

II CURSO DE PROVISIÓN Y REGULACIÓN DE SERVICIOS DE
INFRAESTRUCTURA

Santiago de Chile, 4 al 15 de septiembre del 2000

LA MODERNIZACIÓN DEL SECTOR ENERGÉTICO
EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE

OLADE

Este documento se reproduce para uso exclusivo de los participantes de los Cursos de la Dirección de Programación del Sector Público del ILPES.

NORMALIZACIÓN

R
E

LA
MODERNIZACIÓN
DEL SECTOR
ENERGETICO
EN AMERICA
LATINA Y
EL CARIBE

O
N

*Marco Regulatorio,
Desincorporación de Activos y
Libre Comercio*



Organización Latinoamericana
de Energía



ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA

Edificio OLADE, Av. Mariscal Antonio José de Sucre N58-63

y Fernández Salvador, Sector San Carlos

Casilla 17-11-6413, Quito-Ecuador

Teléfonos: 597-995/599-489, Fax: 593-2-539684

E-mail: olade1@olade.org.ec

ISBN: 9978-70-083-8



INDICE

Presentación	iii
Agradecimiento	v

Capítulo I

La Modernización: Sociedad, Estado, Economía y Sector Energético	1
1. El concepto de la modernización	1
2. Fases en el proceso de modernización	4
3. Carácter, niveles y elementos de la modernización en ALC	10
4. El macroproceso de la modernización y la funcionalidad del sector energía	13
5. Conflictos y simetrías entre objetivos sectoriales y macroeconómicos ..	20

Capítulo II

La modernización en el sector de energía: Opciones teóricas y preferidas de coordinación sectorial y de régimen de propiedad	25
1. Modalidades de funcionamiento del sector energético.	26
2. Cambios en el Régimen de Propiedad	41
3. El proceso de cambio, trayectorias y secuencias por etapas	42

Capítulo III

Las Reformas Subsectoriales en los Sistemas energéticos de América Latina y el Caribe	49
A. Las reformas en el subsector eléctrico	49
1. Las nuevas formas de organización a partir de las reformas	50
2. Los marcos regulatorios	58
3. Algunas observaciones sobre el proceso de la modernización en el subsector eléctrico	69
B. Las reformas en el subsector petrolero	71
1. Principales características de las reformas petroleras	72
2. Tendencias en las reformas empresariales y las estructuras de mercado: predominio estatal vs privatización	83
3. Algunas conclusiones sobre los procesos de reforma petrolera dentro de la región	92
C. Las reformas en el subsector de gas natural	94
1. Principales características de las reformas en el subsector de gas natural	95



B. Las reformas en el subsector petrolero

Las reformas en el ámbito de la industria petrolera se llevaron a cabo dentro de un complejo contexto de cambios en la estructura del mercado mundial, en la tecnología y en las transacciones, las cuales se descubren a continuación:

- Un nuevo orden imperante, a partir de los años 80, en los cuales se observa una preponderancia de los grandes países consumidores sobre los países productores y una sustancial reducción del poder de la OPEP, especialmente en lo relacionado con la fijación del precio internacional del petróleo;
- El surgimiento de nuevos productores independientes y la diversificación geográfica de la oferta;
- Un ambiente de importantes innovaciones tecnológicas que incrementan la productividad y la eficiencia de las operaciones en toda la cadena de la industria;
- La consolidación de nuevos esquemas de contratación para la compra/venta internacional del petróleo, el auge de los precios spot y de los mercados a futuro; y,
- El cambio de conceptualización desde la óptica del petróleo como «bien estratégico» a la de petróleo como «bien transable» (*commodity*).

Los procesos de reestructuración del subsector petrolero en los países de ALyC se producen bajo un contexto en que se aprecian dos situaciones relevantes. La primera de ellas se relaciona con el nuevo orden imperante en la industria petrolera mundial desde mediados de la década del 80, donde la ruptura del predominio de la OPEP se tradujo en una mayor preponderancia de los grandes países consumidores.

En este nuevo escenario, el origen de la oferta se diversifica y las diferentes regiones productoras de petróleo entran en una competencia sin tregua por la captación de inversiones.

Por otra parte, la incorporación de importantes innovaciones tecnológicas ha permitido una significativa reducción de los costos de producción, así como la incorporación de nuevas áreas para su explotación. En contraposición en el *upstream* los rendimientos se vuelven decrecientes, en la medida en que las empre-



sas operan en yacimientos menos accesibles o de menor escala, aumentando costos unitarios. También en las actividades del *downstream* se pueden distinguir fuerzas que empujan hacia arriba los costos, tales como: la necesidad de producir combustibles más limpios que sean más compatibles con el entorno, la de ajustar la oferta a las cambiantes condiciones de la demanda y la de procesar crudos más pesados y con mayor contenido de impurezas.

El desarrollo de los mercados *spot*, de futuros y opciones en el sector petrolero puede inducir a pensar que, dentro del nuevo orden, el funcionamiento del mercado y la formación de los precios reflejan plenamente las condiciones económicas que actúan sobre la oferta y la demanda, dando por tanto al petróleo las características de "*commodity*". Algunos autores difieren de esta caracterización, indicando que dicho energético mantiene características de bien estratégico y que estos mercados distan de estar exentos de influencias determinantes.²³ De cualquier modo, la primera concepción fue la que dominó en los procesos de reforma petrolera en los países de la región.

La segunda situación que aprecia en la reestructuración del subsector petróleo en ALC, se refiere a los procesos de modernización económica, cuyas características fueron ya destacadas en el Capítulo I. Al igual que en el caso de los otros subsectores energéticos, las primeras acciones de reforma consistieron aún en el saneamiento financiero y en ajustes al marco jurídico y/o en la gestión de las empresas. Las siguientes etapas implican cambios más profundos, vinculados al funcionamiento de los mercados, la apertura de ciertas actividades a la inversión privada y, en algunos casos, la desincorporación parcial o total de activos públicos.

1. Principales características de las reformas petroleras²⁴

Es necesario conceptualizar la modernización del subsector petrolero como un proceso adaptativo, secuencial y continuo adoptado con sujeción a una racionalidad de carácter técnico, económico y político, que busca alcanzar objetivos de largo plazo, en un entorno acotado

- a) por el conjunto de las relaciones internacionales y
- b) por la capacidad de maniobra como consecuencia de su disponibilidad de recursos tecnológicos, financieros, naturales, etc..



De esto se desprende que no necesariamente «modernizar» es sinónimo de «privatizar». En efecto, las estrategias adoptadas por los países no responden exclusivamente a factores de carácter estrictamente ideológico o político sino también a un conjunto de condiciones de distinta índole.

Entre las medidas que inicialmente adoptan los países, en el proceso de modernización del subsector petrolero, pueden anotarse, las siguientes:

- Racionalización de subsidios;
- Reducción de transferencias a empresas estatales;
- Ajustes a los precios de los combustibles con el fin de cubrir costos, o con el propósito de nivelarlos con sus costos de oportunidad: así se adoptan mecanismos como los de precios de paridad de importación y precios de paridad de exportación);
- Reformas organizacionales consistentes en racionalización de gastos, identificación de unidades de negocios, *downsizing*, *outsourcing*, concentración en el *core business*, creación de *holdings* y otras.

Más adelante, se producirán transformaciones estructurales, mucho más profundas: tales como:

- Cambios en los regímenes de contratación para la exploración y la explotación de los hidrocarburos (*upstream*);
- Liberalización de las barreras de entrada al transporte, refinación y comercialización (*downstream*);
- Modernización de las empresas públicas; y,
- Privatizaciones de empresas estatales.

El origen de las diferencias en la elección de «estrategias deseables» se encuentra en la «factibilidad» de éstas, como opciones alcanzables por los gobiernos, tomando en cuenta:

- Los equilibrios del poder propios de las democracias contemporáneas;
- Las opciones viables en el ámbito de la macroeconomía;
- La dotación de las reservas y, por ende, la capacidad de producción petrolera;
- El tamaño de los mercados internos; y,
- El desarrollo alcanzado por las empresas estatales, su experiencia en la industria y su nivel tecnológico.

En la década del 90 se llevaron a cabo importantes reformas a las leyes de petróleo de la mayoría de los países de América Latina. Destacan los casos de siete



países de la región: Argentina, Bolivia, Brasil, Colombia Ecuador, Perú y Venezuela. Chile puso en marcha su reforma a partir de mediados de los setenta liberalizando el mercado pero sin considerar la privatización de ENAP, que controla el *upstream* y todas las refinerías.

México es el único país que ha dejado intacto el ordenamiento fundamental que rige el sector petróleo, donde continúa vigente lo establecido en la Constitución de 1917, que reserva para el Estado la explotación de los hidrocarburos. No obstante, se han realizado modificaciones a leyes reglamentarias dando oportunidad a la participación privada en algunas actividades *downstream*.

Las motivaciones de las reformas son más o menos similares, aunque existen algunas diferencias derivadas de la dotación de reservas; relación reservas/producción; producción/consumo; tamaño del mercado interno; desarrollo empresarial público; nivel tecnológico y experiencia en la industria petrolera, entre otros.

Los aspectos comunes tienen relación con el paradigma del libre mercado y, como se ha dicho antes, con condicionantes del ajuste macroeconómico como la reducción de presiones fiscales, saneamiento financiero de empresas públicas, ajustes de precios y eliminación de subsidios.

Los ajustes de precios tuvieron, en un primer momento, motivaciones casi exclusivamente de carácter fiscal observándose un mayor o menor gradualismo según los casos. De cualquier modo, las empresas fueron incrementando progresivamente su participación en los precios finales de los combustibles. En una segunda instancia, se planteó una política de acercamiento de los precios internos a los precios internacionales, tomados como parámetros de referencia; aunque ese patrón no se haya seguido en todos los países, si se considera a estos últimos precios como indicadores básicos de los costos de oportunidad.

Además de los ajustes de precios, se utilizaron, aunque no en forma generalizada, otros instrumentos tales como la reducción de las transferencias de recursos de las empresas al fisco, la reestructuración de pasivos y la refinanciación de la deuda externa. También se realizaron ajustes a la organización empresarial, tendientes a lograr mejoras en la eficiencia productiva especialmente en el plano operacional, mediante la separación de unidades de negocio y la racionalización de los gastos. En algunos casos, se cerraron ciertas unidades de bajo rendimiento o se recurrió a esquemas de descentralización, para hacer más transparente el funcionamiento de las citadas unidades de negocios.



1.1 La eliminación de barreras de entrada a las actividades petroleras e incentivos a la inversión

En términos generales, las reformas petroleras implicaron, en la gran mayoría de los países, la eliminación de las barreras artificiales de tipo normativo a la entrada de nuevos actores al sector. Además, ser respuesta a las corrientes predominantes de liberalización y desregulación de los mercados, este aspecto de las reformas obedeció a la necesidad de contar con recursos no estatales para realizar las inversiones de expansión requeridas en las diferentes etapas de la cadena, así como la incorporación de nuevas tecnologías a las mencionadas actividades.

1.1.1. Los cambios en el upstream

En el ámbito del *upstream*, el objetivo primordial de la eliminación de barreras fue el de atraer capital de riesgo para aumentar reservas, elevar la producción nacional e incrementar el saldo neto de divisas. El marco en que se realiza este propósito es el de una cerrada competencia con otras regiones en el mundo, con una filiación petrolera significativa como Rusia y países del Medio Oriente, con claros intereses en la inversión extranjera.

a) Los países que ampliaron los incentivos ya existentes

Los países de la región que han incentivado en mayor medida la inversión extranjera han sido Argentina, Bolivia, Colombia, Chile, Ecuador y Perú. Estos países, en mayor o en menor grado, adoptaron en parte o totalmente las siguientes medidas:

- Ampliación de los plazos para la exploración petrolera;
- Eliminación de la obligación de perforar pozos exploratorios;
- Incremento de la participación de las contratistas en la renta minera neta;
- Permiso para la libre disponibilidad del petróleo producido;
- Reducción de la carga tributaria;
- Establecimiento de un régimen de libre convertibilidad de moneda nacional a divisas duras, así como de libre disponibilidad y libre repatriación de las ganancias;
- Flexibilización política en lo relacionado al abastecimiento interno y vinculación de precios internos a precios internacionales;
- Permiso para operar bajo condiciones operativas más flexibles;
- Libertad para transferir o ceder los contratos a terceros; y,
- Permiso para arbitraje internacional en la solución de conflictos.

RECUADRO III.2.1.
OBLIGACIONES DE LOS CONTRATISTAS, PROPIEDAD, CESIÓN Y
DISPONIBILIDAD DEL PETRÓLEO

I. Obligaciones del contratista

- 1) En la exploración se exige un programa de trabajo que puede incluir obligación de perforar pozos exploratorios o la "opción sísmica" y se exigen garantías para su cumplimiento (fianzas p.e.)
 - a) Obligación de perforar (Ecuador y Guatemala)
 - b) Opción sísmica (Bolivia y Perú)
 - c) Opción sísmica o perforación (Colombia)
 - d) Opción sísmica o perforación (Argentina)

En Colombia los contratistas son reembolsados por el 50% del costo de los pozos de exploración no exitosos si se encuentra petróleo.
- 2) En la exploración se exigen programas de desarrollo y compromisos de inversión con las correspondientes garantías.

II. Disponibilidad del petróleo

- Propiedad del Estado (Guatemala)
- Propiedad del contratista (Argentina, Bolivia, Perú).
- Libre disponibilidad por participación o asociación (Colombia y Ecuador)
- Libre disponibilidad por remuneración (Bolivia, Guatemala, Perú)
- Retención de petróleo por recuperación de costos (Guatemala)

III. Abastecimiento del mercado interno

- 1) Existe obligación de abastecer el mercado interno a precios internacionales
 - En contratos de participación en la producción (Bolivia, Ecuador y Guatemala).
 - En contratos de asociación (Colombia)
 - En caso de emergencia nacional (Perú)
- 2) No existe obligación
 - En contratos de concesión (Argentina) y de licencia (Perú)

IV. Posibilidad de cesión o transferencia

En todos los países de la región existe la posibilidad de ceder o transferir los contratos a terceros previa autorización de la autoridad competente.

Fuente: Humberto Campodónico. Cambios en el régimen de contratación petrolera en América Latina en la década de los noventa. CEPAL, Unidad de Recursos Naturales y Energía, División de Medio Ambiente y Desarrollo. Documento LC/R. 1626, marzo 1996

En términos generales, estos incentivos se concentran en una mayor participación en la producción de petróleo (Bolivia, Colombia, Chile, Ecuador), en la libre disponibilidad del petróleo (Argentina, Perú), en una disminución de las alícuotas del impuesto a la renta y de los gravámenes a las remesas de utilidades en todos los países y en condiciones de operación más flexibles, traducidos contractualmente en ampliación de los plazos de exploración, eliminación de la obligación de perforar pozos exploratorios en el marco de la opción sísmica, entre otros. En los Recuadros III.2.1 y III.2.2 se especifican algunos de estos aspectos con referencia a los países.

RECUADRO III.2.2. RETRIBUCION A LOS CONTRATISTAS Y DISPONIBILIDAD DE DIVISAS

En la mayoría de los países de la región se han producido modificaciones en la fijación de las retribuciones otorgando a los contratistas una mayor participación en la producción de petróleo y reduciendo la carga tributaria para promover la inversión privada.

I. Contratos de concesión y licencia

El contratista es dueño del petróleo y por tanto sus ingresos están en función de los precios internacionales, previo pago de una regalía (Argentina y Perú).

II. Contratos de participación

- 1) Caso a caso, en especie o en efectivo (Bolivia y Chile).
- 2) Los contratistas ganan la licitación en función de la proporción de distribución ofrecida. Se establece un "Factor R" que determina que a mayor cantidad de petróleo, menor participación del contratista, considerándose la calidad del crudo extraído (Ecuador).
- 3) En Guatemala, la retribución corresponde a un volumen de producción que se fija en cada contrato.

Una vez deducida la regalía, la participación estatal es, como mínimo, igual al 30% de la producción de los hidrocarburos compartibles. Por tanto, la retribución máxima del contratista equivale al 70% de estos.

III. Contratos de asociación

De acuerdo a la proporción acordada y considerando un "factor R" en base a los ingresos de la asociada, la inversión realizada y los costos acumulados (Colombia).

IV. Contratos de operaciones y prestación de servicios

La retribución se pacta caso a caso, en especie o en efectivo (Perú y Chile).

En la mayoría de los países existe libre disponibilidad de divisas (Argentina, Bolivia, Chile, Ecuador y Perú). En Colombia, existe libre disponibilidad de divisas pero no una garantía formal a la "Asociada".

Los contratistas pueden remesar al exterior los capitales invertidos, cubrir los gastos externos de operación, amortizar créditos e intereses concertados en el exterior y remesar utilidades.

Fuente: Humberto Campodónico. Cambios en el régimen de contratación petrolera en América Latina en la década de los noventa. CEPAL, Unidad de Recursos Naturales y Energía. División de Medio Ambiente y Desarrollo, Documento LC/R. 1626, marzo 1996.



b) Los países que recién iniciaron la apertura

Los países que empezaron recientemente una apertura a la inversión privada que no existía anteriormente son Brasil, Cuba y Venezuela.

En Brasil, Las enmiendas constitucionales de 1995, que modificaron la Constitución de 1988, permiten la inversión privada en exploración y producción de petróleo, mediante la suscripción de contratos, que aún están pendientes de reglamentación por el Congreso.

El modelo que adoptaría Brasil durante su proceso de modernización busca:

- Preservar el monopolio constitucional sobre los hidrocarburos;
- Garantizar el control del Estado sobre PETROBRAS;
- Permitir el acceso no discriminatorio de empresas privadas, en las diferentes actividades de la industria; y,
- Asegurar que las actividades se lleven a cabo en un ambiente más competitivo. La nueva política brasileña posibilitaría (en el *upstream*) la participación de inversionistas privados en las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, mediante contratos de concesión;

Por lo tanto, una vez concluida la transición fijada por la ley, PETROBRAS eventualmente ejercería sus actividades bajo condiciones de libre competencia con otras empresas en los diferentes eslabones de la cadena.

En Venezuela, en el transcurso de 1992, el Congreso interpretó la legislación vigente permitiendo la suscripción de contratos de operación en campos marginales y la concertación de "asociaciones estratégicas" entre PDVSA y operadores privados en la explotación de crudo pesado de la Faja del Orinoco. En 1995 el Congreso autorizó la suscripción de convenios de "ganancias compartidas" para la exploración y explotación de nuevas reservas. Ninguna de las nuevas modalidades supone la privatización de los campos que actualmente opera PDVSA.

En Cuba, CUPET ha puesto en marcha incentivos de negocios con compañías extranjeras relacionadas con la producción compartida en exploración a riesgo. A julio de 1997 sobre la mayor parte del territorio nacional se han contratado este tipo de actividades de exploración, tanto terrestre como marítima, permitiéndose la reactivación de pozos con producción declinante.



c) Países con participación exclusiva del sector público en la actividades *upstream*

Solo México se ha abstenido de realizar algún tipo de apertura en las actividades de exploración, desarrollo y producción, manteniendo por lo tanto la exclusividad del sector público en las actividades *upstream*.

Sin embargo, PEMEX está facultada para suscribir «contratos de servicio» en el *upstream*, con empresas privadas especializadas.

1.1.2. Los cambios en el *downstream*

En el *downstream* se pueden observar las siguientes tendencias básicas:

- Desregulación de los mercados;
- Eliminación de subsidios;
- Reducción de los controles de precios; y,
- Libre importación de crudo y derivados.

La mayoría de los países de la región han abatido las barreras de entrada a las operaciones propias del *downstream* que anteriormente estaban reservadas para empresas del Estado: transporte, refinación y comercialización de hidrocarburos y sus derivados. Se indican a continuación las principales modificaciones en lo que se refiere a las actividades de transporte y refinación, dejando los aspectos relativos a la comercialización para la próxima sección.

a) Las actividades de transporte

Con excepción de México y Venezuela, los oleoductos pueden ser construidos y operados tanto por empresas estatales como privadas. En algunos países, sin embargo, la empresa privada debe suscribir previamente contratos con la empresa estatal.

En Argentina, Bolivia, Colombia, Chile, Ecuador y Perú no hubo mayores cambios ya que antes de las reformas las empresas privadas podía incursionar en el transporte. En Bolivia, se acaba de capitalizar el transporte. Shell y Enron son dueñas de la recién creada TRANSREDES SA que manejará 2,663 Km de tuberías de gas natural y de 2,314 Km de tuberías para crudo y líquidos, además del proyecto de interconexión Bolivia-Brasil que considera una inversión de 263 millones de dólares.



En Brasil, la reforma constitucional de 1995 autorizó la inversión privada en el transporte de crudo y derivados, lo que estaba prohibido por la Constitución de 1988. La política brasileña posibilitará la participación del capital y la tecnología privados en las actividades de transporte de petróleo, gas natural y derivados para abastecer el mercado interno o para exportar o importar estos energéticos mediante la propuesta de construcción y operación de oleoductos, poliductos, gasoductos y facilidades de almacenamiento.

En México y Venezuela, el transporte de hidrocarburos y sus derivados sólo puede ser realizado por empresas estatales. México permite la participación privada en la parte *downstream* del gas natural (ver siguiente acápite) al igual que en la petroquímica secundaria. Venezuela está en proceso de aprobación de una ley que libera el mercado interno de derivados.

b) Las actividades de refinación

Se distinguen cuatro tipos de situaciones:

- Las refinerías de propiedad estatal, donde el Estado ejerce monopolio (México, Venezuela, Brasil²⁵, Bolivia, Colombia, Ecuador, Costa Rica, Cuba, Chile, Jamaica, Paraguay, Trinidad&Tobago y Uruguay);
- Las refinerías que eran del sector privado aún antes del proceso de apertura (Argentina, Barbados, Panamá, El Salvador, Nicaragua);
- Empresas mixtas de refinación (República Dominicana)
- Refinerías que se han privatizado (Argentina y Perú).

La mayoría de los países permiten la participación privada en la refinación. Con ello se busca estimular la libre competencia, lo que a su vez dependerá de las condiciones de entrada y del tamaño de los mercados.

Venezuela permite la participación de la empresa privada en actividades de industrialización especializada, que demanda tecnología de punta.

En Argentina, Colombia y Chile no hubo mayores cambios a la legislación anterior a la reforma pero sólo en Argentina existían refinerías privadas. En Colombia y Chile todas las refinerías son propiedad de ECOPETROL y ENAP.

Las reformas en Bolivia, Brasil, Ecuador y Perú permiten ahora la participación de la inversión privada. Anteriormente, esta actividad estaba reservada a las empresas estatales. En 1996 se privatizó la refinería de La Pampilla en el Perú que



atiende cerca de más del 70% del mercado interno. En Ecuador, aún cuando se elaboraron planes para permitir la participación privada en la refinería de La Libertad, ello no se ha concretado. En Bolivia, el plan de capitalización de YPFB contemplaba la venta de las refinerías, pero aparentemente esta opción habría sido detenida por el momento.

En Brasil con la excepción citada antes, Colombia y Chile todas las refinerías existentes son de propiedad estatal. No está prevista su privatización aunque se ha anunciado recientemente que ENAP de Chile se abriría hacia la búsqueda de un socio estratégico que podría comprar alrededor del 30% del capital social.

Brasil, dentro de su nueva política energética, permitiría la participación de inversionistas privados en las actividades de refinación, mediante la propuesta para la construcción, ampliación y operación de refinerías y unidades de procesamiento y almacenamiento de gas natural.

En caso de PEMEX, se ha dado viabilidad también a otro tipo de esquemas, como el de los convenios de «suministro de crudo a cambio de producto refinado». Con el fin de garantizar la colocación del crudo pesado Maya, en el mercado internacional y asegurar el aprovisionamiento de gasolina sin plomo, PEMEX mantiene un contrato con la refinería Deer Park, localizada en Estados Unidos, propiedad de Shell. De esta manera, México exporta petróleo e importa gasolina.

Cuba abrió el camino para empresas mixtas en el tratamiento de gas asociado de petróleo, el desarrollo acelerado y la comercialización de GLP y para la producción y comercialización de lubricantes de alta tecnología.

1.2 Libre comercio y liberación de precios de petróleo crudo y derivados

En lo que se refiere al funcionamiento de los mercados de combustibles, la tendencia general que se observa en los procesos de reforma es hacia la creciente desregulación de los mercados internos mediante eliminación de subsidios y controles de precios y la libre importación de petróleo y sus derivados.

1.2.1. La libre importación de crudo y derivados

En la mayoría de los países de la región se permite la libre importación de petróleo y derivados para el consumo interno. Esto induce a que los precios en dicho



mercado se fijen de acuerdo a los precios internacionales. Para que el esquema funcione debe existir disponibilidad portuaria y tanques de almacenamiento que, en muchos países está en manos de las empresas estatales. Este hecho implica sin duda limitaciones a la disputabilidad de los mercados. En Argentina la mencionada infraestructura está privatizada y en Perú está en vías de privatización todo el almacenamiento.

En Chile, el libre comercio data de mediados de la década del 70. Sólo en los noventa Argentina, Ecuador y Perú lo adoptaron. En cambio, En Bolivia y Colombia está permitida la libre importación pero los precios internos son fijados por el Estado.

En Brasil, las recientes reformas a la Constitución permiten la libre importación de petróleo. En la ley recientemente aprobada, se faculta la importación o exportación de petróleo, derivados, gas natural y condensados, a cualquier empresa o consorcio que hubiere obtenido la autorización de la Agencia Nacional del Petróleo.

En México y Venezuela no se ha dispuesto la libre importación de petróleo. Aunque el tema energético no forma parte del paquete, es importante señalar, en el caso de México, que el acuerdo suscrito con Estados Unidos y Canadá (NAFTA) contempla la apertura gradual de las compras gubernamentales.

A pesar de que los países centroamericanos han liberalizado la importación de derivados de petróleo y han adoptado «sistemas de precios de paridad de importación», a fin de garantizar competitividad, transparencia y reducción de los costos del suministro, no han podido beneficiarse íntegramente de esta política como consecuencia de la práctica anticompetitiva de algunas de las grandes transnacionales que utilizan como precios internacionales de referencia los *posting* del Caribe. Pero ésta no es la única razón. Los altos costos de transporte, originados en las adquisiciones realizadas en volúmenes pequeños es otro factor importante, que solamente pudiera superarse en la medida en que se adopte un sistema amplio y coordinado de importaciones. Es necesario señalar, además, que en Centro América, la propiedad privada de los activos necesarios para la importación de derivados constituye una barrera a la competencia, por no haberse impuesto una política generalizada que permita el «acceso libre a terceros».



1.2.3. Liberalización de precios de los combustibles

Tal como se ha expresado, existe una creciente aceptación del principio según el cual los precios internos sean fijados de acuerdo a los precios internacionales. La implantación de una política de este tipo ha ayudado a mejorar de modo significativo los ingresos de las empresas estatales y ha contribuido a su saneamiento financiero.

En Chile este criterio data de mediados de los 70. Actualmente existe el Fondo de Estabilización Petrolera llamado a operar solo si se produjera una abrupta elevación de los precios internacionales. El esquema funciona bien ya que los grandes consumidores pueden importar libremente y, si no lo hacen, es debido a que ENAP no abusa de su carácter monopolístico.

Aquella política también se adoptó durante los noventa en Argentina, Brasil, Ecuador, Perú y México. Cabe señalar que en Brasil, Ecuador y México el precio de venta mayorista de los derivados es fijado por órganos gubernamentales, tomando en cuenta los precios internacionales. En Bolivia, la alineación de los precios internos con los internacionales se hará cuando culmine la capitalización de YPF. Mientras tanto los precios siguen siendo fijados por el gobierno.

En Brasil, la ley establece un período transitorio máximo de tres años, durante el cual los precios básicos del petróleo y del gas natural son reajustados y revisados por las refinerías y las unidades de procesamiento, siguiendo las directrices y parámetros establecidos, de manera conjunta, por los Ministerios de Hacienda y de Minas y Energía. Sin embargo, le compete a la Agencia Nacional del Petróleo establecer (en el período transitorio) los criterios de desregulación de los precios.

Colombia y Venezuela han adoptado un proceso de alinear los precios internos con los internacionales, que es más avanzado en el caso de Colombia.

2. Tendencias en las reformas empresariales y las estructuras de mercado: predominio estatal vs privatización

Durante el proceso de modernización de la industria petrolera se pueden evidenciar las siguientes tendencias:

- La apertura



- La separación de funciones
- Las nuevas formas orgánicas
- La flexibilización contractual
- La adopción de esquemas y modelos diferentes

2.1 La apertura

Tal como se evidencia a partir de la descripción realizada en la sección anterior, los procesos de reforma en el subsector petrolero muestran en términos generales una tendencia hacia una apertura de las actividades del *downstream* y/o del *upstream* materializada en la eliminación de barreras normativas así como en una mayor liberalización de los mercados.

2.2. La separación de funciones

Al igual que en el subsector eléctrico se observa una tendencia hacia la separación de las funciones:

- Las que corresponden a la planificación energética;
- Las de otorgamiento de concesiones, licencias y contratos para ejercer actividades en cualquier eslabón de la cadena industrial;
- Aquellas relacionadas con la regulación y la fijación de estándares, normas y procedimientos;
- Las específicas del control y la fiscalización;
- Las empresariales y operativas.

Así, por ejemplo, en el Perú se diferencian claramente las funciones y atribuciones de PETROPERU, que sigue efectuando las funciones empresariales y operativas, y de PERUPETRO, que se encargó del otorgamiento de concesiones y otras funciones públicas.

También en el Brasil, de acuerdo con la nueva política energética, se deben distinguir:

- El Consejo Nacional de Política Energética;
- La Agencia Nacional del Petróleo; y,
- PETROBRAS, con funciones exclusivamente empresariales.



2.3 *Las nuevas formas orgánicas*

Las reformas también han introducido cambios en el plano de la organización y en la formulación de las estrategias empresariales, que abarcan el conjunto de las actividades ligadas a los hidrocarburos (Ver capítulo IV)

En lo que se refiere al grado de control estatal sobre las actividades del sector, las opciones adoptadas por los países de la región van desde el mantenimiento de exclusividad para el sector público con asociaciones estratégicas en Brasil, México, Venezuela y Chile, pasando por el mantenimiento de la preponderancia pública pero con una más intensa promoción de la inversión privada en Ecuador y Colombia, hasta la privatización de la industria que ocurre en Argentina, Bolivia y Perú.

Se ensayan, por otro lado, nuevos modelos financieros para la constitución de los capitales de las empresas. Así, para mantener el control estatal sobre PETROBRAS, se plantea en la nueva política energética, una variante del *golden share*:

- El capital de la empresa es dividido en acciones ordinarias, con derecho a voto y acciones preferenciales, sin derecho a voto;
- El Estado mantiene el control accionario de la empresa, con la propiedad y posesión de no menos del 50% de las acciones, más una acción de capital ordinario con derecho a voto.

Como se puede advertir, el esquema, garantiza de manera práctica el control estatal sobre las decisiones estratégicas sin necesidad de mantener una posición hegemónica sobre la propiedad de los activos.

Respecto de las modalidades organizativas (ver Cuadro III.3), se observa un predominio del esquema de *holding*, separando unidades de negocios. Este es el caso de empresas estatales como PETROBRAS, ECOPETROL, ENAP, PETROECUADOR, PEMEX y PDVSA mientras que YPF mantendría este esquema dentro de las empresas privatizadas. En Bolivia y Perú las unidades de negocios privatizadas se incorporan a las estructuras corporativas de las empresas que las compraron. Los grandes operadores petroleros internacionales operan también, como un holding. Este esquema se considera que es la mejor forma de organización para compañías verticalmente integradas en la industria petrolera.



Cuadro III.3 Estructuras Empresariales en el subsector petróleo

TIPOS DE ORGANIZACION	EMPRESAS PETROLERAS ESTATALES
OPERACIONES EN EL MERCADO INTERNO	
EMPRESA CENTRALIZADA	RECOPE, PETROJAM, PETRONIC, TRINTOC, ANCAP
HOLDING (MATRIZ Y FILIALES)	PDVSA, PEMEX, PETROBRAS, PETROECUADOR, ENAP, YPF
DESCENTRALIZACION E IDENTIFICACION DE UNIDADES DE NEGOCIOS, PRINATIZABLES	BOLMA, PERU
ASOCIACIONES CON EMPRESAS PRIVADAS PARA OPERAR EN EL MERCADO INTERNO	OPCION QUE AJUN NO HA SIDO UTILIZADA
OPERACIONES EN MERCADOS INTERNACIONALES	
ASOCIACIONES ESTRATEGICAS PARA APROVECHAR LAS VENTAJAS DEL MERCADO INTERNACIONAL	PDVSA (REFINACION Y DISTRIBUCION DE DERIVADOS) BRASPETRO (EXPLORACION Y PRODUCCION DE CRUDO)

La gigantesca estructura de PEMEX constituía un obstáculo para la administración y la toma de decisiones gerenciales. En 1991 la revista *Fortune* clasificó a la empresa como la tercera más grande del mundo. Sus ventas anuales superaban los US\$20 mil millones, sus activos llegaban a US\$45 mil millones y empleaba a 120 mil trabajadores. La modernización de PEMEX se llevó a cabo mediante un proceso de reestructuración, orientado hacia la búsqueda de eficiencia y competitividad. Reordenar las finanzas fue prioritario para la empresa desde la crisis económica de 1982. A finales de la década de los ochenta, la estrategia empresarial se centró en la reducción de la deuda y su servicio, por un lado, y en la disminución del presupuesto de inversiones, por otro. Entre 1983 y 1991, la escasez de recursos para la industria petrolera, obligó a mantener casi los mismos volúmenes de producción y exportación y prácticamente a suspender las tareas de búsqueda y explotación de nuevos yacimientos. El control de costos se sustentó en la creación de *centros de costos* y la utilización de *precios de transferencia* entre dichos centros.

Los últimos planes de desarrollo sectorial, de 1990, han enfatizado la necesidad de:

- La descentralización de funciones;
- La delimitación de responsabilidades; y,
- La reestructuración organizacional por líneas de negocios.

El 17 de julio de 1992 se expidió la nueva Ley Orgánica de PEMEX, mediante la cual se convirtió a la empresa estatal en un consorcio. Continúan urgentes en la política petrolera mexicana los siguientes principios:



- Mantener la propiedad y el control del Estado sobre los hidrocarburos;
- Conservar la conducción central de PEMEX;
- Mantener la integración vertical de la industria, como condición fundamental para elevar su competitividad interna e internacional.

De este modo, salvo por lo que se refiere a la comercialización minorista de los derivados, donde puede existir un importante grado de competencia, los mercados petroleros incluyendo crudo y comercialización mayorista de derivados continúan manteniendo estructuras predominantemente monopólicas u oligopólicas, debido precisamente a las importantes economías de escala y de secuencia que caracterizan a la cadena petrolera.

2.4. La flexibilización contractual

Tal como se desprende del Cuadro III.4, en los países que han implantado algún tipo de apertura, el acceso de nuevos actores al *upstream* está condicionado bajo diversas modalidades de contratación:

- Contratos con libre disponibilidad del petróleo extraído que operan como una concesión normal: Están vigentes en Argentina, Bolivia, Perú, Colombia. Sin embargo, en Colombia, las antiguas modalidades de concesión tienen una significación muy reducida, mientras que en la Argentina esas formas de contratación han vuelto a tener preeminencia con los actuales procesos de transformación. De este modo, en esos países, con la excepción de Colombia, el control privado de los mercados upstream de los hidrocarburos, es total en Argentina o claramente predominante en Perú y Bolivia.
- Contratos de operación, sin libre disponibilidad del petróleo. Existen en los países en que hay un fuerte predominio estatal como Colombia, Ecuador y Venezuela. Sin embargo, Venezuela continúa manteniendo un control prácticamente monopólico sobre la comercialización del crudo, mientras que en Colombia y Ecuador la participación de las multinacionales privadas sobre la disponibilidad del petróleo crudo es muy significativa. Tal como se verá en la sección III.3, en Colombia esa situación será también aplicable al gas natural a partir del 2005, con la desregulación total del mercado mayorista.
- Contratos sujetos a asociación obligatoria con la empresa estatal. Sólo existen en Colombia.



- Contratos sujetos a un esquema de “ganancias compartidas”: Sólo existen en Venezuela.
- Sólo en México el acceso al upstream está cerrado.

En el Brasil, los «contratos de concesión» tendrán las siguientes características básicas:

- Excepto en el caso de PETROBRAS, durante el primer año de vigencia de la ley, se otorgarán por licitación, siempre que se trate de campos que se hallan en producción, se hubieren efectuado inversiones de exploración o se hubieren descubierto hidrocarburos);

Cuadro III.4: Sistemas de organización y grado de apertura en el upstream y el downstream

Control predominante / Grado de Apertura	Sistema estatal predominante	Sistema mixto con predominio estatal	Sistema mixto con predominio privado	Sistema privado predominante
UPSTREAM				
Contratos, Concesiones, Licencias	Brasil ⁴		Argentina ⁴ Perú ^{3,4}	
Contratos de Participación		Ecuador ¹ Guatemala ^{2,3}	Bolivia ^{3,4}	
Contratos de Asociación Obligatoria	Chile, Cuba	Colombia ¹		
Contratos de Ganancias Compartidas	Venezuela			
upstream cerrado	México			
DOWNSTREAM				
Actividades de transporte	México Venezuela Brasil Chile	Colombia	Argentina Perú Bolivia	
Refinación	México Venezuela Brasil Chile Colombia Costa Rica Bolivia	Argentina Perú Resto de América Centro América República Dominicana		
Comercio mayorista	México Venezuela Brasil		Argentina, Ecuador, Perú	
Comercialización minorista de derivados				La mayor parte de los países

¹ Libre disponibilidad del crudo por la participación (Ecuador) o por asociación (Colombia)

² Libre disponibilidad del crudo por recuperación de costos

³ Libre disponibilidad del crudo por remuneración

⁴ Crudo de propiedad del contratista, licenciatario o concesionario



- La concesionaria tendrá la obligación de explorar, por su cuenta y riesgo, y en caso de éxito, producir el petróleo o el gas natural en un determinado bloque, confiriéndosele la propiedad de estos bienes, luego de que fueren extraídos a la superficie;
- Se permitirá la transferencia de los contratos de concesión, previa la autorización de la Agencia Nacional del Petróleo; y,
- Se prevé la solución de conflictos por conciliación o arbitraje internacional.

En el ámbito del *downstream*, salvo por lo que se refiere a la comercialización minorista de derivados, la concentración en las actividades es muy marcada:

- Transporte: Son monopolios naturales en todos los países. Hay libre acceso a las redes de transporte de acuerdo a las necesidades del propietario o concesionario y según la capacidad disponible. Se supone que las tarifas deberían ser reguladas cuando se trate del uso por terceros.
- Refinación: tiene una estructura monopólica en la mayoría de los países de la región y oligopólica en Argentina. Salvo por la desincorporación de activos en algunos países, particularmente en Argentina, y a pesar de la eliminación de las barreras normativas a la entrada en otros, las reformas no han introducido modificaciones sustantivas en las estructuras del mercado mayorista de derivados. Sin embargo, los precios internos a nivel del productor han sido vinculados más estrechamente con los internacionales.
En el área de Centroamérica, las refinerías eran ya manejadas por monopolios privados salvo en el caso de Costa Rica donde la estatal RECOPE realiza esa actividad con exclusividad.
- Comercialización minorista de derivados: en este ámbito, la tendencia generalizada ha sido, tal como se ha dicho, la desregulación, dando un espacio más efectivo al libre juego de los mecanismos de mercado.

2.5 La adopción de esquemas y modelos diferentes

De este modo, y tal como se esquematiza en el Cuadro III.5, las principales opciones que se escogieron en los procesos de reforma petrolera son:

- El modelo estatal



- Apertura restringida y las “alianzas estratégicas”
- Predominio estatal y promoción de la inversión privada
- La privatización

2.5.1. La opción por el monopolio estatal

La política de preservación del monopolio estatal en todas las fases de la industria, esto es exploración, producción, refinación, transporte y comercialización de petróleo crudo sólo se mantiene en México. Se establece así por precepto constitucional y leyes reglamentarias.

2.5.2. Apertura restringida y la opción por las “alianzas estratégicas”

Esta opción admite una variada gama de alternativas que van desde la incursión de las empresas estatales en el extranjero, para obtener las disponibilidades de crudo que cubren el abastecimiento interno como en Brasil y Chile, o bien para ampliar la participación de mercado en el “downstream”, pasando por contratos de operación o participación y hasta la concertación de diversos tipos de “asociaciones estratégicas, destinadas a ampliar y fortalecer tecnológicamente las actividades de exploración y explotación.

Venezuela utilizó esta opción para abrir la industria a la inversión privada, pero sólo en el upstream. En el downstream han concertado alianzas estratégicas en el mercado norteamericano.

Tal como se verá más adelante, este esquema de alianzas estratégicas fue adoptado también por ENAP de Chile, PETROBRAS y PEMEX para sus operaciones en el extranjero. Se ha anunciado que ENAP busca un socio estratégico que adquiriría un 30% de las acciones pero esta opción aún se encuentra bajo consideración.

En estos países existe la clara intención de mantener un fuerte predominio de las empresas estatales. En Brasil, a pesar de haber establecido la posibilidad de que los operadores privados intervengan en todas las fases de la industria, se descarta totalmente la privatización de la empresa en virtud de su importante influencia dentro de la economía nacional.²⁶

Los contratos colombianos de asociación obligatoria podrían considerarse incluidos como parte de esta opción. Sin embargo, dentro de esa modalidad de contra-



tación, la mayor parte de las actividades exploratorias y el manejo de los yacimientos está a cargo de las transnacionales privadas.

2.5.3. Predominio estatal y promoción de la inversión privada

En Colombia y Ecuador, los gobiernos han reafirmado que no privatizarán sus empresas pero buscan ampliar la participación privada bajo diversas formas de contratación, predominando los de asociación obligatoria en el primero y los de participación en el segundo. En ambos casos se utiliza el factor R como mecanismo de asignación de la producción o de retribución a los contratistas.

Chile, que importa más del 90% del petróleo que consume, no se plantea la venta de las refinerías propiedad de ENAP. Cabe señalar que se ha creado SIPETROL, filial de ENAP, para llevar a cabo actividades de exploración y explotación de petróleo en terceros países.

2.5.4. La opción por la privatización

Sólo en Argentina, Bolivia y Perú se consideró agotado el estilo de desarrollo de la industria petrolera basado en la actividad empresarial del Estado:

- En Argentina, el esquema de privatización de YPF, realizada en 1993, determinó que el Estado controle todavía alrededor de un 20% del paquete de acciones de la empresa que funcionaría como un "golden share" ya que puede vetar ciertas decisiones que comprometan la marcha de la industria.²⁷ Este es el único país donde existía un importante desarrollo de empresas petroleras privadas de origen local antes del actual proceso de transformación. Tales empresas incrementaron de manera significativa su participación en todas las actividades de la industria petrolera y gasífera nacionales; algunas de ellas tomaron posiciones estratégicas en las diferentes etapas de la industria eléctrica, formando parte de los consorcios adquirentes y/o adjudicatarios (Ver Sección III.2). Estas empresas, del mismo modo que YPF, han optado ahora por una estrategia de transnacionalización, tal como se verá más adelante.
- En cambio, en Bolivia, los requisitos exigidos a las compañías petroleras que postulan a la privatización de YPFB (cantidad mínima de reservas y de producción de petróleo) son tan altos que determinan que ninguna empresa nacional pueda calificar para la compra de los activos. Se han capitalizado las etapas de la producción y el transporte y, próximamente, se procederá del



mismo modo con la infraestructura de comercialización. Parece que hasta el momento las refinerías no serán objeto de capitalización.

- En Perú, las diferentes unidades de negocios de PETROPERU están siendo vendidas a empresas privadas bajo la modalidad de licitación internacional. Los principales lotes de producción (Pluspetrol de Argentina compró el más importante, Lote 8) ya fueron privatizados y se han suscrito contratos de licencia que otorgan libre disponibilidad del petróleo extraído. Se ha privatizado el 60% de la propiedad de la mayor refinería del país, La Pampilla, que fue comprada por un consorcio formado por Mobil Oil, REPSOL e YPF. La planta de lubricantes fue adquirida por MOBIL OIL lo que le da el control del 60% del mercado interno aproximadamente.²⁸

3. Algunas conclusiones sobre los procesos de reforma petrolera dentro de la región

En resumen, se pueden extraer las siguientes conclusiones:

- Los cambios producidos en la industria petrolera a nivel mundial, han condicionado las transformaciones que se han venido dando en la subregión;
- En el diseño y en los procesos de modernización de la industria petrolera, el paradigma neoliberal ha sido un factor entre varios. Solo en pocos casos ha sido un factor determinante;
- Los países con menores reservas o volúmenes limitados de producción han flexibilizado más rápidamente sus leyes, han tornado más atractivos sus regímenes de contratación, han reducido el nivel de los gravámenes y han acelerado sus procesos de reforma mediante esquemas de apertura y liberalización de la industria;
- Los países con mayores reservas y/o sin mayores problemas macroeconómicos han mantenido sus estructuras y políticas y han adelantado cambios menos radicales, de manera paulatina;
- Solamente los países productores y exportadores de petróleo que poseen grandes reservas y sólidas empresas estatales están capacitados para expandir sus



actividades hacia otros países, consolidar sus posiciones y aprovechar las ventajas de su estrategia de integración vertical.

Es probable que los procesos de transformación de los subsectores petroleros de la región hayan sido influidos más por el cambio en el orden petrolero mundial que por la modernización económica en los países de la región. Es indudable que el paradigma neoliberal de la desregulación de los mercados y de las actividades petroleras ha tenido una influencia significativa. Sin embargo, en los países de mayores reservas subsisten serias dudas sobre la validez de la concepción en boga y reafirman la importancia que el petróleo tiene para sus economías y para sus relaciones internacionales.

Dentro del debilitamiento del poder que han sufrido los países productores en el marco del nuevo orden petrolero mundial, sólo los países que poseen una amplia y probada filiación petrolera pueden obtener mejores condiciones de negociación, manteniendo el esquema de una empresa estatal fuerte y, expandiendo sus actividades al plano internacional para fortalecer aun más su integración vertical.

En cambio, en los países que registraron una disminución de sus reservas y donde se mantiene el sistema de predominio estatal y/o enfrentan altos riesgos exploratorios, se han inclinado hacia una mayor apertura a la participación privada, mediante regímenes de contratación más flexibles y atractivos para los inversores transnacionales. Sin embargo, la desincorporación masiva de activos solo tuvo lugar en Argentina y Perú, con circunstancias y objetivos marcadamente diferentes y respondiendo mucho más a condiciones locales que a las de orden internacional.

No obstante, lo importante es que los países de la región puedan conciliar en el marco de las reformas, los objetivos de: autoabastecimiento o de ampliación de su participación en el mercado mundial según los casos; atraer mayores flujos de inversión y retener una proporción creciente del valor de producción (compras internas, salarios, impuestos, regalías, etc.). A este respecto, debe señalarse que la cuestión petrolera no debe examinarse sólo en función de la porción de la renta que es captada por el Estado, sino tomando también en cuenta el impacto integral de las correspondientes actividades sobre las economías nacionales.

El tema de la renta es sin duda un aspecto de extremada importancia. En el caso de los países exportadores interesa montar mecanismos regulatorios y tributarios que permitan que los precios declarados por los operadores correspondan efectivamente a las mejores opciones de colocación en el mercado internacional, evitando po-



sibles estrategias que conlleven a la fijación de “precios de referencia” que perjudiquen el valor de las eventuales exportaciones y, por ende, los ingresos tributarios.

Por su lado, los países importadores requieren de controles tendientes a facilitar su acceso a las mejores condiciones de precio, evitando que las posiciones dominantes en el mercado resulten en perjuicio para el abastecimiento interno.

En los países que han abierto el “*downstream*” a la participación privada, debe tenerse presente que el mercado mayorista de derivados no es fácilmente disputable, debido a la presencia de costos hundidos bajo la forma de instalaciones de infraestructura portuaria y de almacenamiento, así como a la existencia de canales de distribución establecidos. Dada la estructura predominantemente oligopólica o monopólica de estos mercados, se hace necesaria la institucionalización de ciertos mecanismos regulatorios para evitar la posible existencia de prácticas abusivas en perjuicio de los consumidores.

C. Las reformas en el subsector de gas natural

En la presente década se inicia la transición hacia un nuevo contexto energético en el que el gas adquiere particular importancia y al que concurren una serie de factores que afectan a los países de la región con distinta intensidad. Esos factores son los detonadores de un proceso de cambios con base en objetivos a veces explícitos y en otros implícitos.

Entre esos factores y objetivos destacan: el retraso de inversiones en generación hidroeléctrica por restricciones de financiamiento, los adelantos tecnológicos que introducen economías en la generación de electricidad respecto a los sistemas térmicos convencionales y que además ponen en evidencia la potencial competencia entre gasoductos y transmisión de electricidad. Se incluye también la necesidad de asegurar el abastecimiento energético interno a largo plazo mediante una estrategia de diversificación. Todos estos factores, junto con las crecientes preocupaciones ambientales, influyen en la ampliación de los mercados de gas dentro de la región.

Debido a los requerimientos propios de la modernización en el plano económico global y/o, a la necesidad de adecuación del rol de la industria del gas natural a las condiciones planteadas por las reformas en los subsectores petróleo y electricidad, en el caso de esta industria se introdujeron también cambios significativos,



tanto por lo que se refiere a su organización interna como al funcionamiento de los mercados o por la apertura a nuevos actores privados.

1. Principales características de las reformas en el subsector de gas natural

Al igual que en los otros subsectores, los primeros pasos de la transformación de la industria del gas natural dentro de la región, estuvieron relacionados con el saneamiento financiero de las empresas del subsector. Las características de esta etapa ya han sido abordadas al analizar las reformas eléctricas y petroleras. No obstante, es importante prestar atención a los aspectos vinculados a los cambios en la reorganización empresarial del subsector puesto que ellos están relacionados con transformaciones de carácter estructural.

Estas transformaciones incluyen: la apertura, en mayor o menor grado, a los actores privados, en algunos casos mediante la desincorporación masiva de activos; la desintegración vertical y horizontal de las etapas de la cadena gasífera como parte de un proceso de reorganización o para facilitar espacios a los nuevos actores; la segmentación del mercado identificando oferentes y demandantes y en algunos casos la introducción de mecanismos de libre comercio; finalmente, la instalación de marcos regulatorios como consecuencia tanto de separar las áreas administrativas del Estado de las actividades empresariales, como por la incorporación de nuevos actores en actividades con características de monopolio natural, o por la existencia de mercados emergentes donde es necesario limitar las posiciones dominantes.

2. Apertura, reorganización estructural y funcionamiento del subsector gas natural a partir de la modernización

2.1. La apertura de las actividades de la cadena gasífera

Una primera aproximación a la clasificación de los países, teniendo como referencia las etapas en la cadena del gas natural y las tendencias de su política respecto al grado de apertura a los actores privados, pone de relieve ciertas prefe-