa	250
<b>Total</b>		<b>3,387</b>

Fuente: Sener cit. por Grupo de Trabajo de Energía para América del Norte, Visión del mercado de gas natural en América, México, 2005, p. 53, [www.sener.gob.mx](http://www.sener.gob.mx)

Para la CRE sería deseable ampliar los puntos de interconexión con el propósito de multiplicar las fuentes de suministro del combustible. Sin embargo, es poco factible que un mayor número de empresas privadas incursione en este sector en tanto el principal desarrollador de este tipo de proyectos continúe siendo Pemex.

La estrategia cooperativa entre Pemex y los nuevos inversionistas ha permitido realizar proyectos que han beneficiado principalmente al primero, aunque los segundos también han obtenido algunas ventajas. La empresa paraestatal ha asegurado su condición monopólica en el transporte mediante coinversiones con competidores potenciales en la comercialización, quienes realizan buena parte de las inversiones. Por su lado, los inversionistas han podido incursionar en el segmento de transporte, eliminar las posibles restricciones en materia accionaria en caso de ser una empresa extranjera, y adquirir parte de la especialización funcional de Pemex en la industria.

Las estrategias de Pemex han afectado a aquellos inversionistas que no están dispuestos a establecer alianzas y a los usuarios finales. La ausencia de competencia ha impedido al usuario final contar con mejores servicios y precios más competitivos. Al respecto, los usuarios han expresado a la CRE su descontento respecto a las actividades de Pemex en el segmento de transporte y han cuestionado la capacidad de la regulación para evitar que la paraestatal incurra en actos discriminatorios contra aquellos clientes que prefieren adquirir el gas y contratar el transporte de manera desagregada. Por ejemplo, durante el proceso de consultas públicas para identificar los problemas que aquejaban a la industria realizado en el 2000, el ente regulador

mencionaba lo siguiente:

*[...] los comentarios destacan la incertidumbre existente respecto al acceso de terceros en los ductos de Pemex y la insuficiente infraestructura y capacidad disponible de interconexión en frontera como factores fundamentales que limitan el adecuado desarrollo de las actividades de transporte de gas natural por parte del sector privado. Del mismo modo se manifiesta la percepción de que el marco regulatorio actual en materia de transporte es rígido y suprime la eficiencia y competitividad de la industria del gas natural en México.*<sup>164</sup>

En esa ocasión, como parte de las propuestas de los industriales para integrarse al segmento de transporte en mejores condiciones, se mencionó la posibilidad de desincorporar algunos ductos no estratégicos. En opinión de la CRE, esta decisión parecía razonable, puesto que le pudiera permitir a Pemex concentrar sus esfuerzos y sus recursos en desarrollar actividades estratégicas reservadas al Estado, tales como la producción y procesamiento de gas natural. No obstante, esta medida se quedó en propuesta, ya que su implementación resultaba compleja. Una decisión de esta naturaleza hubiera requerido de la aprobación previa por parte de la Secretaría de Energía, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público y del Consejo de Administración de Pemex, así como de cambios al permiso de transporte para el Sistema Nacional de Gasoductos.<sup>165</sup>

Como puede observarse, el comportamiento de Pemex ha tenido aspectos ofensivos y defensivos. Es ofensivo porque ha buscado eliminar a sus competidores limitándoles el acceso a los ductos de interconexión en la frontera y participando en actividades de comercialización. Con ello ha aprovechado las oportunidades de un mercado cada vez más grande con el propósito de beneficiarse. En tanto que el comportamiento de la empresa paraestatal ha sido defensivo al coinvertir en proyectos con el sector privado con el fin de ampliar su participación en el mercado. Esto último le ha permitido a Pemex mantener y ampliar su margen de libertad y, por ende, su

---

<sup>164</sup> *Ibid.*, p. 14.

<sup>165</sup> *Ibid.* p. 15.

capacidad de actuar.<sup>166</sup>

En opinión de la CRE, los vínculos entre Pemex y los privados han sido una señal equivocada para los inversionistas: pudiera interpretarse que sólo a través de asociaciones con la empresa paraestatal se logra una participación exitosa en el segmento de transporte. Ello ha inhibido las inversiones productivas dejando en entredicho el compromiso gubernamental de promover la participación privada en el sector.

Por último, cabe aclarar que no sólo Pemex se ha encargado de limitar de las actividades de comercialización, sino que también han influido otros factores. Entre estos limitantes pueden mencionarse trabas burocráticas y problemas regulatorios: por ejemplo, derechos de vía y trámites excesivos de diversas autoridades, particularmente estatales y locales. En opinión de la CRE, ello sucede porque:

[...] bajo el régimen jurídico aplicable no se prevé la instrumentación de mecanismos claros y expeditos en la atención de los trámites por parte de las autoridades municipales, estatales y federales involucradas. Esta situación a su vez dificulta la negociación con los propietarios y ejidatarios de los terrenos por los que cruzarán los sistemas de transporte y contribuye a los retrasos en las obras, desincentivando nuevas inversiones.<sup>167</sup>

#### IV. CONCLUSIONES

Las expectativas de la reforma de 1995 respecto a la actividad de transporte de gas natural se han cumplido parcialmente. A través de la acción colectiva, hasta diciembre de 2004 se había logrado comprometer inversiones por 2,033 millones de dólares y 2,980 kilómetros de

---

<sup>166</sup> El actor tiene un comportamiento que siempre presenta dos aspectos uno ofensivo que es aprovechar las oportunidades con miras a mejorar su situación y otro defensivo que consiste en mantener y ampliar su margen de libertad y por ende su capacidad de actuar. Véase M. Crozier y E. Friedberg, *op.cit.*, p.62.

<sup>167</sup> Comisión Reguladora de Energía, Los nuevos retos de la industria del gas natural 2001-2005. Hacia una estructura más eficiente y competitiva en la industria del gas natural en México, México, 2001, p. 8 (En adelante, Los nuevos retos).

redes nuevas. Sin embargo, han prevalecido rezagos derivados de la posición dominante de Pemex en el mercado.

En el marco regulador se procuró establecer condiciones para que la empresa paraestatal y los nuevos transportistas compitieran en el transporte. No obstante, la estructura actual de la industria ---en la que Pemex es monopolista de ventas de primera mano y actor dominante en el segmento de transporte y comercialización--- han dificultado este objetivo. Como resultado, se ha fortalecido el poder de mercado que la paraestatal tenía antes de la reforma, pero en un entorno con mejores perspectivas de demanda.

Adicionalmente, las reglas debían dar certidumbre a los nuevos participantes; a diferencia de lo esperado, se generaron incertidumbres o vacíos regulatorios que han sido aprovechados por los participantes para crear nuevas fuentes de poder.<sup>168</sup> Por ejemplo, Pemex, en su papel de transportista, ha limitado las importaciones por terceros en las franjas fronterizas a través de sus ductos y los transportistas de usos propios han aplicado competencia desleal a los permisionarios de distribución.

Las fallas en la actividad de transporte se muestran principalmente en las asociaciones de privados con Pemex y en la dominancia de este último actor en la actividad de comercialización. En lo que respecta al primer punto, se ha aplicado una estrategia cooperativa entre Pemex y los nuevos transportistas. Los competidores potenciales de la paraestatal, en lugar de enfrentarla, han negociado con ella con el propósito de obtener un espacio dentro de las zonas de incertidumbre generadas a partir de la nueva regulación. Las asociaciones con Pemex se han convertido en una salida para estos agentes, lo que ha provocado un problema mayor de concentración y poder monopólico en la industria del gas natural.

En cuanto a la participación de Pemex en las actividades de comercialización ha limitado seriamente su desarrollo por parte de terceros. Con ello, las posibilidades de competencia efectiva en la industria han disminuido y la regulación se ha convertido en un elemento superfluo. Esto

---

<sup>168</sup> Véase M. Crozier y E. Friedberg, *op.cit.*, p. 74.

último, debido a que al realizar conjuntamente actividades de transporte y comercialización, se evade la supervisión de la CRE.

A pesar de los inconvenientes presentados, los tomadores de decisiones ---la Secretaría de Energía y la Comisión Reguladora de Energía---, todavía mantienen la expectativa de que la inversión privada será un factor de competencia en este segmento. A través de la regulación, la CRE ha esgrimido un escenario orientado a fomentar la competencia en el sector del transporte. En esta tarea, el poder monopólico de Pemex ha sido el aspecto más difícil de contrarrestar.

Hasta ahora, Pemex se ha beneficiado de su papel dominante en el transporte de gas natural. Las estrategias de la paraestatal le han permitido restringir el acceso de otros participantes a los sistemas de transporte y a la oferta de gas. Asimismo, le han hecho posible mantener el control en el suministro de gas a los distribuidores y a los usuarios finales, localizados fuera de las zonas geográficas de distribución, dado que ningún otro agente puede transportar el combustible.<sup>169</sup>

El comportamiento de Pemex, al dirigir recursos a una actividad que puede ser desarrollada por agentes privados en lugar de canalizarlos a las actividades de exploración, producción y procesamiento del gas natural, ha traído consigo efectos negativos, tales como:

- Obliga al Estado a destinar importantes montos de inversión a proyectos que pudieran ser desarrollados por inversionistas privados, en lugar de concentrarlos en actividades estratégicas;
- Contribuye al lento crecimiento de la red de transporte nacional. El continuo fortalecimiento de la posición dominante de mercado de Pemex ha incidido en un menor interés por parte de agentes privados para desarrollar proyectos independientes de infraestructura que ofrezcan nuevas alternativas de rutas y modalidades de servicio para los usuarios, y

---

<sup>169</sup> Comentario aparte, una posible salida a este problema pueden ser los proyectos de almacenamiento con regasificación, tema que trataré en el siguiente capítulo.

- Sujeta la ampliación de la red de transporte a las restricciones presupuestales de Pemex. De ahí que los usuarios que pretendan adquirir gas en puntos del Sistema Nacional de Gasoductos donde se presenten cuellos de botella estén obligados a participar en proyectos para aumentar la capacidad en los gasoductos existentes o en proyectos de infraestructura nuevos.

Los efectos negativos del comportamiento de Pemex se reflejan también en otras actividades del sector de la energía. Por ejemplo, la privatización de la industria petroquímica no básica requiere condiciones competitivas y flexibles en el suministro de gas. En tanto se mantenga la actual estructura de comercialización del combustible en cuestión, los inversionistas privados que pretendan participar en estos proyectos asociarán un riesgo considerable a la existencia de un monopolio estatal que participa en la mayor parte de las actividades de la industria. En lo que se refiere a los posibles generadores de electricidad, éstos deberán percibir que existen no sólo términos justos para sus ventas de energía, sino también para la compra de gas natural y otros combustibles.

En conclusión, el comportamiento de Pemex contradice los objetivos de política energética establecidos con la reforma de 1995. Sobre este particular, la CRE ha hecho énfasis en que, de no corregirse estos problemas, se impedirá la introducción de condiciones de competencia efectiva en la industria y no será posible asegurar el suministro eficiente y oportuno de gas natural en el país<sup>170</sup>

En el mediano plazo, los actores deberán reajustar sus estrategias. Es previsible que Pemex no continúe siendo el principal inversionista en las redes de transporte que requiere el país. La creciente demanda del combustible ha llevado a que regiones con sistemas de transporte comiencen a experimentar cuellos de botella en el suministro ocasionados por una insuficiente capacidad en los gasoductos existentes. Asimismo, existen regiones en las que será necesario desarrollar infraestructura nueva.

---

<sup>170</sup> Comisión Reguladora de Energía Informe quinquenal, México, 2001, p.12.

En el futuro, la CRE deberá aplicar estrategias que le permitan llenar los vacíos en materia de regulación. Una de las tareas pendientes será establecer mejores condiciones para la comercialización. Para tal efecto, tendría que asegurarse que realmente funcione el acceso abierto y hacer factible la posibilidad de reservar parte de la capacidad de los sistemas de transporte.<sup>171</sup>

Por lo que corresponde a la Secretaría de Energía, también deberá aplicar cambios a su estrategia. Hasta ahora, se ha limitado a mantenerse al margen de cualquier decisión de fondo. Al parecer, la cabeza de sector ha adoptado un comportamiento pasivo en el enfrentamiento constante entre Pemex y la CRE.<sup>172</sup> Desde mi punto de vista, la Secretaría de Energía no ha limitado, con todo el rigor necesario, la discrecionalidad con la que funciona Pemex. Se requieren cambios, a fin de evitar que esta situación despierte inquietud en los inversionistas y desaliente su participación, ya que los coloca en franca desventaja para competir con la empresa paraestatal.

El proceso por el que se limite a Pemex pudiera no ser sencillo. Como antes mencioné, por ejemplo, en el caso de comercialización no sería tan simple prohibir la participación de paraestatal en esta actividad. Ello implicaría perder flexibilidad comercial y capacidad de respuesta en cualquier negociación, especialmente en operaciones que involucran contratos complejos. No debe olvidarse que uno de los aspectos de la política energética mexicana ha sido proteger la rentabilidad de la industria petrolera. Esto podría verse afectado por una mayor promoción de inversiones privadas en la industria del gas. ¿Cuál debe ser entonces la prioridad de los tomadores de decisiones?

En suma, más allá del conflicto entre objetivos de política, debe decirse que la regulación

---

<sup>171</sup> Si bien la fracción 10.1 del *Reglamento de Gas Natural* y las *Condiciones Generales* prevén el acceso abierto, es un hecho que éste no ha podido instrumentarse cabalmente en la práctica por el poder dominante de Pemex, mismo que se pretende reducir con la instrumentación de las *Bases de Coordinación Operativa*. Este documento especifica el régimen contractual que regirá la relación entre las Subdirección Comercial y la Subdirección de Ductos de Pemex Gas y Petroquímica Básica en cuanto a reservación de capacidad, asientos contables que transparenten la relación entre las partes y vigilen que la prestación del servicio de la Subdirección de Ductos hacia el área comercial se sujete a lo establecido en el marco regulador y en las condiciones generales para la prestación del servicio de transporte en el Sistema Nacional de Gasoductos.

<sup>172</sup> Pareciera que a la Secretaría de Energía le es aplicable la estrategia que establece que el actor "... siendo que siempre se encuentra restringido y limitado, no está jamás directamente determinado, incluso, de alguna manera, la pasividad es resultado de una elección". M. Crozier y E. Friedberg, *op.cit.*, p. 47.

en el segmento de transporte no ha sido suficiente para favorecer condiciones de competencia entre Pemex y los nuevos actores.

A continuación se analizará la actividad de almacenamiento del combustible. A diferencia de las actividades de venta y transporte de gas natural, la paraestatal no tiene un marcado interés por intervenir en el almacenamiento, por lo que el análisis dará mayor peso al juego entre los inversionistas, usuarios y autoridades.



CAPÍTULO IV.  
EL ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL.  
UNA NUEVA VISIÓN

I. ANTECEDENTES

La reforma de 1995 no previó restricciones legales a la participación de los particulares o de Pemex en el desarrollo de infraestructura de almacenamiento a gran escala. Dicha actividad comprende “recibir, mantener en depósito y entregar gas cuando sea resguardado en instalaciones fijas distintas a los ductos”.<sup>173</sup> En este sentido, todos los interesados pueden construir, operar y ser dueños de infraestructura de almacenamiento.

Contar con combustible almacenado es una actividad relevante para la industria del gas por sus beneficios potenciales. En primer lugar, desde el punto de vista de suministro, flexibiliza la operación del mercado de este energético. Asimismo, estabiliza los precios, dado que permite absorber o minimizar los cambios abruptos de precios derivados de fluctuaciones fuertes en la demanda, sean debidos a condiciones de estacionalidad de la demanda o por contingencias en la extracción del gas.<sup>174</sup> En términos simples, almacenar gas permite que la industria opere de manera más eficiente, al poder comprar y guardar combustible cuando su precio es bajo, y poder utilizarlo en los periodos de mayor demanda. Es por ello que se considera que reduce el desabasto y, en consecuencia, aminora la volatilidad en los precios del combustible.

Considerando los beneficios antes mencionados, la reforma de 1995 supuso que este tipo de proyectos serían atractivos para los inversionistas. Al menos esa era la expectativa de la CRE, quien mantenía una visión optimista sobre estas inversiones, al prever que, a medida que creciera la demanda y que aumentara el número de proveedores y comercializadoras de gas, se generaría

---

<sup>173</sup> Artículo 2, fracción II del Reglamento de Gas Natural.

<sup>174</sup> Secretaría de Energía, Programa sectorial 2001-2006, México, 2000, p.39.

una demanda importante por los servicios de almacenamiento”.<sup>175</sup> Sin embargo, hasta ahora, no se ha concretado ningún permiso para desarrollar instalaciones de almacenamiento de gas natural en los términos previstos por la reforma, situación que se analizará con detalle más adelante.

En este tercer capítulo, pretendo mostrar que las reglas no se han aplicado como fueron concebidas por las autoridades y que los resultados obtenidos no necesariamente han reflejado las expectativas de quienes crearon las reglas, sino los intereses de algunos actores que se han organizado para intervenir en la industria. Visto de otra manera, pretendo evidenciar que la organización no es más que un universo de conflicto, y su funcionamiento es el resultado de los enfrentamientos entre las distintas racionalidades contingentes, múltiples y divergentes de actores relativamente libres que han utilizado las fuentes de poder que disponen.

A efecto de demostrar que la actividad de almacenamiento no ha tenido el resultado originalmente previsto, revisaré dos momentos: i) el que corresponde a la visión de 1995 asociada al desarrollo de proyectos de almacenamiento subterráneo y ii) la salida negociada entre los diversos actores vinculada a los proyectos formalmente denominados “almacenamiento con regasificación” o más comúnmente conocidos en la industria como “proyectos de gas natural licuado (GNL)”. La intención es mostrar que los resultados en la actividad de almacenamiento son resultado de las negociaciones entre los distintos actores, mediante las cuales cada uno pretende aumentar su esfera de poder. Esta idea es acorde con lo establecido por Crozier y Friedberg, según los cuales: “las organizaciones [...] no actúan en la realidad como actores autónomos. No son más que estructuras de acción que restringen y hacen posibles al mismo tiempo las acciones de los actores que forman parte de ellas [...]”.<sup>176</sup>

En cuanto al primer punto, “el almacenamiento subterráneo”, se examinarán sus características y sus fallas, incluyendo los riesgos que han percibido los diversos actores, principalmente las limitaciones estructurales y legales que hacen poco atractivas estas

---

175 J. Estrada, “Apertura de la Industria del Gas Natural en México” mimeo, s/f, p.6.

176 M. Crozier y E. Friedberg, *op.cit.* p. 135.

inversiones. Este aspecto concretamente se ilustrará a través de la revisión del “Proyecto Tuzandépetl”. Analizar este caso permitirá mostrar cómo reglas creadas para un propósito específico ----que pareciera alejado del sector energético---- se convirtieron en una fuente de conflicto que ha restringido el proyecto.

Como segundo punto, se analizarán los proyectos de “almacenamiento con regasificación” o “proyectos de gas natural licuado” como la respuesta que diversos actores han encontrado ante su incapacidad para realizar proyectos de almacenamiento subterráneo. Sobre este tema, se buscará evidencia que esta última estrategia ha conciliado favorablemente los intereses de diversos actores, pero no ha estado exenta de conflicto, causado principalmente por autoridades locales (estatales y municipales), grupos políticos y ambientalistas.<sup>177</sup>

## II. ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO

Hasta ahora, el gas natural almacenado en México se ha limitado al que Pemex guarda dentro de sus ductos, ya que estos aún no se encuentran al máximo de su capacidad. En otros países, es práctica común guardar gas en el subsuelo, ya sea en yacimientos de gas o petroleros agotados o en cavernas salinas.

En México, a la fecha, se han identificado, por lo menos, dos sitios factibles para el almacenamiento de gas en cavernas salinas: Tuzandépetl (Veracruz) y Monterrey (Nuevo León). Adicionalmente, se han identificado yacimientos agotados para el mismo propósito en Coatzacoalcos (Veracruz) y Reynosa (Tamaulipas). El almacenamiento que se realiza en cavernas salinas es más atractivo para la inversión respecto al que sería factible en yacimientos agotados. En las primeras, las operaciones de inyección y extracción son más eficientes y su impermeabilidad las hace más apropiadas para almacenar. Por ejemplo, llenar o vaciar de gas una caverna salina puede realizarse en un día, mientras que, el mismo proceso, en un yacimiento

---

<sup>177</sup> El comportamiento de los actores antes descritos es congruente con lo establecido por M. Crozier y E. Friedberg, quienes consideran que “[...] en cada una de las categorías de los actores existe una estrategia dominante estable, autónoma y bien definida, que no se puede prever [...]”. *Ibid.*, p. 52.

agotado demora alrededor de un mes. Asimismo, la vida útil de una caverna es infinita si se le da el mantenimiento adecuado.

Por las razones técnicas antes mencionadas, los proyectos de almacenamiento subterráneo han sido la opción más atractiva para los diversos inversionistas. Por tal motivo, se estudiará con más detalle. Como un comentario adicional, debe decirse que el almacenamiento en yacimientos agotados pudiera representar conflictos para los inversionistas privados. Este tipo de almacenamiento implicaría que los interesados guarden dentro del subsuelo el combustible que importan o compran a Pemex. En este entorno, se presentaría la primera zona de incertidumbre, sobre la que los inversionistas distintos de la paraestatal pudieran considerarse en desventaja. En términos legales, no es tan claro qué pasaría si se encuentra gas residual en el yacimiento --- es decir combustible que quedó en el yacimiento como resultado de una exploración previamente realizada--- cuyo dominio correspondería a la Nación. La solución a este problema requerirá un análisis detallado por parte de las diversas autoridades.

En lo que concierne al almacenamiento subterráneo en cavernas salinas, dos problemas han inhibido su desarrollo. En primer lugar, la legislación en materia minera ha restringido la participación del sector privado y favorecido, en particular, a la empresa que detenta la concesión para explotar la sal gema, la cual se utiliza para consumo humano. En otras palabras, el marco legal que debiera ser un elemento para dar certidumbre sobre el adecuado desarrollo de la actividad, se ha convertido en una traba que hace difícil promover inversiones en almacenamiento subterráneo. Este problema es congruente con la óptica de Crozier y Friedberg, quienes establecen que “una regla o de una prescripción legal se puede < distorsionar > y convertirse en una protección contra el superior”.<sup>178</sup> El detalle de este conflicto, se ejemplificará mediante la revisión del “Proyecto Tuzandépetl”.

---

<sup>178</sup> Las reglas están destinadas a suprimir las fuentes de incertidumbre, sin embargo, no sólo no las eliminan completamente sino que crean otras que pueden ser aprovechadas por aquellos a los que van dirigidas. El mejor ejemplo no los ofrecen las negociaciones y los regateos que se generan alrededor de la aplicación de la regla. *Ibid.* p.74.

Otro inconveniente asociado a este tipo de proyectos es que implican grandes inversiones y los potenciales participantes no quieren asumir los riesgos asociados. En este sentido, los interesados han puesto como condición para participar que se cuente con un cliente “ancla”; es decir, un comprador que les asegure que utilizara sus servicios por el tiempo suficiente para asegurar la rentabilidad de la inversión. A diferencia de otras actividades en las que los particulares han pretendido eliminar su participación, los inversionistas se han mostrado interesados en que Pemex funcione como cliente ancla o bien, que destine recursos para detonar proyectos de almacenamiento en México.

La petición antes descrita ha puesto en evidencia que los objetivos perseguidos por los actores son divergentes y contradictorios. El propósito de los actores de apoyarse en Pemex pudiera ir contra de lo expresado por ellos mismos respecto a la participación de la paraestatal en otras actividades de la industria. La expectativa de los inversionistas va en contra de la lógica de mercado; sin contar que pudiera provocar una mayor concentración del poder monopólico de la paraestatal. En esta actividad, los inversionistas no ven a Pemex como el actor a confrontar, sino como un potencial socio. En la lógica de los inversionistas, al asociarse con Pemex, resultarían beneficiados; de otra manera, el poder monopólico de la empresa estatal les dificultaría concretar contratos de largo plazo que les aseguren una rentabilidad adecuada.<sup>179</sup>

Por su parte, la CRE no concuerda con los inversionistas en que la posible sociedad entre Pemex y particulares sea la mejor alternativa. En su opinión, la propuesta “[...] no es congruente con la visión planteada en la reforma estructural de la industria de gas natural. Mediante dicha reforma se permitió que la iniciativa privada complementara el papel de Pemex aportando capital en los ramos de la industria que no constituyen actividades estratégicas para el Estado, como lo es el almacenamiento de gas natural”<sup>180</sup>

---

<sup>179</sup> Otra alternativa es evitar que los servicios se ofrezcan en exclusiva a Pemex de manera que cualquier actor en la industria tenga acceso a la contratación de capacidad de almacenamiento en igualdad de condiciones que la paraestatal.

<sup>180</sup> Los nuevos retos, *op.cit.*, p. 34.

Los elementos esbozados permiten entender a grandes rasgos algunas características de la actividad de almacenamiento. A fin de adentrarse en el análisis e ilustrar los conflictos en lo que concierne al almacenamiento subterráneo en cavernas salinas a continuación se revisará el denominado “Proyecto Tuzandépetl”.

*a) Proyecto Tuzandépetl*

Un sitio factible para almacenar gas, ya sea gas natural o gas licuado de petróleo, en cavernas salinas se encuentra en Tuzandépetl, Veracruz. Este lugar es sumamente atractivo para las inversiones considerando el tamaño de sus instalaciones y su ubicación estratégica, próxima a los principales centros de producción e infraestructura de transporte en el sureste.<sup>181</sup>

En particular, el Proyecto Tuzandépetl se ha visto entorpecido porque han entrado en conflicto los intereses de diversos actores relativamente autónomos que disponen de capacidad de negociación. En este ámbito, la primera contradicción proviene de una cuestión vinculada con la legislación minera, que se relaciona con las cavernas de gas formadas a partir de la extracción de la sal gema.

De acuerdo con el *artículo 27 Constitucional*, la sal gema que se encuentre en yacimientos subterráneos es propiedad de la Nación. En este sentido, la *Ley Minera* confiere preferencia a la explotación de dicho mineral sobre cualquier otro aprovechamiento de los terrenos en que se encuentren sus yacimientos, y los concesionarios están obligados a comprobar la extracción del mineral hasta su agotamiento, lo que se determina con base en criterios económicos, cuando la explotación deja de ser rentable.

Por otra parte, la misma Ley prohíbe darle a las cavernas salinas un uso distinto que la

---

<sup>181</sup> Estas cavernas pudieran ser utilizadas para almacenar gas natural o gas licuado de petróleo. Pemex se ha mostrado más interesada en desarrollar la segunda opción tomando en cuenta que sus inventarios son más escasos y que podría conectar la caverna al “LPG ducto Cactus- Veracruz” (el principal sistema de transporte de gas licuado de petróleo por ducto) y a la terminal refrigerada en Pajaritos, Veracruz. La insuficiencia de capacidad de almacenamiento es más grave en la industria de gas licuado de petróleo que en el gas natural. Por un lado, la producción en el sureste del país supera ampliamente a la demanda de esa zona. Este factor aunado a la falta de almacenamiento en la región y la saturación de capacidad en la red del “LPG ducto” podrían obligar a Pemex a quemar excedentes de producción a la atmósfera, a fin de no entorpecer la extracción de crudo.

explotación de la sal gema. En este sentido, este mineral se considera un producto cuyo valor es más conveniente explotar que utilizar las cavidades para almacenar gas natural.

La solución al problema legal ha generado cierto grado de incertidumbre, lo que pudiera ser aprovechado principalmente por el concesionario de los derechos sobre la explotación del mineral: la empresa Celulosa y Derivados (CYDSA)<sup>182</sup>, quien ha visto una oportunidad de negocios. Esta empresa está consciente que las cavidades resultantes de la explotación del mineral tienen un valor estratégico para cualquier almacenista y que, ante la posibilidad de que no sea factible quitarle la concesión de cien años renovable, es necesario hacerla coparticipe de los proyectos. Sin embargo, existe el riesgo para el concesionario de que las autoridades encuentren la forma legal para quitarle la concesión mencionada.

El camino para eliminar a CYDSA del proyecto es difícil, ya que implicaría un proceso de negociación entre diversas autoridades en el ámbito jurídico de sus atribuciones. Entre las tareas a realizar sería necesario considerar modificaciones a la *Ley Minera* y, muy posiblemente, a la *Constitución Política*. Sobre este particular, la Secretaría de Economía ---autoridad encargada de otorgar la concesión--- tendría que opinar que es más conveniente favorecer la utilización de las cavernas para guardar gas sobre la posible explotación de la sal gema,<sup>183</sup> y revocar la concesión considerando una declaratoria de utilidad pública.<sup>184</sup>

En tanto no se resuelve el asunto, CYDSA ha aplicado medidas para aprovechar las zonas de incertidumbre.<sup>185</sup> Desde 1999, la empresa se asoció con un par de empresas con experiencia en

---

182 CYDSA es una empresa regiomontana fundada en 1945 que participa en las ramas de químicos y plásticos, empaques flexibles, fibras y textiles. <http://www.cydsa.com.mx> En 1985, Cydsa era más grande que Cemex, vendía 507 millones de dólares contra los 400 de la cementera. El año pasado, el conglomerado ingresó menos de la décima parte de las ventas de Cementos Mexicanos. El Norte/ Internet. 8 de agosto de 2003 y Secretaría de Economía [DE: <http://www.economia.gob.mx>

183 En la Ley Minera se define que corresponde a la SECOFI (ahora SE), por conducto de la Dirección General de Minas, otorgar las concesiones para la explotación de este tipo de yacimientos.

184 Artículo 19 de la “Ley Federal de Bienes Nacionales”, 20 de mayo de 2004 (Diario Oficial de la Federación).

185 Este comportamiento es congruente con lo expuesto por Crozier y Friedberg en su libro *El actor y el sistema*. Dichos autores consideran que la incertidumbre es un recurso fundamental de cualquier posible negociación. “Si hay incertidumbre, los actores capaces de controlarla la utilizarán en sus transacciones con

el sector de la energía: la canadiense *Enbridge*,<sup>186</sup> con experiencia operativa en la industria, y la estadounidense *SalTec*,<sup>187</sup> especialista en el diseño de cavernas salinas. Posteriormente, en 2001, CYDSA firmó un memorando de entendimiento con Pemex, respecto al cual no se conocen públicamente sus avances.<sup>188</sup>

El gran avance para la participación de CYDSA en la actividad de almacenamiento se efectuó en el 2005.<sup>189</sup> Probablemente aprovechando la reciente coyuntura en los mercados que pudieran derivar en una crisis de precios de grandes dimensiones, la empresa formalizó su intención de participar en esta actividad. En septiembre de 2005, CYDSA decidió solicitar un permiso a la CRE;<sup>190</sup> de aprobarse, le permitiría contar con inventarios propios del hidrocarburo, ofrecer acceso a otra firma interesada o, incluso, revender el energético. Probablemente, esta salida no será la más favorable para Pemex, ya que la obliga a requerir servicios a CYDSA, pero pudiera ser una solución que mitigue los efectos negativos de los previsibles incrementos en los

---

los que dependen de ellos, pues lo que es incertidumbre desde el punto de vista de los problemas, es poder desde el de los actores”. M. Crozier y E. Friedberg, *op.cit.* p. 20.

<sup>186</sup> Es una empresa canadiense, que opera los mayores sistemas para sistemas de ductos para transportar crudo y líquidos. A través de diversas empresas afiliadas participa en las diversas actividades de la industria. Enbridge aportaría el capital, así como su experiencia operativa. Actualmente, empresa da servicios de asesoría, mantenimiento y seguridad a Pemex.

<sup>187</sup> SalTec Internacional es una empresa dedicada a la ingeniería especializada en el diseño de cavernas salinas.

<sup>188</sup> Se ha mencionado que dicho proyecto sigue aún sin definirse, aunque ya se presentó al Consejo de Administración de Pemex. Información reportada por IPD. Latin America Mexican Energy Net, *Infrastrategy*, *EnergyNet Weekly Update*, 6 de febrero de 2004, 18 de febrero de 2004, <http://www.infrastrategy.com>

<sup>189</sup> Véase el capítulo 1 correspondiente al tema de precios del gas natural.

<sup>190</sup> En una nota periodística se menciona que el Comisionado Raúl Monteforte, durante el “Foro 10 años de regulación”, comentó que la empresa regiomontana Cydsa está tramitando un permiso para almacenar gas natural en Tuzandepétl. La caverna, que abarca la frontera entre los estados de Veracruz y Tabasco, tiene una extensión de 600 hectáreas y 4 kilómetros de profundidad. El proyecto comprende una capacidad de almacenamiento de 20 mil millones de pies cúbicos, lo que representan cuatro días del consumo total nacional. La empresa estima invertir entre 150 y 200 millones de dólares mediante una asociación con la empresa Saltek, de Houston. En la misma nota se dice que Alejandro Von Rossum, director de la división Química de Cydsa, informó que, aunque el proyecto inicial prevé el almacenamiento de gas natural, la empresa no descarta su renta a Pemex como bodega para los lodos que resultan de la extracción de crudo en la región, o para el almacenamiento de gas licuado de petróleo. José Ángel Vela, “Tramita Cydsa almacenar gas”, *Reforma*, 19 de octubre de 2005.



precios del combustible.”<sup>191</sup>

Por su parte, Pemex ha integrado diversas estrategias para atender el problema del almacenamiento, por lo que, además de los vínculos con CYDSA, ha buscado otras salidas, ya sean individuales o con otros actores.<sup>192</sup> Principalmente, la empresa ha buscado un esquema compartido con inversionistas privados que no limite sus recursos en detrimento de las actividades estratégicas en la industria del gas (procesamiento de gas y condensados).

Desde 1993, la paraestatal inició una serie de estudios para evaluar la viabilidad técnica y económica del proyecto Tuzandépetl. Formalmente, se informó que el proyecto se encontraba en un periodo de receso. En 1999, Pemex anunció a la Secretaría de la Función Pública que, tomando en cuenta los cambios regulatorios en la industria del gas licuado de petróleo que resultaron de la publicación del Reglamento, se consideró conveniente suspender la iniciativa hasta que no fueran emitidas las determinaciones de la autoridad en esta materia.<sup>193</sup>

En específico, Pemex estableció contacto con la empresa estadounidense Tidelands Oil and Gas, la cual tiene amplia experiencia en proyectos de almacenamiento.<sup>194</sup> Como primer paso, la empresa estadounidense y Pemex firmaron un memorando de entendimiento en el que se acordó llevar discusiones más detalladas, compartir información y negociar asuntos confidenciales entre la empresa estadounidense y Pemex. Posteriormente se informó, mediante comunicado de prensa de julio de 2004, que Tidelands Oil and Gas continuaba con negociaciones con Pemex en relación con el diseño, construcción y operación de instalaciones de

---

<sup>191</sup> Las soluciones no son las únicas posibles ni las mejores, ni siquiera las mejores con relación a un “contexto” determinado. Son soluciones contingentes es decir, son ampliamente indeterminadas, y por tanto, arbitrarias. Las soluciones suponen un mínimo de organización de los campos de la acción social. La organización puede estar formalizada y ser consciente o puede haber sido naturalizada por la historia, la costumbre y las creencias.

<sup>192</sup> Los actores participan en varias organizaciones. Entre más relaciones integren su poder será mayor.

<sup>193</sup> Pemex, “Informe de transición gubernamental 1994-2000”, p. 7, <http://www.gas.pemex.com/recursos/FORMATO-III-3.pdf>

<sup>194</sup> Tidelands Oil & Gas Corporation es una empresa propiedad de dos empresas texanas: Rio Bravo Energy L.L.C. y Sonora Pipeline, L.L.C. La empresa es especialista en plantas de procesamiento e instalaciones de almacenamiento de gas [http://biz.yahoo.com/prnews/031230/datu012\\_1.html](http://biz.yahoo.com/prnews/031230/datu012_1.html)

almacenamiento subterráneo.<sup>195</sup>

Tidelands Oil and Gas y Pemex crearon la empresa Terranova Energía S. de R.L. de C.V. Esta última presentó, el 21 de marzo de 2005, una solicitud de permiso de transporte para la construcción de un ducto que uniría a las poblaciones de Progreso (Texas) con Argüelles (Tamaulipas) e incluiría instalaciones de almacenamiento subterráneo en un yacimiento agotado en Río Bravo (Tamaulipas). La infraestructura sería operada por Tidelands Oil & Gas y serviría a Pemex para suministrar combustible al mercado mexicano.<sup>196</sup> En agosto de 2005, Terranova Energía presentó otra solicitud a la CRE, para realizar un proyecto de almacenamiento en una caverna de arena que se encuentra cerca del yacimiento de Burgos, cerca de Reynosa, Tamaulipas.<sup>197</sup>

Hasta ahora sólo son dos los proyectos que probablemente se realicen: el de Cydsa y el de Terranova. En ambos, Pemex pudiera representar un papel determinante. En el primero, como contratante de los servicios y, en el segundo, como socio y dueño de la infraestructura de almacenamiento.

Una vez analizadas las limitaciones de los proyectos de almacenamiento subterráneo se perciben, al menos, dos problemas de fondo que inhiben su desarrollo. El primero de ellos, la contradicción entre el marco legal para el sector de la energía y para el sector minero, lo que ha sido aprovechado por algunos actores. El segundo, el escaso interés de los inversionistas por asumir riesgos sin contar con el aval de Pemex. En mi opinión, el primer obstáculo pudiera resolverse expropiando por causas de utilidad pública la concesión otorgada a CYDSA o bien,

---

<sup>195</sup> A finales de diciembre de 2003, la empresa estadounidense anunció que firmó un memorando de entendimiento para desarrollar un proyecto de almacenamiento subterráneo cercano a Reynosa que serviría a Pemex Exploración y Producción (PEP). *Infrastrategy, EnergyNet Weekly Update*, 6 de febrero de 2004, <http://www.infrastrategy.com>

<sup>196</sup> Tidelands Oil & Gas Corporation, “Terranova Energía, S. de R.L. de C.V., the Mexican Subsidiary of Tidelands Oil & Gas Corporation Files Permits for Mexico Project with CRE”, Comunicado de prensa, 21 de marzo de 2005, <http://www.tidelandsoilandgas.com>

<sup>197</sup> Tidelands Oil & Gas Corporation (OTCBB: TIDE) “Terranova Energía, S. de R.L. de C.V., the Mexican Subsidiary of Tidelands Oil & Gas Corporation, Files for Permit with Mexico’s Energy Regulatory Commission (CRE) for Underground Natural Gas Storage Facility”, Comunicado de prensa, 8 de agosto de 2005, <http://www.tidelandsoilandgas.com>

realizando modificaciones a la Ley Minera, de tal manera que se eviten situaciones como las que ahora se presentan. En cuanto al segundo punto su solución es más compleja, dado que implica un problema cultural en el que se continúa vislumbrando a Pemex como el principal promotor del desarrollo del sector.

En mi opinión, si bien la coinversión entre Pemex y privados pudiera ser conveniente en casos excepcionales (v.gr. cuando implica un largo proceso de aprendizaje que incrementa considerablemente los costos del proyecto), su uso indiscriminado ha traído consigo importantes riesgos: inhibe la competencia; limita la labor empresarial de la iniciativa privada; convierte al Estado en garante de la viabilidad de los proyectos y envía señales a las empresas de que los proyectos independientes son poco viables.

Ante la imposibilidad, en el corto plazo, de contar con almacenamiento subterráneo derivado de los problemas antes expuestos, los diversos actores que participan en la industria del gas natural han buscado alternativas. Con ese propósito, el gas natural licuado se ha planteado como una salida para cubrir la creciente demanda del energético en México. En este contexto, autoridades e inversionistas han consentido que se utilice el marco regulador específico para el almacenamiento aprobado en 1995. Los proyectos de gas natural licuado han sido la alternativa viable, que no ha estado exenta de conflicto. A continuación analizaré este punto.

### III. PROYECTOS DE GNL: UNA SALIDA NEGOCIADA

A principios de 2000, se fortaleció la idea de que contar con instalaciones de almacenamiento era una necesidad apremiante, principalmente por la expectativa de que la oferta de gas no sería suficiente para satisfacer la demanda nacional impulsada por nuevos proyectos de generación eléctrica, transporte y distribución de gas. Entre los factores que han generado fuertes presiones pueden mencionarse: el periodo de extrema volatilidad de precios del gas en mercados internacionales presentado durante 2000, así como la expectativa de que, en el mediano plazo, la

capacidad de almacenamiento del Sistema Nacional de Gasoductos se ocupe en su totalidad.<sup>198</sup>

El gas natural licuado es la forma líquida del gas natural y, en fechas recientes, se ha visto como una alternativa para aumentar la oferta de este combustible en México.<sup>199</sup> Los proyectos de GNL han tenido avances significativos, en parte, porque coincidió el interés de varios actores por realizarlos. En particular, los resultados obtenidos han sido consecuencia del apoyo de autoridades energéticas, el interés de inversionistas extranjeros, la aceptación tácita de la Pemex y de la CFE, así como del rechazo de autoridades locales, grupos políticos y ecologistas. A continuación se revisará la visión de cada uno de estos actores.

En primer lugar, las autoridades energéticas expresaron su interés en desarrollar proyectos de regasificación de gas natural licuado, con el fin de hacer frente a la creciente demanda y diversificar las fuentes de suministro. El impulso inicial para apoyar estos proyectos quedó documentado en el *Plan Nacional de Desarrollo 2001- 2006* en el que se estableció lo siguiente:

*La industria del gas natural requiere [...] transformaciones importantes que alienten una mayor inversión. Para lograrlo es necesario ampliar las posibilidades de inversión privada, reestructurar la cartera de proyectos, eliminar los obstáculos que impiden o dificultan la integración de cadenas productivas, y promover la ejecución de proyectos de interconexión de electricidad y gas natural en ambas fronteras.*<sup>200</sup>

El *Programa Sectorial de Energía 2001-2006* señalaba que la oferta nacional de gas

---

198 Se estima que alrededor de 70% de la capacidad del ducto se encuentra utilizada.

199 Algunas de las características generales del gas natural licuado o GNL son las siguientes: Este combustible es la forma líquida del gas natural, el cual se obtiene por el proceso de licuefacción de este combustible enfriado a una temperatura de -161 centígrados para convertirlo en un líquido transparente e incoloro. Al condensar el gas natural hasta que convertirlo en líquido, su volumen se reduce más de 600 veces. En los lugares en los que no es práctico transportar el gas mediante gasoductos, grandes volúmenes de gas natural pueden ser trasladados desde reservas distantes hacia los mercados en la forma de gas natural licuado. ChevronTexaco, “Acerca del GNL”, <http://www.chevrontexaco.com> El combustible se almacena en grandes contenedores, principalmente de acero, y posteriormente se somete a un proceso de regasificación. Un comentario adicional es que el proceso de licuefacción del gas natural, su almacenamiento, transporte y regasificación, no son considerados industria petrolera, debido a que son procesos posteriores a una importación.

<sup>200</sup> Presidencia de la República, *Plan Nacional de Desarrollo 2001-2006*, México, 2001, *op.cit.* p. 109.

natural presentaba una tasa de crecimiento menor respecto a la de la demanda nacional, por lo que había sido necesario importar combustible. Por si fuera poco, era previsible que el déficit de gas natural aumentara en el futuro.<sup>201</sup> Con el propósito de asegurar una oferta suficiente de gas natural a precios competitivos, el Ejecutivo estableció la siguiente línea de acción:

*En el subsector del gas natural se dará preferencia al desarrollo de la infraestructura derivada de la participación privada, en áreas permitidas dentro del marco legal. Se facilitará la instalación de terminales para almacenamiento y regasificación de gas natural licuado que coadyuven a la diversificación de la importación del gas natural que será necesario realizar en el corto plazo. Se analiza la posibilidad de tener dos de estas terminales, una en el Pacífico y otra en el Golfo de México, para finales de la presente Administración<sup>202</sup>*

El Gobierno Federal no sólo apoyó en el discurso a los proyectos de gas natural licuado, también los impulsó a través de la instrumentación de medidas concretas. Por ejemplo, en agosto de 2002, la Secretaría de Economía emitió un Decreto con el fin de eliminar el arancel al gas licuado. El argumento fue que “la producción de gas natural licuado en nuestro país resulta insuficiente para satisfacer la demanda creciente del sector energético, por lo que, ante la necesidad de desarrollar y operar infraestructura para la generación de energía eléctrica es recomendable impulsar la importación de aquel recurso en las mejores condiciones de precio”.

Por su parte, la CRE también apoyaba este tipo de proyectos y llegó a mencionar que su instrumentación traería consigo las ventajas siguientes:<sup>203</sup>

---

<sup>201</sup> De acuerdo con cifras del Balance nacional de gas natural 2003-2013 se prevé que la demanda nacional alcance los 9,303 millones de pies cúbicos diarios, de los cuales 3,784 millones de pies cúbicos tendrán que ser cubiertos con importaciones; lo es igual al 41% de la demanda. Al respecto véase Secretaría de Energía, Prospectiva del mercado de gas natural 2004 – 2013, México, 2004, p.95.

<sup>202</sup> Secretaría de Energía, Programa Sectorial de Energía 2001- 2006, México, 11 de enero de 2002 (Diario Oficial de la Federación), p. 157.

<sup>203</sup> Comisión Reguladora de Energía, “Proyectos de Almacenamiento de GNL en México”, presentación en VII Reunión de la Asociación Iberoamericana de Entidades Reguladoras de Energía, 27 de mayo de 2003, p. 13.

- Expandir el número de plantas de ciclo combinado para la generación eléctrica;
- Promover el desarrollo de las regiones en las que se realizaran los proyectos;
- Suavizar los picos en la demanda durante los periodos de escasez, y
- Promover un mercado competitivo que favorezca la estabilización de precios del combustible.

Para el regulador, además de ampliar los vínculos con el mercado norteamericano, los proyectos pudieran tener beneficios palpables en México. En particular, en Altamira (Tamaulipas) serían útiles para el desarrollo de proyectos eléctricos de ciclo combinado y para aminorar la demanda en el noreste del país, y como un punto de interconexión estratégico con el Sistema Nacional de Gasoductos. En Baja California, permitiría apoyar al incipiente mercado nacional y a la generación de electricidad en la zona. Por último, en la zona del Pacífico (entre Michoacán y Colima), harían posible la sustitución de combustóleo en generación eléctrica, apoyar al consumo industrial y turístico regional y, también convertirse en una opción para interconectarse al Sistema Nacional de Gasoductos.

La Secretaría de Energía también se mostró a favor de los proyectos de GNL. En su óptica, la instalación de terminales de almacenamiento de gas natural licuado con regasificación permitiría: aumentar la oferta del combustible, diversificar las fuentes de abasto, y promover la construcción de otras obras de infraestructura energética, lo que brindaría mejores condiciones para un desarrollo armónico en las regiones en las que se asentarán las plantas. Del mismo modo, según esta dependencia, la instalación de estas terminales impulsaría las actividades económicas y la generación de empleos en la Península de Baja California y Tamaulipas y, al mismo tiempo, coadyuvaría a incrementar la competitividad industrial y a disminuir la volatilidad de precios del gas natural.<sup>204</sup>

A los usuarios del gas natural también les interesaba que se desarrollaran este tipo de

---

204 Secretaría de Energía, *Prospectiva del mercado de gas natural 2003-2012*, op.cit., p. 38.

proyectos, principalmente por la expectativa de que nuevas fuentes de suministro traerían consigo, en el mediano plazo, una reducción de los precios del combustible. La intención no era nueva, desde la consulta pública organizada por la CRE para identificar las fallas que aquejaban a la industria en 2000, se presentaron propuestas por las que se solicitaba se desarrollaran proyectos de gas natural licuado. En opinión de los usuarios, la falta de instalaciones de regasificación de gas natural licuado había limitado la flexibilidad operativa de la industria, al reducir las alternativas de suministro a los ductos de conexión transfronterizos existentes. De contar con instalaciones de gas natural licuado, México podría disponer de combustible proveniente de una multiplicidad de países productores, lo que reduciría la dependencia del gas natural de origen estadounidense<sup>205</sup>

Por su parte, los inversionistas encontraron en los proyectos de almacenamiento con regasificación la posibilidad de exportar gas natural hacia la región del pacífico de los Estados Unidos y otros mercados internacionales. Las empresas participantes en la consulta del 2000 en reiteradas ocasiones argumentaron que sus centrales eléctricas y plantas de importación de gas natural licuado podrían obtener beneficios en las dos naciones, en una región que comparte recursos energéticos importados, sobre todo, gas natural.<sup>206</sup>

En lo que respecta a Pemex, ésta también apoyaba el desarrollo de los proyectos, por lo que estableció una estrategia cooperativa con los inversionistas. A la paraestatal le convenía que fueran otros actores quienes asumieran los riesgos. Con esta medida, podría concentrar sus recursos de inversión en actividades estratégicas y, paralelamente, disponer de servicios de almacenamiento. Este mismo comentario le era aplicable a la Comisión Federal de Electricidad.

En principio, parecía que los proyectos se realizarían sin contratiempos. Cuando se presentaron las primeras solicitudes ante la CRE, las Cámaras de Senadores y Diputados no se pronunciaron abiertamente en contra de los permisos. De hecho, el Dip. Francisco Javier Salazar,

---

205 Los nuevos retos de la industria, *op.cit.* p. 25.

206 D. Shields, “Gases versus verdes”, *Revista Expansión*, 16 de marzo de 2004.

presidente de la Comisión de Energéticos de la Cámara de Diputados, llegó a expresar su apoyo al comentar que “este proyecto ayudará a incrementar la oferta de gas en el país y contribuirá a reducir el precio del combustible”.<sup>207</sup>

Los primeros obstáculos fueron detectados por el regulador, previo a las primeras negociaciones formales con los inversionistas. Estos contratiempos fueron superados satisfactoriamente, en gran parte porque existía la voluntad de los actores por alcanzar un acuerdo favorable. El primer elemento que podía generar conflicto y negociación eran las restricciones impuestas por el marco legal; el segundo, la viabilidad de las inversiones que hicieran atractivos los proyectos.

El primer obstáculo se debía a que no existían reglas específicas para las actividades de gas natural licuado. En otras palabras, la visión de la industria que se tenía en 1995, cuando se estableció el marco legal para la industria del gas natural, no previó un permiso de estas características.

De acuerdo con la CRE, estos proyectos requerirían introducir algunas modificaciones al *Reglamento de Gas Natural*, dado que la actividad de licuefacción de gas natural comprende actividades sujetas a regulación (*v.gr.* almacenamiento). “A través de dichas modificaciones, se introducirán criterios de regulación de permisos para los proyectos de GNL, abarcando aspectos relativos a tarifas, acceso abierto, seguridad de las instalaciones, etcétera”.<sup>208</sup> Posteriormente, la CRE con el aval de la Secretaría de Energía, abandonó esta idea y argumentó que la esencia de las operaciones de gas natural licuado era el almacenamiento, por lo que no sería necesario realizar cambios al marco legal. En cuanto a las actividades de regasificación se consideró que, en términos de la regulación, esta actividad casi equivalía a un ducto de transporte fronterizo, lo cual

---

207 Margarita Palma Gutiérrez, “Tractebel y Repsol, en la recta final por proyecto de gas natural”, *El Financiero*, Sección Negocios, 9 de febrero de 2004, p. 16. Hasta octubre de 2005, el presidente de la Comisión de Energéticos fue Francisco Javier Salazar, Diputado Federal de mayoría relativa por el PAN perteneciente al estado de San Luis Potosí. El Dip. Salazar fue nombrado Presidente de la CRE en octubre de 2005.

208 *Los nuevos retos de la industria*, *op.cit.* p.26.



ya estaba previsto en la regulación.

En consecuencia, para regular estos proyectos sólo fue necesario definir algunos puntos específicos. Ello se logró con la expedición de la norma oficial mexicana NOM-EM-001-SECRE-2002 que fue sustituida por la norma oficial mexicana NOM-013-SECRE-2004, “Requisitos de seguridad para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de terminales de almacenamiento de gas natural licuado que incluyen sistemas, equipos e instalaciones de recepción, conducción, vaporización y entrega de gas natural”.<sup>209</sup>

Por otra parte, la viabilidad de los proyectos podía representar un segundo obstáculo. Al igual que en otros segmentos de la industria, la CRE supuso que tendría que asumir un papel de promotor de la inversión y asegurar condiciones para que los inversionistas negociaran con los usuarios nacionales, e inclusive con Pemex, para concretar los contratos necesarios para asegurar el retorno de la inversión.<sup>210</sup> Este punto quedó resuelto durante 2001 cuando en las primeras pláticas formales con los inversionistas, se encontró que éstos ya contaban con clientes potenciales y no pretendían que Pemex fuera su principal cliente o que la CRE los apoyará en la obtención de clientes.

Con la eliminación de estos dos obstáculos potenciales, hubiera parecido que el desarrollo de los proyectos de gas natural licuado se realizaría sin contratiempos y sin grandes esfuerzos para promover la inversión. Los niveles de demanda insatisfecha eran ---y siguen siendo--- lo suficientemente amplios como para atraer a inversionistas independientes, sin necesidad de que el Gobierno Federal tuviera que intervenir para concretar estos proyectos. Parecía que la situación prevaleciente era la más conveniente: los inversionistas correrían sus propios riesgos, y la CRE

---

209 Publicada el 8 de noviembre de 2004 en el Diario Oficial de la Federación.

210 “A este respecto, se encontró que el éxito de estos proyectos depende de que los inversionistas celebren contratos a largo plazo, de otra manera, su viabilidad podría verse afectada de manera importante por los riesgos que imperan actualmente en el mercado mexicano de gas natural. En este sentido, el papel de los inversionistas será ofrecer condiciones competitivas que hagan atractiva la contratación del suministro de GNL, mientras que el papel de las autoridades deberá concentrarse en la promoción de los mismos. En cualquier caso, el papel fundamental de los inversionistas potenciales será negociar con los usuarios nacionales, e inclusive con [Pemex], para concretar los contratos que requieren”. Los nuevos retos de la industria, *op.cit.*, p. 26.

únicamente se limitaría a garantizar el cabal cumplimiento del marco regulador.

En principio, el escenario para el desarrollo de proyectos de gas natural licuado parecía optimista. Como en otras actividades, la participación quedó restringida a las grandes empresas transnacionales tomando en cuenta que estos proyectos requieren grandes inversiones en infraestructura recuperable en el largo plazo y de experiencia en la materia.<sup>211</sup>

El interés de todas las partes enunciadas llevó a que a partir de agosto de 2002 se presentaran las primeras solicitudes para obtener un permiso de “almacenamiento con regasificación”. A partir de ese mes, la CRE recibió cuatro solicitudes para obtener permisos de almacenamiento con regasificación en la zona de Baja California (particularmente en Ensenada) y uno en el Golfo de México. A efecto de ubicar el contexto en el que se desarrollaron posteriormente los conflictos es pertinente hacer una síntesis de los permisos otorgados:

### **1. Gas Natural Baja California, S. de R.L. de C.V.**

El permiso núm. G/136/ALM/2003 fue otorgado el 30 de abril de 2003 mediante Resolución núm. RES/074/2003 a Gas Natural Baja California, S. de R.L. de C.V.<sup>212</sup>, empresa propiedad de la estadounidense Marathon Oil Corporation.<sup>213</sup> El proyecto se ubicaría al suroeste de la ciudad de Tijuana, Baja California y la inversión estimada sería de 558 millones de dólares. De manera adicional, en el proyecto se consideró la construcción de un puerto para la recepción del energético, así como una planta de energía eléctrica de 1,200 megavatios y una planta

---

211 El almacenamiento con regasificación no se realiza bajo condiciones de competencia efectiva. Esta actividad tiene altos costos fijos, que constituyen barreras a la entrada para otros posibles competidores, ya que si éstos quisieran participar en el mercado tendrían que incurrir en grandes inversiones que sólo se recuperan en el largo plazo. En consecuencia, existen pocos oferentes en el mercado, lo que convierte a los usuarios en clientes cautivos. Adicionalmente esta industria exhibe costos medios y marginales decrecientes, condiciones que son representativas de los monopolios naturales.

212 Este permiso ampara la construcción, operación y mantenimiento de: i) una terminal marina; ii) dos tanques de almacenamiento; iii) un equipo de vaporizadores y iv) una interconexión para realizar las entregas a un ducto de transporte, todos ellos, equipos necesarios para realizar las actividades de almacenamiento gas natural.

213 Marathon Oil Corporation es la cuarta empresa integrada e servicios energéticos de Estados Unidos. En materia de GNL, desde hace más de 30 años suministra el combustible a Japón proveniente de Alaska, asimismo, es concesionaria de una de las plantas de GNL más importantes de los Estados Unidos ubicada en la Isla de Elba, Georgia.

desalinizadora de agua para la región.

Datos técnicos

Número de tanques de almacenamiento	2
Capacidad por tanque (m <sup>3</sup> )	140,000
Capacidad de almacenamiento (m <sup>3</sup> )	280,000
Capacidad de regasificación (MMpcd)	750-850

Fuente: Elaboración propia con base en los datos contenidos en el permiso G/136/ALM/2003.

## 2. Terminal de LNG de Altamira, S. de R.L. de C.V

Mediante Resolución núm. RES/145/2003, el 31 de julio de 2003, la CRE otorgó el permiso de almacenamiento núm. G/138/ALM/2003 a la empresa Terminal de LNG de Altamira, S. de R.L. de C.V. Este proyecto consiste en la construcción y operación de una terminal marina, dos tanques de almacenamiento del combustible en el puerto de Altamira, Tamaulipas.<sup>214</sup> El proyecto consideró una terminal de gas natural licuado interconectada al Sistema Nacional de Gasoductos, a fin de suministrar gas natural, principalmente, a las plantas de generación de energía eléctrica en la región.

Las inversiones estimadas serían de alrededor de 440 millones de dólares y la expectativa es que la planta esté lista a finales del 2006. El principal inversionista es el grupo Royal Dutch Shell.

Datos técnicos

Número de tanques de almacenamiento	2
Capacidad por tanque (m <sup>3</sup> )	150,000

<sup>214</sup> Es importante resaltar que este proyecto desde sus primeras gestiones contó con la anuencia de Secretaría de Energía, quien lo anunció como un proyecto congruente con los objetivos de política energética, el cual “[...] permitirá satisfacer la demanda esperada de gas natural con calidad, oportunidad y a precios competitivos, en una zona donde se prevén requerimientos importantes para la generación de electricidad”. Secretaría de Energía, “Shell y El Paso anuncian proyecto conjunto para una terminal de regasificación de gas natural licuado en Altamira, Tamaulipas”, Boletín núm. 62, 28 de junio de 2001, <http://www.energia.gob.mx>.

Capacidad de almacenamiento (m3)	300,000
Capacidad de regasificación (MMpcd)	860

Fuente. Elaboración propia con base en los datos contenidos en el permiso G/138/ALM/2003

### 3. Terminal de LNG de Baja California, S. de R.L. de C.V.

El 31 de julio de 2003, por Resolución núm. RES/146/2003, se otorgó el permiso de almacenamiento de gas natural con regasificación núm. G/139/ALM/2003 a la empresa Terminal de LNG de Baja California, S. de R.L. de C.V. La puesta en operación de la planta significará una inversión aproximada de 747 millones de dólares.

La terminal propuesta se ubicaría en Costa Azul, a 23 kilómetros al norte de la ciudad de Ensenada en la costa oeste de México y se espera que inicie operaciones en el 2007. Una vez regasificado el combustible sería transportado a través de un gasoducto nuevo que se conectaría a la infraestructura de gas existente al norte del estado. El gas natural licuado se vendería en el mercado a plantas de electricidad, clientes industriales y servicios públicos en el noroeste de México y el sur de California en Estados Unidos.<sup>215</sup> Al igual que en el proyecto “Terminal de LNG de Altamira, S. de R.L. de C.V.”, la inversión de este proyecto correrá a cargo del Grupo Royal Dutch/Shell.

#### Datos técnicos

Número de tanques de almacenamiento	2
Capacidad por tanque (m3)	170,000
Capacidad de almacenamiento (m3)	300,000
Capacidad de regasificación (MMpcd)	860

Fuente: Comisión Reguladora de Energía, “Gas natural y electricidad. Avances y retos”, Presentación de Dionisio Pérez-Jacome para la OLADE, 26 de mayo de 2005, p. 10, [www.olade.org.ec](http://www.olade.org.ec)

### 4. Energía Costa Azul, S. de R.L. de C.V

Mediante Resolución núm. RES/147/2003 del 7 de agosto de 2003, Energía Costa Azul, S. de R.L. de C.V. obtuvo el permiso num. G/140/ALM/2003 para la construcción y operación de

215 Shell, Comunicado de prensa, “Shell recibe permiso de la CRE para terminal de importación de GNL en Baja California, México “19 de agosto de 2003. <http://www.shell.com>

una planta constituida por una terminal marina, dos tanques de almacenamiento de gas natural licuado y un equipo de vaporizadores. La ubicación del proyecto está prevista en el municipio de Ensenada, Baja California.

La inversión prevista del proyecto es de alrededor de 669 millones de dólares. Se estima que la terminal inicie operaciones en 2007.<sup>216</sup> La inversión de este proyecto estará a cargo de las empresas Sempra Energy (Sempra) y Panhandle Eastern Pipeline Company (CMS).<sup>217</sup>

Datos técnicos

Número de tanques de almacenamiento	2
Capacidad por tanque (m3)	165,000
Capacidad de almacenamiento (m3)	330,000
Capacidad de regasificación (MMpcd)	1000-1300

Fuente: Comisión Reguladora de Energía, "Gas natural y electricidad. Avances y retos", Presentación de Dionisio Pérez-Jacome para la OLADE, 26 de mayo de 2005, p. 10, [www.olade.org.ec](http://www.olade.org.ec)

### 5. ChevronTexaco de México, S.A. de C.V.

El 9 de diciembre de 2004 por Resolución Núm. RES/344/2004 se otorgó el permiso núm. G/161/ALM/2004 a la empresa ChevronTexaco de México, S.A. de C.V.<sup>218</sup> para desarrollar un sistema de almacenamiento de gas natural licuado. Se pretende que la planta regasificadora se ubique costa afuera, en un punto cercano a las Islas Coronado, a 13 kilómetros de la costa norte de Baja California y aproximadamente a 17 kilómetros de la frontera con Estados Unidos de Norteamérica.

216 Secretaría de Energía, Prospectiva del mercado de gas natural 2003- 2012, op.cit. p. 39.

217 Sempra Energy (Sempra) cuenta con una experiencia de más de 100 años en la industria del gas natural y con 20 años de experiencia en la operación de instalaciones satélite de licuefacción y regasificación de GNL, y que actualmente administra sistemas de transporte y distribución de gas natural en EE.UU. y México. Por su parte, Panhandle Eastern Pipeline Company (CMS), subsidiaria de CMS Energy Company, ésta opera en una terminal de GNL en Lake Charles, Louisiana, EE.UU. Véase inciso 9 del considerando quinto de la RES/147/2003.

218 ChevronTexaco se ubica en octavo lugar entre las diez compañías petroleras más importantes del mundo, con una producción de alrededor de 2 millones de barriles diarios de hidrocarburos líquidos, ingresos anuales cercanos a 100 mil millones de dólares al año y más de 122 mil empleados en todo el mundo.

El proyecto comprende la construcción de una terminal marina para la recepción de buque-tanques de gas natural licuado, dos tanques de almacenamiento, cinco instalaciones de vaporización y un ducto de transporte submarino de 30 pulgadas de diámetro y 16 kilómetros de longitud para entregar gas natural a un sistema de transporte terrestre.

Se estima que la construcción de la terminal marítima estará lista en aproximadamente tres años y que inicie operaciones de almacenamiento y regasificación a mediados de 2007.

Datos técnicos

Número de tanques de almacenamiento	2
Capacidad por tanque (m <sup>3</sup> )	125,000
Capacidad de almacenamiento (m <sup>3</sup> )	250,000
Capacidad de regasificación (MMpcd)	700

Fuente: Comisión Reguladora de Energía, "Gas natural y electricidad. Avances y retos", Presentación de Dionisio Pérez-Jacome para la OLADE, 26 de mayo de 2005, p. 10, [www.olade.org.ec](http://www.olade.org.ec)

La expectativa era que los proyectos antes enunciados se realizarían sin conflicto; sin embargo, el interés de autoridades, usuarios e inversionistas por la realización de los proyectos, no ha sido suficiente para salvar una serie de obstáculos. Como previamente se mencionó, los proyectos que han sido objeto de conflictos relevantes son los ubicados en el estado de Baja California.

En particular, analizaré los conflictos presentados en los proyectos de Gas Natural Baja California (Marathon) y ChevronTexaco, los cuales han encontrado resistencia principalmente de autoridades locales y de vecinos aledaños a la ubicación de las plantas. No obstante las críticas son similares, los conflictos han llevado a soluciones completamente distintas.

Es pertinente aclarar que los permisos que otorga la CRE conciernen a los aspectos técnicos, económicos y comerciales de la planta. Adicionalmente, las empresas deben gestionar otros permisos y autorizaciones necesarios para el inicio de construcción, entre otros el de

impacto ambiental otorgado por la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), así como los de uso de suelo, por parte de autoridades estatales y locales.<sup>219</sup>

*a) Proyecto Marathon*

Durante el proceso de otorgamiento del permiso, desde finales de 2002, la CRE recibió escritos de diversas asociaciones, representantes de la Cámara de Diputados y de autoridades estatales del estado de Baja California, en los que se expresaba la inconformidad con la realización del proyecto.<sup>220</sup>

Al respecto, la CRE se limitó a atender las solicitudes en el ámbito de su competencia, y turnó gran parte de los reclamos a la SEMARNAT. Para el regulador, oponerse al proyecto hubiera resultado contradictorio, sobre todo considerando que éste cumplía con los aspectos técnicos, legales y de seguridad que le corresponden evaluar.

A pesar de los reclamos, el proyecto obtuvo la autorización requerida a la SEMARNAT. Sin embargo, las acciones realizadas por Marathon no previeron el alcance de las decisiones en el ámbito estatal, las cuales llevaron a la suspensión del proyecto.

El proyecto de Marathon contaba con autorizaciones federales, pero requería la aprobación de autoridades locales y estatales. A Marathon no sólo se le negó el permiso de uso de suelo, adicionalmente el 28 de febrero de 2004, Eugenio Elorduy Walther, Gobernador panista del estado de Baja California decidió expropiar los terrenos en los que se pretendía la empresa Gas Natural de Baja California construir las instalaciones de gas natural licuado. El argumento

---

219 Adicionalmente a los permisos mencionados se requiere obtener concesiones para el uso de aguas nacionales y el aprovechamiento de la zona federal marítimo terrestre.

220 La lista de grupos en contra del proyecto es larga. Como parte de los grupos de la sociedad organizada se pueden mencionar las siguientes asociaciones: el Comité de Vecinos de Playas de Tijuana, residentes y vecinos de “Playas de Tijuana”; el frente cívico “Vecinos y Organizaciones no Gubernamentales de Playas”, la “Comisión NO a la Planta de Gas Natural en Playas de Tijuana” y la Asociación de Colonos y Propietarios del Fraccionamiento Playas de Tijuana, A.C. Entre los representantes de grupos políticos se incluyeron el Diputado Esteban Martínez Enríquez, (PRD) Presidente del Comité de Información, Gestoría y Quejas de la H. Cámara de Diputados, el Diputado Cesar A. Monraz Sustaita (PAN), la Diputada Julieta Prieto Fuhrken (Partido Verde Ecologista de México), el Senador Roberto Pérez de Alva (PRI). Finalmente, dentro de las autoridades locales que manifestaron en contra se incluye el Secretario de Asentamientos Humanos y Obras Públicas del Estado de Baja California. Al respecto véase la Resolución de la CRE núm. RES/074/2003.

esgrimido por el Gobierno estatal fue: “Con el fin de garantizar el desarrollo urbano y un crecimiento ordenado, integral y sustentable para la ciudad de Tijuana, como lo marcan los Planes de Desarrollo Urbano Estatal y Municipal, el Gobierno del estado expropió, por causa de utilidad pública, previsto en la Ley de Expropiación para el estado de Baja California, parte del terreno conocido como “El Monumento”<sup>221</sup>.

La medida significó un duro revés al proyecto, dado que la empresa no contaba con un plan alternativo para establecer la infraestructura necesaria. A principios de marzo de 2004, la empresa informó que, luego de conocer el decreto de expropiación emitido por el gobierno de Baja California,<sup>222</sup> había decidido cancelar su proyecto de instalar una planta regasificadora en Tijuana. El vocero de la empresa negó que se fueran a tratar de buscar otro terreno en ese mismo estado, pues el proyecto estaba diseñado para ese predio en específico.<sup>223</sup>

El fracaso del proyecto de Marathon muestra un enfrentamiento entre los distintos ámbitos de gobierno. En algunos periódicos se llegaron a mencionar versiones de que funcionarios estatales estaban abiertamente en contra del proyecto<sup>224</sup> y que autoridades locales

---

221 Gobierno del Estado de Baja California, Comunicado de prensa, “Expropiación gobierno del estado predios en el área del Monumento en Municipio de Tijuana” 28 de febrero de 2004, [http://www.bajacalifornia.gob.mx/portal/mas\\_noticias.jsp](http://www.bajacalifornia.gob.mx/portal/mas_noticias.jsp)

222 La trayectoria política del Gobernador ha sido como miembro del Partido Acción Nacional desde 1968, obteniendo las candidaturas a Regidor (1968), Diputado Local (1974), Presidente Municipal (1983 y 1995) y Senador (1988). Fue Coordinador de la Campaña para Gobernador del Lic. Ernesto Ruffo Appel (1989) y Secretario de Finanzas del Gobierno del Estado de Baja California (1989-1995). Asimismo se desempeñó como Presidente Municipal de Mexicali de 1995 a 1998. El 8 de julio de 2001 ganó la elección a Gobernador de Baja California con la coalición "Alianza por Baja California" del PAN y el PVEM, para el periodo 2001-2007.

223 Houston Business Journal, “Marathon drops plans for Mexico LNG plant”, 2 de marzo de 2004, <http://www.bizjournals.com>

224 De acuerdo con periódico local de Baja California “Frontera.info”, las autoridades locales no bloquearon el proyecto de Marathon Oil. El artículo menciona que el publicrelacionista de Marathon Oil, Michael Treviño, contaba con el apoyo del secretario de Desarrollo Económico del Ayuntamiento de Tijuana, Humberto Insunza Fonseca. De acuerdo con el articulista “...el fracaso del proyecto no es responsabilidad de funcionarios locales, menos del equipo del entonces alcalde Jesús González, que no sólo se distinguió por escucharlos, sino ayudarles a resolver sus problemas”. Claro que no ocurrió lo mismo con el Gobierno del Estado, en donde el Secretario de Desarrollo Económico, Sergio Tagliapietra, los vio con recelo desde el principio. Fue tanto su distanciamiento del proyecto que la agencia de relaciones públicas que llevaba su cuenta, Edelman, se quedó con la impresión de que se castigaba a Marathon Oil para favorecer a Sempra Energy por parte del Gobernador Eugenio Elorduy”. Raúl Ruiz, “Ramos: Los



buscaban obtener beneficios económicos para sí. Desafortunadamente, esta situación va más allá de las facultades que pudieran tener las autoridades del sector de la energía para intervenir.

Formalmente Marathon no ha solicitado ante la CRE la revocación del permiso. En periódicos locales de Baja California se ha mencionado que Marathon Oil ha entablado un juicio contra quien resulte responsable por el fracaso del proyecto.<sup>225</sup> Probablemente, la empresa espera que las autoridades revoquen el Decreto de expropiación o, al menos, recuperar parte de la inversión realizada.

#### *b) ChevronTexaco*

Este proyecto también ha recibido comentarios adversos, pero aprendió de la experiencia de Marathon para encontrar una salida favorable. Los principales opositores han sido grupos políticos y ecologistas. En cuanto a los primeros, han presentado solicitudes en la Cámara de Diputados para frenar el proyecto.<sup>226</sup> Asimismo han manifestado que “exigirán [...] en la Comisión Permanente un cambio en la política energética del gobierno federal, porque en este momento "sólo obedece a los lineamientos de las trasnacionales" y a los compromisos adquiridos con el gobierno de Estados Unidos para establecer un acuerdo energético continental, que sólo

---

candidatos a diputados González: El Senado toca la puerta Insunza: La revancha de Marathon Oil”, Frontera.info, 14 de junio de 2005, <http://www.frontera.info>

225 Se menciona que la empresa Marathon Oil, solicitó ante un juez la comparecencia de Jesús Humberto Inzunza, ex secretario de Desarrollo Económico de Tijuana. Al parecer este funcionario recomendó al despacho de consultoría que realizó el Estudio de Impacto Técnico y Económico encargado por el municipio. Asimismo, “durante el proceso para aprobar el Centro Regional de Energía, Inzunza defendió la ubicación de la planta ante cuestionamientos de otros funcionarios municipales, en el sentido de que violaba el plan de desarrollo urbano”. Con esta información se pudiera pensar que el proyecto fue cancelado cuando se habían llegado a arreglos para contar con el aval de las autoridades estatales. Véase “Indagan Gasera Fallida”, Frontera.info. 6 de junio de 2005, <http://www.frontera.info>

226 Por ejemplo, el Senador priísta Manuel Bartlett, acérrimo crítico de las reformas en el sector de la energía, ha opinado que "este proyecto significa la entrega del territorio nacional a compañías transnacionales, lo que asegura es una "obsesión del Presidente Vicente Fox". José Ángel Vela, "Defienden extranjeros plantas de gas", El Norte, 4 de marzo de 2004, <http://www.elnorte.com> Adicionalmente, grupos políticos vinculados al Partido de la Revolución Democrática, Partido Revolucionario Institucional se han pronunciado en contra del proyecto de ChevronTexaco. Entre los opositores al proyecto se pueden mencionar a la Dip. Olga Chozas y Chozas y el Dip Jorge Núñez Verdugo (PVEM), al Dip Jorge Martínez y Francisco Carrillo (PRD) y al Dip. Carlos Jiménez (PRI).

beneficia a ese país.<sup>227</sup>

Por otra parte, diversos grupos ecologistas han criticado abiertamente el proyecto, entre estos: Greenpeace, el Grupo de Ecología y Conservación de Islas, Comité Ciudadano Estatal contra las plantas de GNL, Grupo Ecologista Gaviotas, Colonos de Playas de Tijuana, Centro Mexicano de Derecho Ambiental (Cemda)<sup>228</sup>. Estos grupos han actuado de manera independiente, aunque comparten la opinión que el proyecto causará daños al ecosistema de la zona.

En respuesta a las diversas presiones, Eugenio Elorduy, Gobernador de Baja California, advirtió sobre la posibilidad de cancelar el proyecto. Se mencionó que si el proyecto de la empresa no era validado conforme las leyes del estado y del municipio, no se autorizaría ni aún contando con los permisos federales.<sup>229</sup> Nuevamente se corría el riesgo de que el proyecto fuera cancelado por el Gobierno estatal, bajo argumentos similares a los aplicados al proyecto Marathon.

A fin de encontrar una salida favorable, ChevronTexaco no descuidó las exigencias y las reglas prevaletentes en los juegos en los que funcionaba su proyecto, por lo que cambió su estrategia. Para tal efecto, la empresa propuso establecer una ubicación alternativa. Es decir, hubo flexibilidad de la empresa, así como aprendizaje de la experiencia de Marathon.<sup>230</sup>

A principios de julio de 2003, la empresa solicitó a la CRE modificar su solicitud de permiso de almacenamiento con regasificación de gas natural en lo relativo a la ubicación de la planta de almacenamiento. Se propuso reubicar el proyecto del sitio originalmente propuesto cercano a la Carretera Tijuana-Ensenada, a un nuevo sitio en el mar al noreste de la Isla Coronado

---

227 Al respecto véase Enrique Méndez, “Senadores verificarán en las islas Coronado el funcionamiento de empresas de EU”, Sección Política, La Jornada, <http://www.lajornada.com>

228 Greenpeace, “El proyecto de ChevronTexaco en Islas Coronado debe ser cancelado”, Comunicado de prensa, 15 de enero de 2005, <http://www.greenpeace.org>

229 Olga Ojeda, “En riesgo, proyecto ChevronTexaco en Tijuana”, El Financiero, p. 19.

230 “[Las] acciones de [los dirigentes] son parciales en la medida en que no controlan todos los parámetros e indirectas porque están mediatizadas y modificadas a su vez por la lógica y las reglamentaciones propias de los juegos anteriores y presentes”. M. Crozier y E. Friedberg, op.cit., p. 104.

Sur, aproximadamente a 13 kilómetros de la costa.<sup>231</sup>

La medida antes mencionada permitió eliminar el poder de veto de las autoridades locales y estatales, debido a que el nuevo sitio se ubicaría bajo jurisdicción federal. Con esta medida, además de evitar la cancelación del proyecto por parte de las autoridades locales y estatales se obtendrían beneficios adicionales. A diferencia del proyecto original, la terminal marina no requerirá de muelle, rompeolas, ducto criogénico o gasoducto de larga trayectoria, lo que abatirá considerablemente los costos. Asimismo se reducirá el impacto visual en el corredor turístico Tijuana-Ensenada; lo que podría aminorar las críticas de la población.<sup>232</sup>

La solución de ChevronTexaco es un ejemplo de que no existen salidas únicas a los problemas y que lo que fue una restricción para el proyecto de Marathon no tiene que repetirse en los siguientes proyectos.

El proyecto ChevronTexaco se encuentra aprobado desde diciembre de 2004, pero ello no garantiza que los opositores se reorganicen para inhibir el proyecto. Actualmente, diversos grupos continúan manifestándose en contra; por ejemplo, Greenpeace se encuentra promoviendo un juicio de nulidad, argumentado que el proyecto representa un riesgo para el medio ambiente y la sociedad en general y que existen irregularidades en el proceso de otorgamiento del permiso.<sup>233</sup>

No obstante los conflictos presentados en los proyectos de gas natural licuado, los potenciales inversionistas aún continúan interesados en participar, dado que es un mercado con enorme potencial de desarrollo. En febrero de 2004, Repsol anunció su intención de establecer una planta de regasificación de gas natural licuado en Lázaro Cárdenas (Michoacán), que podría

---

231 Al respecto véase RES/344/2004 de la CRE de fecha 9 de diciembre de 2004 y permiso G/161/ALM/2004.

232 Darío Celis Estrada, "Presenta Chevron-Texaco proyecto de LNG", El imparcial. Tiempo de negocios, 31 de noviembre de 2003, <http://www.elimparcial.com>

233 Greenpeace, "El proyecto de Chevron Texaco en Islas Coronado debe ser cancelado", Comunicado de prensa, 18 de enero de 2005. [www.greenpeace.com](http://www.greenpeace.com); y s/a., "Otorgó el gobierno a Chevron Texaco la concesión para operar regasificadora", La Jornada, 15 de marzo de 2005. En octubre de 2005 se publicó que la Comisión para la Cooperación Ambiental de América del Norte dictaminó procedente la demanda presentada por grupos ambientalistas y solicitó al Gobierno mexicano un informe detallado sobre el proyecto. Jorge Olmedo, "Procede la demanda de ambientalistas contra regasificadora en las Islas Coronado", El Sol de México, 4 de octubre de 2005, p.8.

empezar a funcionar en 2008. Esta planta representaría inversiones del orden de 350 millones de dólares.

Repsol prevé con esta planta, abastecer a los mercados de la zona. Se ha planteado la intención de que el combustible se entregue y venda a grandes consumidores de energía, entre ellos plantas de generación eléctrica. Se menciona que se pretende abastecer a Imexa, uno de los fabricantes de planchón de acero más grandes y uno de los mayores consumidores de gas.<sup>234</sup>

En el futuro, se prevé la construcción de plantas de GNL en Manzanillo (Colima), Puerto Libertad (Sonora), Topolobambo (Sinaloa) y en alguna región de Quintana Roo. Sobre estos proyectos aún no existe una autorización por parte de la CRE.<sup>235</sup>

#### IV. CONCLUSIONES

Los diversos actores que participan en la industria del gas natural han coincidido en que el almacenamiento es una actividad necesaria; sin embargo, no se han alcanzado acuerdos sobre la mejor manera de lograrlo. En términos generales, dos son los grandes problemas: el marco legal y los nuevos actores ajenos a la industria que se oponen a los proyectos.

En estas circunstancias, Pemex ha mantenido una estrategia cooperativa, al no inhibir el potencial de los inversionistas. En efecto, Pemex, con el paso del tiempo, ha enfrentado mayores presiones para garantizar el suministro. Para muchos de los actores es evidente que existe el riesgo, de que si no hay reservas listas para usarse estarán completamente expuestos al suministro derivado de importaciones, hecho particularmente grave en periodos que pudieran ser de escasez.

Las dos salidas al problema del almacenamiento han presentado conflictos. En lo que se refiere a los “proyectos de almacenamiento subterráneo”, los resultados han sido deficientes,

---

234 Repsol ganó la licitación por el terreno, a fin de construir una terminal y planta de regasificación de GNL en el Puerto Lázaro Cárdenas, Michoacán. Otros interesados era la empresa belga Tractebel. “Gana Repsol planta de gas natural”, Reforma, 11 de febrero de 2004.

235 Al respecto véase la presentación “Retos de la Regulación Económica en Gas Natural y Gas LP” realizada por Dionisio Pérez-Jácome, Presidente de la Comisión Reguladora de Energía, 22 de junio de 2005 en la Comisión Federal de Competencia. <http://www.cre.gob.mx>

debido, principalmente, a las restricciones impuestas por el marco legal que inhiben el desarrollo de los proyectos.

La primera parte del problema ha sido decidir si es mejor utilizar las cavernas agotadas para guardar sal o almacenar gas. Es obvio que alcanzar un acuerdo requerirá una decisión de política que confronte la opinión de la Secretaría de Economía con la de la Secretaría de Energía. Hasta ahora, ambos actores no han exteriorizado, por lo menos públicamente, esfuerzos por desarrollar este tipo de proyectos. Al menos, parecería que la Sener está conforme que el problema del almacenamiento se resuelva mediante el establecimiento de terminales de gas natural licuado.

En este conflicto, se observa que, mientras las reglas establecidas con el propósito de lograr ciertas metas, continúen siendo un obstáculo, éstas serán aprovechadas por ciertos actores. Esta idea es particularmente aplicable a la empresa CYDSA y a Pemex. Ambas han trabajado para controlar ciertas zonas de incertidumbre con el fin mejorar sus situación o tener una situación privilegiada, una vez que se resuelvan los aspectos legales. En mi opinión, es previsible que CYDSA logre su cometido de integrarse a la actividad de almacenamiento, tomando en cuenta que en un escenario de precios por arriba de los 10 dólares por millón de BTU es apremiante aumentar la oferta del combustible.

En lo que respecta a la participación de Pemex, al igual que en otras actividades de la industria del gas, se ha observado que la empresa ha desempeñado un papel fundamental en el almacenamiento. La intención de los potenciales inversionistas de no asumir riesgos e incorporar a la paraestatal como “cliente ancla” es incongruente. Lo anterior es una salida que debe analizarse cuidadosamente considerando que pudiera ir en contra del proceso de apertura promovido por la reforma de 1995.

En cuanto al segundo punto, los proyectos de gas natural licuado, los objetivos de autoridades federales e inversionistas son divergentes, pero ambos han coincidido en que son

necesarios para aumentar las fuentes de suministro. Para algunos, hará posible aumentar la oferta del combustible en México; mientras que, para otros, les permitirá dar servicio a nuevos mercados, principalmente el de Estados Unidos de Norteamérica.

En mi opinión, los proyectos de gas natural licuado no deben verse como la única solución a la escasa capacidad de almacenamiento, sobre todo tomando en cuenta que los intereses de los actores se reconfiguran constantemente. A pesar de los relativos progresos de los proyectos mencionados, no se puede garantizar que nuevos arreglos entre los distintos opositores a los proyectos terminen por cancelar este tipo de inversiones. El surgimiento de actores que hasta ahora habían permanecido con nulo o escaso poder de negociación como son: las autoridades locales, estatales, grupos políticos y ecologistas, pudiera resultar en un problema mayor en el futuro. Es evidente que las autoridades federales jamás imaginaron el alcance del derecho de veto de las autoridades locales frente a un proyecto federal.

Hasta ahora, los inversionistas han salvado obstáculos para el desarrollo de sus proyectos, pero el constante rechazo pudiera generar incertidumbre, con el consecuente desinterés en los proyectos de gas natural licuado. Debe recordarse que la negativa de las autoridades locales en la distribución de gas natural también ha impedido el cabal cumplimiento de las metas establecidas.

En síntesis, los diferentes proyectos ---tanto en el almacenamiento como en las demás actividades de la industria--- están empapados de una contradicción interna. Por un lado, no se desea que Pemex asuma toda la responsabilidad de la industria, pero por el otro, se establecen barreras que evitan la participación de los particulares. Tomando en cuenta que las inversiones son imprescindibles, se regresa recurrentemente al camino de ver a la paraestatal como la única salida.

En el siguiente capítulo, a manera de conclusión, se recapitulará sobre las diversas estrategias que han aplicado los actores que conforman el complejo entramado que es la industria del gas natural.

## CONCLUSIONES

El sector de la energía en México ha destacado no sólo por su trascendencia económica, sino por su impacto en el diseño e implementación de políticas nacionales. En este ámbito participan cotidianamente agentes económicos tan diversos como el Estado y las empresas multinacionales, con objetivos no siempre coincidentes y, a veces, antagónicos.

Hasta mediados de la década de los noventa, el Estado mantuvo la propiedad de los recursos energéticos y de las empresas relacionadas con el sector de la energía. El Estado era el único responsable de mejorar su desempeño y alentar el desarrollo de sus mercados a partir de estructuras monopólicas.

A partir de 1995, se realizaron cambios significativos en la visión de la industria del gas natural. La reforma hizo posible eliminar el monopolio de Pemex en las actividades de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural e incorporar nuevos actores en la industria. Ello permitió configurar un nuevo patrón de relaciones nuevas y existentes que se han entrelazado con miras a alcanzar sus objetivos.

De manera muy sintética, se visualiza una posición a favor de la apertura, representada por la Comisión Reguladora de Energía, la Secretaría de Energía y los potenciales inversionistas. Esta visión se confronta principalmente a la de Pemex, quien no coincide plenamente y muestra reticencias a un proceso de apertura cuando afecta sus intereses.

A partir de la reforma de 1995, se le asignaron facultades a la CRE para definir y hacer cumplir reglas para la industria del gas natural bajo las que los actores existentes y los nuevos tendrían que conciliar sus intereses. El ente regulador ha apoyado plenamente la apertura en la industria y ha instrumentado acciones para precisar un marco legal, cuya función ha sido estructurar el conjunto de conflictos y regateos entre los diversos actores.

En general, los diversos participantes en la industria no han cuestionado la necesidad de regular la industria del gas; en su lugar, han buscado la manera de adecuar o utilizar el marco

legal para apropiarse de los beneficios generados a partir del proceso de reforma. Las reglas han sido un recurso para resolver un conjunto específico de problemas, así como un instrumento para que los diversos actores ejerzan su influencia sobre el sistema de acción con la intención de modificarlo. En este sentido, el marco legal ha asegurado el mantenimiento de las relaciones y la posibilidad de que cada actor interactúe con los otros actores; además, ha limitado la consecución de las metas de los actores y ha estructurado sus negociaciones.

Existen avances en cuanto al cumplimiento de los objetivos propuestos por la CRE, sobre todo si se compara con la situación previa a la reforma de 1995. Aún cuando los cambios institucionales no modificaron por completo la propiedad del Estado en el sector de la energía, hicieron posible abrir espacios de participación a los particulares. Sin embargo, no ha sido posible controlar todos los parámetros, en gran parte por el poder de mercado que detenta Pemex y por los acuerdos entre los diversos actores.

En mi particular opinión, el cumplimiento de las líneas de política establecidas por la reforma ha sido más difícil en las áreas en que ha tenido que enfrentar a la acción organizada, dado que suponen un foco de resistencia en el que se requiere una negociación permanente. Un ejemplo de ello son las trabas que se presentan en los proyectos de almacenamiento con regasificación.

En la medida de sus posibilidades, la CRE ha logrado abrir nuevas oportunidades para la inversión productiva en el sector, fomentar la utilización de un combustible limpio y propiciar una adecuada cobertura nacional en materia de disponibilidad del combustible. No obstante, el regulador ha tenido desaciertos al suponer que la regulación por sí misma sería suficiente para alcanzar los objetivos para los que fue creada y no prever la capacidad de organización y negociación de los demás participantes de la industria. Aunque el cabildeo no es formalmente una de sus atribuciones, debió haber sido realizado.

En términos generales, la existencia de mejores condiciones de suministro del



combustible y mayor apertura representa un beneficio para la industria. Tanto en el transporte como en el almacenamiento de gas, se han creado espacios para la participación privada, aunque Pemex continúa siendo un elemento fundamental para el desarrollo de estos proyectos.

En esta última sección pretendo recapitular sobre algunos aspectos relevantes de los capítulos precedentes, tales como la relación entre la CRE y los diversos agentes que integran la industria del gas, así como en sus efectos en el cumplimiento de las metas. El análisis precedente de los segmentos de precios, transporte y almacenamiento ha reflejado un universo de conflicto entre diversos actores. El vínculo entre nuevos y viejos actores, ---Pemex, autoridades, inversionistas, nuevos usuarios, etc. ---, ha evidenciado arreglos que pueden percibirse como contradictorios aunque, como he pretendido demostrar a lo largo de este trabajo, responden a una lógica que se justifica en función de la actividad de la industria en que se contextualicen y de los distintos juegos de los actores.

Un aspecto fundamental del trabajo ha sido evidenciar cómo se ha enfrentado la lógica de un monopolio de Estado frente a una visión de mercado, por lo que he procurado privilegiar la relación entre Pemex y la CRE. El primero porque fungió hasta 1995, no sólo como el operador exclusivo de la industria del gas, sino también como un actor cuyas relaciones derivadas de una especialización funcional le otorgaron un poder de decisión real, que incluso le ha permitido considerarse a sí mismo como “la empresa encargada de la planeación central y la administración estratégica de la industria petrolera de México”.

El contexto de la reforma es importante para conocer su alcance, tomando en cuenta que las estrategias de los participantes son comprensibles con relación a las oportunidades, al contexto que las define y al comportamiento de los otros actores y al juego que existe entre ellos. El proceso se contextualizó en un entorno en el que se combinó una visión de mercado frente a un esquema de propiedad pública de los recursos naturales, con exclusividad del Estado en su administración y explotación. Ello puso de manifiesto las limitaciones y las distorsiones

estructurales existentes en el mercado nacional de gas natural. En gran medida, éstas se derivaron de la presencia de un monopolio estatal que participa en la mayor parte de las actividades de la industria del gas natural, y cuyo poder es inobjetable.

En el nuevo entorno, los participantes se han integrado de tal manera que compiten, sin arriesgarse demasiado, por quedarse con los beneficios derivados de la reforma. No obstante el discurso de apertura, el comportamiento de los nuevos actores muestra que no necesariamente están interesados en que la competencia sea el factor que determine los resultados de la industria. En parte, ello se debe a las políticas proteccionistas aplicadas en el sector de la energía durante décadas. Por ejemplo, como se analizó previamente, ante condiciones adversas en los precios, los adquirentes del combustible no están dispuestos a asumir los costos derivados del nuevo esquema. Cuando se presentan condiciones que no les favorecen, realizan acciones para que el Gobierno Federal asuma los riesgos, y de ser posible, les otorgue el gas natural en condiciones subsidiadas.

De manera similar, en el transporte y almacenamiento, los potenciales inversionistas han minimizado los riesgos al coinvertir con Pemex. En lugar de enfrentarse a la paraestatal, los actores han ajustado sus estrategias con el fin de ganar espacios dentro de las zonas de incertidumbre generadas a partir de la nueva regulación. Estos han encontrado en las asociaciones con Pemex una salida, aunque ello provoque un problema mayor de concentración y poder monopólico en la industria del gas natural.

Por su parte, Pemex se ha beneficiado de las condiciones generadas por la reforma de 1995. La estructura actual de la industria ---en la que la paraestatal es monopolista de ventas de primera mano y actor dominante en el segmento de transporte y comercialización--- le ha permitido fortalecer el poder de mercado que tenía antes de la reforma estructural, pero en un entorno con mejores perspectivas de demanda. Adicionalmente, en el almacenamiento y el transporte, Pemex puede participar en los proyectos invirtiendo menores recursos. Conviene a la

paraestatal que sean otros quienes desarrollen los proyectos, pues ello alivia las presiones que enfrenta para garantizar el suministro y le permite dedicarse a actividades consideradas como estratégicas. Ello no significa que se abstiene de participar, simplemente que tiene la alternativa de realizarlo con cautela.

Las estrategias de Pemex no sólo han sido cooperativas con los nuevos actores, sino también ha empleado prácticas que le permiten consolidar su poder de mercado. Particularmente, en el transporte de gas natural, la paraestatal ha mejorado su posición al aplicar estrategias en la comercialización y el comercio exterior que restringen el acceso a otros participantes a los sistemas de transporte y a la oferta de gas. Ello ha incidido en un menor interés por parte de agentes privados para desarrollar proyectos independientes de infraestructura.

A pesar de los beneficios antes enunciados, Pemex también ha visto afectados sus intereses a partir de la reforma. Como resultado de la regulación, en el segmento de ventas de primera mano --- y en menor medida en el transporte de gas---, la empresa ha tenido que enfrentar un escenario más complejo y restrictivo. Actualmente, la paraestatal detenta el control exclusivo en las ventas de primera mano y controla una parte importante del segmento de transporte; sin embargo, sus acciones no son completamente libres, ya que están sujetas a controles por parte del regulador.

En lo que respecta a la Sener, ésta se ha concentrado en aplicar medidas que le permiten conciliar objetivos abiertamente contradictorios de las partes. La estrategia ha sido mantenerse --- en la medida de sus posibilidades--- al margen del proceso, dejando que la CRE sea quien asuma la responsabilidad de las medidas, salvo cuando las negociaciones entre regulador y regulados requieren un árbitro. Generalmente la Secretaría de Energía interviene cuando es necesario hacer uso de su autoridad como rectora de la política energética para adoptar alguna medida que no esté en línea con los objetivos originalmente propuestos. Un ejemplo sería cuando se toma la decisión de establecer subsidios en los precios.

Es de mencionarse que la Secretaría de Energía pudiera implementar medidas que funcionen como contrapeso entre Pemex y los demás agentes; sin embargo, mantiene una actitud pasiva. A mi juicio, su intención ha sido equilibrar los intereses del Gobierno Federal y, al mismo tiempo, atraer inversiones que modernicen la industria. Es un hecho que las inversiones en la industria son imprescindibles y Pemex no cuenta con suficientes recursos para realizarlas.

En consecuencia, las medidas de política energética han promovido la inversión privada y, paralelamente, han permitido que la empresa paraestatal aplique estrategias que afectan la competencia. En el fondo, las prácticas depredadoras de Pemex se han tolerado considerando que su prohibición pudiera ir en detrimento de sus ingresos. No hay que olvidar que a Pemex se le exige ser una empresa comercialmente eficiente y de la cual depende buena parte de la política fiscal del país. El riesgo de esta estrategia es que prevalezcan condiciones que desalienten las inversiones.

Por último, en cuanto al comportamiento de la Secretaría de Energía, debe mencionarse su falta de coordinación con otras autoridades. En ciertos proyectos, sería útil el apoyo de entidades que, a primera vista, no están involucradas en el sector de la energía, tales como la Secretaría de Economía o la Secretaría de la Función Pública. En el mismo sentido, la inadecuada negociación se ha reflejado en la escasa coordinación con las autoridades locales y estatales para el desarrollo de acuerdos, tal es el caso del almacenamiento del combustible.

En el primer caso, la falta de acuerdos entre la Secretaría de Energía y la Secretaría de Economía, entre otros aspectos, ha provocado que las minas de las que se extrajo sal para consumo humano sólo puedan ser utilizadas por CYDSA ---empresa favorecida por una concesión minera--- para almacenar subterráneamente gas. En mi opinión, sería necesario que la Secretaría de Economía reconociera la incongruencia de que una empresa utilice un espacio para fines distintos respecto a los que se le otorgó una concesión.

En el segundo caso, los intereses de las autoridades locales y federales no han permitido

que los proyectos de GNL se realicen conforme lo esperado. Lo anterior permite sugerir que, para un desarrollo favorable de cualquier proyecto, será imprescindible crear y fortalecer acuerdos de coordinación entre las diversas autoridades y niveles de gobierno. En particular, es necesario involucrar a todos los ámbitos de gobierno desde el inicio de los proyectos.

En lo que corresponde a la CRE, se ha acrecentado su poder a partir de 1995. A medida que la industria se ha desarrollado, el ente regulador se ha fortalecido, al pasar de un órgano consultivo a un ente regulador con una organización y funciones bien definidas.<sup>236</sup> Sin embargo, sus atribuciones no son suficientes para controlar todos los parámetros a que está sujeta la industria. Sería ingenuo pensar que la CRE cuenta con capacidad para regular por completo a Pemex, sobre todo considerando que el flujo de información que recibe de ésta no está del todo reglamentado (derivado de vacíos del marco legal) y suele ser deficiente.

Alcanzar los objetivos propuestos requiere el apoyo de los diversos actores para generar compromisos creíbles. En el futuro, la CRE está obligada a llevar a cabo una evaluación rigurosa y objetiva del marco regulador, sobre todo si pretende que se cumpla. Es necesario alinear mejor los intereses de las partes, así como los incentivos a los que están sujetos. Ello permitirá un equilibrio, aunque sea efímero, dado que los intereses de las partes se reconfiguran de manera constante.

En conclusión, la regulación de precios no se ha podido aplicar cabalmente. Pemex mantiene un papel dominante en la cadena del gas natural, lo que es contrario a la política energética pretendida a partir de la reforma. Los resultados obtenidos no han coincidido con la visión de la organización industrial que preveían las autoridades, sino más bien han sido resultado de enfrentamientos de las múltiples racionalidades de actores relativamente libres que utilizan las fuentes de poder de que disponen.

A mi juicio, hubo una falla de origen en el planteamiento de la reforma al no considerar la

---

<sup>236</sup> También puede considerarse que el poder del regulador se ha acrecentado en la medida que han aumentado sus posibilidades de no ceder ante los intereses particulares de los demás actores. Al respecto véase M. Crozier y E. Friedberg, *op. cit.* p.62.

resistencia de los diversos actores derivada de la cultura organizacional e industrial prevaleciente en México. Simular competencia en un mercado en el que mantuvo un monopolio estatal en ciertas actividades y una mentalidad ligada al proteccionismo gubernamental conlleva fallas. Sin embargo, los efectos adversos también son resultado de factores coyunturales difíciles de prever, tales como los incrementos en los precios en los mercados de referencia.

Analizar el desarrollo de la industria del gas a partir del comportamiento de sus actores es un tema complejo. Lo que es claro es que el adecuado diseño de los incentivos de regulación no ha garantizado por sí mismo el logro efectivo de los objetivos de la reforma, como son: promover la inversión privada en las industrias reguladas y conseguir una asignación y operación eficientes. La manera en que se aparta de resultados esperados ha dependido de las circunstancias específicas de la industria, del comportamiento del mercado, del ambiente institucional y de la respuesta de los diversos actores.

En los próximos años, la CRE deberá reorganizar sus estrategias a fin de fortalecer los espacios ganados. Desde la reforma de 1995, la industria y los actores que la componen han cambiado. Ya no será necesario que el regulador funcione como promotor de la industria; ahora deberá vigilar la consolidación de la industria como resultado del avance en la reestructuración del sector de gas natural y el inicio de operaciones de los permisionarios. Asimismo, deberá continuar llenando los vacíos regulatorios, aunque ello implique nuevos enfrentamientos con los diversos participantes.<sup>237</sup> Un aspecto que pudiera mejorar el desempeño de la CRE es que se le otorgue mayor autonomía de gestión. Se requiere que la Secretaría de Energía sólo se encargue de conducir la política energética y que sea la CRE, como autoridad técnica, quien sea responsable de definir la regulación que atañe al sector. En pocas palabras, evitar en la medida de lo posible

---

<sup>237</sup> “Las estructuras y las reglas que rigen el funcionamiento oficial de una organización, son las que determinan los lugares donde podrán desarrollarse esas relaciones de poder. Al mismo tiempo que definen los sectores en que la acción es más previsible y que organizan procedimientos más o menos fáciles de controlar, crean y circunscriben zonas organizativas de incertidumbre que los individuos o los grupos tratarán simplemente de controlar para utilizarlas en la consecución de sus propias estrategias y alrededor de las cuales se crearan, por ende, relaciones de poder”. *Ibid.*, p.66.

que las reglas estén condicionadas a consideraciones ajenas a los objetivos económicos.

La construcción de un nuevo consenso respecto a la estructura de las industrias del petróleo y el gas natural, así como las reglas de conducta de sus principales actores son absolutamente prioritarias. Sólo una nueva visión ampliamente compartida puede dar un nuevo sentido de dirección a la industria. Aunque hay diferentes visiones sobre cuál debe ser el futuro del sector, es necesario aceptar que se requieren inversiones, ya sea públicas o privadas. Ello implica realizar reformas de fondo (v.gr. permitir el acceso de privados a la producción de gas natural no asociado o bien una reforma fiscal que libere a Pemex de las presiones del fisco). En cuanto al comportamiento de los actores, es necesario que éstos estén dispuestos a asumir no sólo los beneficios, sino también los costos de cualquiera que sea la decisión que se adopte.

Como un comentario final, quisiera mencionar que partí de la idea que la CRE es un ente técnico imparcial, preocupado por cumplir los objetivos que por Ley le fueron asignados; sin embargo, sería interesante analizar cómo se han ido modificando los intereses de quienes la integran. En otras palabras, conocer cómo las metas económicas pueden ser suplidas por preocupaciones políticas o cómo la relación con la industria puede afectar las estrategias del regulador.<sup>238</sup> Este último punto pudiera ser relevante, dado que existe el peligro que el vínculo entre industrias reguladas y autoridades, así como el intercambio de personal, desvirtúen la misión de la Comisión Reguladora de Energía.

---

<sup>238</sup> Con esto me refiero a la posibilidad de que se establezca “captura regulatoria” por parte de los agentes regulados. Por este término se entiende el comportamiento de las autoridades orientado a proteger prácticas ilegales o contrarias al bien público por favorecer intereses particulares o de grupos de poder.

ANEXOS

ANEXO 1. PERMISOS DE TRANSPORTE PERMISOS DE ACCESO ABIERTO VIGENTES

Número y fecha del permiso	Empresa permisionaria	Accionistas	Trayecto	Longitud (km)	Capacidad (miles m <sup>3</sup> /d)	Inversión (mmd)
G/003/TRA/96 14/10/96	Kinder Morgan Gas Natural México (antes Midcon de México)	MidCon Mexico Pipeline Corp. (99.99%) Midcon Corp. (0.01%)	Cd. Mier-Monterrey	137.2	10,600	82.0
G/016/TRA/97 04/07/97	Gasoductos de Chihuahua	El Paso Energy Int. Company (50%) PGPB (50%)	San Agustín Valdivia-Samalayuca	38.0	9,300	18.2
G/017/TRA/97 31/07/97	Igasamex Bajío	Igasamex USA (100%)	Huimilpan-San José Iturbide	2.5	360	0.3
G/020/TRA/97 10/10/97	Energía Mayakan	Mayakan Pipeline (99.99%) (G.D.F. International y Mexique Investissements (67.5%) y Merida Pipeline Company (32.5%) Servicios Mayakan (0.01%)	Ciudad Pemex-Valladolid	710.0	8,073	276.9
G/028/TRA/98 23/01/98	Tejas Gas de Toluca	Tejas Gas International (Shell)(80%) Tejas Gas Latin America (Shell) (20%)	Palmillas-Toluca	123.0	2,720	31.0
G/036/TRA/98 19/06/98	Finsa Energéticos	Sergio Argüelles Gutiérrez (65%) Sergio R. Argüelles González (35%)	Matamoros	8.0	164	0.2
G/039/TRA/98 15/07/98	Transportadora de Gas Zapata	ONEOK International, Inc. (38%) Williams International Ventures (37%) Compañía Mexicana de Gas (25%)	Puebla-Cuernavaca	147.0	1,300	19.6
G/045/TRA/98 07/10/98	Gasoductos del Bajío (antes TransCanada del Bajío)	G.D.F. International, S.A.(95%) Mexique Investissements, S.A. (5%)	Valtierrilla-Aguascalientes	203	2,550	56.5
G/051/TRA/98 16/12/98	Transportadora de Gas Natural de Baja California	Gasoducto Rosarito (99%) (Enova International 50% Pacific Enterprise International 50%)	San Diego-Rosarito	36	22,920	28.2



Número y fecha del permiso	Empresa permisionaria	Accionistas	Trayecto	Longitud (km)	Capacidad (miles m <sup>3</sup> /d)	Inversión (mmd)
		Sempra Energy México (1%)				
G/059/TRA/99 18/03/99	Pemex-Gas y Petroquímica Básica		Naco-Hermosillo	339.0	3,113	22.1
G/061/TRA/98 02/06/99	Pemex-Gas y Petroquímica Básica		Sistema Nacional de Gasoductos (SNG )	8,704.0	144,614	436.5
G/095/TRA/00 31/10/2000	Ductos de Nogales	Cia. Energética de México (98.57%) Mathew W. Bence (1.43%)	Garita 3 de la línea fronteriza México/Estados Unidos Nogales	14.9	437	4.1
G/100/TRA/00 15/12/2000	Gasoducto Bajanorte (antes Sempra Energy México)	GDF International (95.0%) Mexique Investissements (5.0%)	Algodones-Tijuana	217.0	11,328	124.6
G/125/TRA/02 17/07/2002	El Paso Gas Transmission de México	El Paso Nederland Energie B.V. (99.97%) EPEC Nederland Holding B.V. (0.03%)	Wilcox - Agua Prieta	12.5	6,090	6.6
G/128/TRA/02 12/09/2002	Gasoductos de Tamaulipas	Gasoductos de Chihuahua (99.99%) Gasoductos Servicios (0.01%)	Estación "El Caracol" (Reynosa, Tamps)-Estación "L Indios" (San Fernando, Tamps)	114.2	69,659	238.7
G/130/TRA/02 26/09/2002	Gasoductos del Río	EDFI International (99.99%) Sr. Philippe Roblique (0.01%)	Frontera México/Estados Unidos-CCC Río Bravo II, y IV y Portes Gil	57.9	11,600	39.3
G/146/TRA/2003 27/11/2003	Conceptos Energéticos Mexicanos	Integrated Gas Services (60%), International Project Opportunities Group (40%)	Interconexión con el gasoducto de Baja Norte, S. de F de C.V. (Tijuana)	1.6	266	0.8
G/160/TRA/2004 16/12/2004	Transportadora de Gas Natural de la Huasteca	Transcanada Pipelines Limited 99.97% y TCPL CentroOriente 0.03%	Terminal de Almacenamiento de GNL en Altamira Tamaulipas y la interconexión con el ducto de 48 pulgadas de diámetro del trayecto denominado Cactus Los Ramones del SNG , hasta la central de generación energía eléctrica "Tamazunchale" ubicada en Tamazunchale, S.L.P	198	9600	225.7

Número y fecha del permiso	Empresa permisionaria	Accionistas	Trayecto	Longitud (km)	Capacidad (miles m <sup>3</sup> /d)	Inversión (mmd)
G/163/TRA/2004 16/12/2004	Tejas Gas de la Península	Westpark Resources (75%) y Pipelines de la Península (25%)	Fermaca Valladolid – Nizuc y Punta Venado-Valladolid-Nizuc, Quintana Roo	234.5	183.7	139.523
Total	-	-	-	11,316	318,328	1,807.1

Fuente: Elaboración propia con información publicada en la página electrónica de la CRE, [www.cre.gob.mx](http://www.cre.gob.mx). Datos al 31 de diciembre de 2004

## ANEXO 2. PRINCIPALES PERMISOS DE TRANSPORTE DE USOS PROPIOS

Número y fecha del permiso	Empresa permissionaria	Ubicación	Longitud (km)	Inversión estimada(mmd)
G/031/TUP/98 20/03/98	Mexicana de Cobre	Nacosari de García, Son	108.00	25.00
G/012/TUP/97 08/05/97	Minera Nyco	Hermosillo, Son.	62.80	18.71
G/024/TUP/97 17/12/97	Compañía de Autoabastecedores de Gas Natural del Norte	Gómez Palacio, Dgo.	46.91	1.50
G/121/TUP/2002 06/03/2002	Compañía de Autoabastecedores de Gas Natural de Acuña	Acuña, Coahuila	35.5	3.7
G/132/TUP/2002 13/12/2002	Compañía de Autoabastecedores de Tecate	Tecate, B.C.	32.2	4.9
G/078/TUP/99 08/12/99	Fuerza y Energía de Hermosillo	Hermosillo, Son	27.93	8.50
G/004/TUP/96 17/12/96	Gas Industrial de Monterrey (GIMSA)	Garza García, N.L.	26.79	63.47
G/156/TUP/2004 9/09/04	Compañía de Autoabatecedores de Gas Natural de Nogales	Nogales, SON	24.857	4.564
G/079/TUP/2000 07/01/2000	Central Anáhuac	Matamoras, Tamps.	21.62	5.00
TOTAL			386.607	135.344

Fuente: Elaboración propia con información publicada en la página electrónica de la CRE, [www.cre.gob.mx](http://www.cre.gob.mx). Datos actualizados a diciembre de 2004  
 km. Kilómetros, mmd: millones de dólares

## ANEXO 3. PERMISOS DE TRANSPORTE DE USOS PROPIOS DE PEMEX Y CFE

Número y fecha del permiso	Empresa permissionaria	Ubicación	Longitud (km)	Inversión estimada (mmd)
G/144/TUP/2003 01/10/03	CFE Unidad Turbogas Tuxpan	Tuxpan Veracruz	10.5	7.973
G/145/TUP/2003 01/10/03	CFE Unidades Turbogas San Lorenzo	Cuautlancingo, Puebla	0.503	6.34
G/113/TUP/2001 29/11/2001	CFE Valle de México	Acolman, México	0.2	1.0
G/034/TUP/98 12/06/98	Comisión Federal de Electricidad	El Sauz, Qro	1.60	0.13
G/035/TUP/98 12/06/98	Comisión Federal de Electricidad	Hermosillo, Son.	0.11	0.06
G/037/TUP/98 26/06/98	Comisión Federal de Electricidad	Río Bravo, Tamps	3.80	0.52
G/040/TUP/98 22/07/98	Comisión Federal de Electricidad	Pesquería, N.L.	6.35	1.00
G/056/TUP/99 08/02/99	Comisión Federal de Electricidad	Chihuahua, Chih.*	0.10	0.67
G/007/TUP/97 11/02/97	Pemex Refinación	Tula, Hgo.	19.90	5.93
G/116/TUP/2002 10/01/2002	PEP (Campo Eden)	Cárdenas, Tabasco	0.02	3.0
G/155/TUP/2004 23/07/04	Petroquímica Escolín	Cobos, Veracruz	0.049	0.31
G/117/TUP/2002 10/01/2002	PEP (Campo Jacinto)	Cárdenas, Tabasco	0.005	2.7
Total			43.14	29.63

Fuente: Elaboración propia con información publicada en la página electrónica de la CRE, [www.cre.gob.mx](http://www.cre.gob.mx). Datos actualizados a diciembre de 2004  
 km. Kilómetros, mmd: millones de dólares

## REFERENCIAS

### BIBLIOGRÁFICAS

- Aguilar Luis Fernando, “Reformas y retos de la administración pública mexicana (1988 – 1994)”, mimeo, pp. 1-2.
- Asociación Mexicana de Gas Natural, Resultados de la apertura de la industria del gas natural, México, AMGN, 2002.
- Comisión Económica para América Latina y el Caribe, “Retos y posibles soluciones para el sector energético mexicano”, LC/MEX/L.505, 20 de diciembre de 2001
- Comisión Reguladora de Energía, Proceso de Reforma Estructural de la Industria de Gas Natural: Avances y Problemática Presente, México, 2000.
- , 10 años de regulación energética, México, 2005.
- , Comentarios de las Consultas Públicas, México, octubre de 1995.
- , Consulta Pública para Avanzar hacia una Estructura más Eficiente y Competitiva en la Industria del Gas Natural en México, México, 2000.
- , Consultas públicas sobre el Reglamento de gas natural, México, 1995.
- , Directiva sobre la determinación de precios y tarifas para las actividades reguladas en materia de gas natural DIR-GAS-001-1996, México, 20 de marzo de 1996, (Diario Oficial de la Federación) y sus modificaciones.
- , Informe quinquenal 1995-2000, México, 2001.
- , La Comisión Reguladora de Energía, Cuaderno 1, México, 1995.
- , La regulación de gas natural en México, México, 1995
- , Los nuevos retos de la industria del gas natural 2001-2005. Hacia una estructura más eficiente y competitiva en la industria del gas natural en México, México, 2001.
- , Resumen de los asuntos planteados a la Comisión Reguladora de Energía referentes a la nueva regulación de gas natural, México, 2002.

-----, resoluciones núms. RES/086/97, RES/122/97, RES/160/97, /141/98, RES/179/98, RES/180/98, RES/192/98, RES/198/98, RES/227/98 RES/228/98, RES/291/98 y RES/292/98, RES/148/2000, RES/CRE/192/2000, RES/061/2002, RES/074/2003, RES/147/2003, RES/200/2003, RES/344/2004 y RES/046/2005.

Crozier Michel y Ehrard Friedberg, El actor y el sistema. Las restricciones de la acción colectiva, México, Alianza Editorial Mexicana, 1990.

Elizalde Antonio, Dinámica de las fuerzas competitivas en la industria del gas natural en México, Energy Institute, Houston University, mimeo., s/f. p.5.

Estrada Javier, “Apertura de la Industria del Gas Natural en México” mimeo, s/f,

Figueroa Francisco, El gas natural en la política energética de América Latina y el Caribe, Ecuador, OLADE, 1988.

García Rocha Adalberto y Timothy Kehoe, “Efectos sobre la economía mexicana” en SECOFI, Hacia un tratado de libre comercio en América del Norte, México, Miguel Ángel Porrúa, 1991.

Lajous Adrian, “Contingencias petroleras”, 8 de octubre de 2005, mimeo, p.6.

México, “Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica”, 23 de diciembre de 1992 (Diario Oficial de la Federación).

-----, “Ley Federal de Bienes Nacionales”, 20 de mayo de 2004 (Diario Oficial de la Federación).

-----, Ley de la Comisión Reguladora de Energía, 31 de octubre de 1995, (Diario Oficial de la Federación)

-----, Ley Minera, 26 de junio de 1992(Diario Oficial de la Federación).

-----, Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios, 16 de julio de 1992 (Diario Oficial de la Federación).

-----, Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo,

- modificaciones del 13 de noviembre de 1996, (Diario Oficial de la Federación).
- , Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, última reforma 12 de diciembre de 2005 (Diario Oficial de la Federación).
- , “Ley de inversión extranjera” 15 de diciembre de 1993, (DOF), última reforma 4 de junio de 2001, (Diario Oficial de la Federación).
- , “Reglamento de gas natural”, 8 de noviembre de 1995 (Diario Oficial de la Federación).
- , “Reglamento de la Ley Federal de Entidades Paraestatales”, última reforma 26 de enero de 1990 (Diario Oficial de la Federación).
- Poder Ejecutivo Federal, “Decreto por el que se sujeta a precio máximo el gas natural que se suministre a los usuarios residenciales de bajos consumos y se otorga el estímulo fiscal que se indica”, 16 de mayo de 2005 (Diario Oficial de la Federación).
- , “Decreto por el que se sujeta a precio máximo el gas natural que se suministre a los usuarios residenciales de bajos consumos y se otorga el estímulo fiscal”, 16 de mayo de 2005 (Diario Oficial de la Federación).
- , “Lineamientos para la aplicación del Decreto por el que se sujeta a precio máximo el gas natural que se suministre a los usuarios residenciales de bajos consumos y se otorga el estímulo fiscal que se indica”, 30 de junio de 2005 (Diario Oficial de la Federación)
- , Plan Nacional de Desarrollo 1995-2000, México, 1995.
- , Plan Nacional de Desarrollo 2001-2006, México, 2001.
- Presidencia de la República, Secretaría de Energía, octubre de 1994, mimeo.
- Rosellón Juan y Johnatan Halpern, “Regulatory Reform in Mexico’s Natural Gas Industry. Liberalization in the Context of a Dominant Upstream Incumbent”, en World Bank, Latin America and the Caribbean Region Finance, Private Sector, and Infrastructure Sector Unit. mimeo.
- Rousseau Isabelle, “Reformas y apertura en Petróleos Mexicanos: el gas natural y la petroquímica

secundaria (1989-2000)”, Ceisal, Tercer congreso europeo de Latinoamericanistas, Ámsterdam, julio de 2002.

Secretaría de Energía, El sector de la energía, México, 2000, mimeo.

-----, Programa de desarrollo y reestructuración del sector de la energía, 1995-2000, Resumen, México, 1996.

-----, Programa sectorial 1995-2000, México, 1995.

-----, Programa sectorial de energía 2001- 2006, México, 11 de enero de 2002 ( Diario Oficial de la Federación).

-----, Prospectiva del mercado de gas natural 1998-2007, México, 1998.

-----, Prospectiva del mercado de gas natural 2003- 2012, México, 2003.

-----, Prospectiva del mercado de gas natural 2004-2013, México, 2004.

Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal, Industria petrolera: Cambio estructural y nuevo marco institucional, julio de 1994, mimeo.

## HEMEROGRÁFICAS

Carrizales David, “Difícil, materializar subsidios para los industriales”, La Jornada, 12 de septiembre de 2005, p. 27

Celis Estrada Darío, “Presenta Chevron-Texaco proyecto de LNG”, El imparcial. Tiempo de negocios, 31 de noviembre de 2003, <http://www.elimparcial.com>

Herrera Esther, “Inviabile, un precio de gas referencial: Elizondo”, El Financiero, México, D.F., 4 de abril de 2005, p. 30.

-----, “Podría agravarse la crisis de gas natural”, El Financiero, México, D.F., 1 de abril de 2005, p. 11.

Melgar Ivonne, “Alista gobierno descuentos en el gas”, Reforma, 7 de abril de 2005.

Méndez Enrique, “Senadores verificarán en las islas Coronado el funcionamiento de empresas de



- EU”, Sección Política, La Jornada, <http://www.lajornada.com>
- Millman Joel, “Los altos precios del gas ponen a Fox contra la pared” Reforma, 11 de diciembre de 2000.
- Ojeda Olga, “En riesgo, proyecto ChevronTexaco en Tijuana”, El Financiero, p. 19.
- Olmedo Jorge, “Procede la demanda de ambientalistas contra regasificadora en las Islas Coronado”, El Sol de México, 4 de octubre de 2005, p.8.
- Palma Gutiérrez Margarita, “Tractebel y Repsol, en la recta final por proyecto de gas natural”, El Financiero, Sección Negocios, 9 de febrero de 2004, p. 16.
- , “Peligran empresas de gas natural”, El Financiero, México, D.F., 4 de abril de 2005, p. 31
- Ramírez Clara, “Impulsará el PRI reforma sobre gas”, Reforma, 11 de marzo de 2001.
- Ramos Alejandro, “Para <guerra del gas>”, Reforma, 23 de febrero de 1997.
- s.a., “Gana Repsol planta de gas natural”, Reforma, 11 de febrero de 2004.
- , “Demandan al gobierno federal fijar precio del gas natural, Excelsior, 25 de octubre, p. 9A.
- Saldaña Ivette, “Analizan nueva fórmula para gas natural”, El Financiero, 17 de marzo de 2005, p. 22.
- Shields David, “Gases versus verdes”, Revista Expansión, 16 de marzo de 2004.
- Vela José Ángel, “Defienden extranjeros plantas de gas”, El Norte, 4 de marzo de 2004, <http://www.elnorte.com>
- , “Tramita Cydsa almacenar gas”, Reforma, 19 de octubre de 2005.

#### PRESENTACIONES Y COMUNICADOS DE PRENSA

- Banco Interamericano de Desarrollo, “IDB Approves \$225 Million for Energia Mayakan Gas Pipeline Company. Private sector project is first open access gas pipeline in Mexico”, Boletín de prensa, 24 de septiembre de 1997.

Comisión Reguladora de Energía, s/t., Boletín de prensa, 23 de julio de 1997.

-----, “Determina la CRE nuevas reglas a Pemex para transportar gas natural”, Boletín de prensa, 7 de junio de 1999,

-----, “Gas natural y electricidad. Avances y retos”, Presentación de Dionisio Pérez-Jacome para la OLADE, 26 de mayo de 2005.

-----, “North American Energy Regulation Perspectives: Mexico’s Experience”, presentación Miami, Florida, 8 de marzo de 2002, p.10.

-----, “Proyectos de Almacenamiento de GNL en México”, presentación en VII Reunión de la Asociación Iberoamericana de Entidades Reguladoras de Energía, 27 de mayo de 2003.

-----, “Retos de la Regulación Económica en Gas Natural y Gas LP”, presentación de Dionisio Pérez-Jacome ante Comisión Federal de Competencia, 22 de junio de 2005, <http://www.cre.gob.mx>

Houston Business Journal, “Marathon drops plans for Mexico LNG plant”, 2 de marzo de 2004, <http://www.bizjournals.com>

Gobierno del Estado de Baja California, “Expropiación gobierno del estado predios en el área del Monumento en Municipio de Tijuana”, Comunicado de prensa, 28 de febrero de 2004, [http://www.bajacalifornia.gob.mx/portal/mas\\_noticias.jsp](http://www.bajacalifornia.gob.mx/portal/mas_noticias.jsp)

Greenpeace, “El proyecto de ChevronTexaco en Islas Coronado debe ser cancelado”, Comunicado de prensa, 15 de enero de 2005, <http://www.greenpeace.org>

Lajous Adrian, “Seguridad de suministro del gas natural en México”, Intervención en el Congreso Anual de la Asociación Mexicana para la Economía Energética y la reunión de la International Association for Energy Economics, Ciudad de México, 20 de octubre de 2003, p. 4, <http://www.iaee.org/documents>

North American Forum on Integration, Conferencia Hacia una seguridad energética norteamericana. Reporte final, Monterrey, 1 y 2 de abril de 2004.

- Petróleos Mexicanos, “Reforma estructural de la industria petrolera”, Conferencia de prensa del Director General, Ing. Raúl Muñoz Leos, 28 de junio de 2001.
- , “La Estrategia del Gas en Pemex Conferencia Oficial Internacional: "El Sector del Gas en México", 20 de junio de 2002.
- Secretaría de Energía, "Shell y El Paso anuncian proyecto conjunto para una terminal de regasificación de gas natural licuado en Altamira, Tamaulipas”, Boletín núm. 62, 28 de junio de 2001, <http://www.energia.gob.mx>.
- Shell, “Shell recibe permiso de la CRE para terminal de importación de GNL en Baja California, Comunicado de prensa, 19 de agosto de 2003.
- Tidelands Oil & Gas Corporation (OTCBB: TIDE)” Terranova Energia, S. de R.L. de C.V., the Mexican Subsidiary of Tidelands Oil & Gas Corporation, Files for Permit with Mexico’s Energy Regulatory Commission (CRE) for Underground Natural Gas Storage Facility”, Comunicado de prensa, 8 de agosto de 2005.
- , “Terranova Energia, S. de R.L. de C.V., the Mexican Subsidiary of Tidelands Oil & Gas Corporation Files Permits for Mexico Project with CRE”, Comunicado de prensa, 21 de marzo de 2005.