

Efectos de los modos de gobernanza energética en la evolución del sector de hidrocarburos en América.

Fontaine Guillaume.

Cita:

Fontaine Guillaume (2010). *Efectos de los modos de gobernanza energética en la evolución del sector de hidrocarburos en América. V Congreso Latinoamericano de Ciencia Política. Asociación Latinoamericana de Ciencia Política, Buenos Aires.*

Dirección estable: <https://www.aacademica.org/000-036/564>

**5º congreso latinoamericano de ciencia política:
“Integración, Diversidad y Democracia en tiempos del
Bicentenario”, 28-30/07/2010, Buenos Aires
(Argentina)**

**Área temática: Estado, Administración y Políticas
Públicas**

**Sección: Elaboración y formulación de políticas
públicas**

**“Efectos de los modos de gobernanza energética en la evolución del
sector de hidrocarburos en América Latina y el Caribe”**

Guillaume Fontaine

Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales (FLACSO)

Sede Ecuador¹

Tabla de contenido

Tabla de contenido	1
Introducción	1
Evolución reciente de los mercados energéticos en América Latina y el Caribe	2
<i>Estructura de la matriz energética</i>	2
<i>Evolución del sector de hidrocarburos</i>	4
Inversión directa extranjera y sector extractivo.....	6
<i>El rol del Estado en la modernización del sector de hidrocarburos</i>	6
<i>La importancia del sector primario en la inversión directa extranjera</i>	7
La gobernanza del sector de hidrocarburos.....	9
<i>Perspectivas del modelo nacionalista</i>	9
<i>Perspectivas del modelo liberal</i>	11
Conclusión	14
Bibliografía consultada	15

Introducción

Este trabajo analiza las consecuencias de la dependencia a los hidrocarburos en las políticas energéticas de los principales productores de petróleo y gas natural de la región. En una primera parte caracterizamos la matriz energética regional y evidenciamos la importancia de los hidrocarburos en la producción y el consumo. Luego analizamos la importancia relativa del sector

¹ El texto de esta ponencia está por publicarse bajo el título “Energía en América Latina. Dependencia respecto a los hidrocarburos e inversión directa extranjera” en *Claves de la economía mundial 2010*. Agradezco a Miguel Carrera Troyano (Universidad de Salamanca, Instituto de Iberoamérica) por sus comentarios y sugerencias a la versión inicial del trabajo.

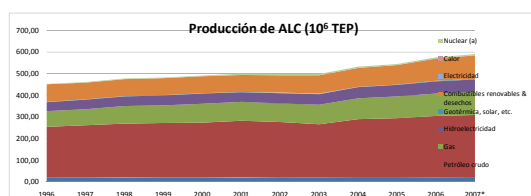
primario en la inversión directa extranjera para los grandes y medianos productores de petróleo y gas de la región. En una tercera parte presentamos de manera sintética las modalidades actuales de la contratación en estos países, en función de dos modelos de gobernanza para el sector de hidrocarburos: el primero, de tipo nacionalista con grados variables de nacionalización; el segundo, de tipo liberal, caracterizado por una apertura del sector energético a la inversión privada.

Evolución reciente de los mercados energéticos en América Latina y el Caribe

Estructura de la matriz energética

En su conjunto, la región América Latina y el Caribe goza de una situación geológica privilegiada en comparación con otras regiones del mundo, que le permite contar con una balanza energética positiva. Entre 1996 y 2007, la producción de energía primaria de América Latina y el Caribe creció de 453,6 millones a 590,5 millones de TEP (+30,2%), mientras que el consumo de energía final incrementaba de 318,9 millones a 423,64 millones de TEP (+32,8%). (Cf. Gráficas 1).

Gráfica 1. Producción de energía primaria



*Cifras no-consolidadas. Elaboración: G. Fontaine. Fuente: IEA (1997-2009).

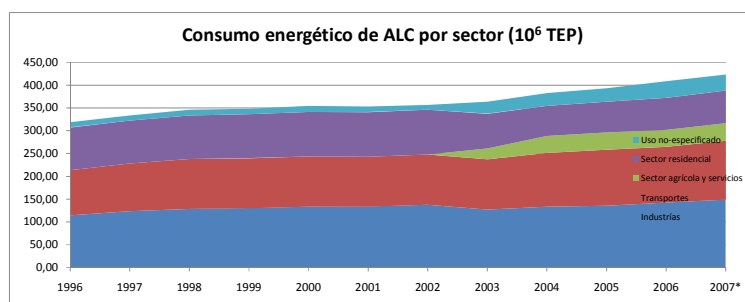
En la actualidad, la producción de energía primaria de América Latina y el Caribe representa el 4,6% del total mundial (IEA, 2009). La dependencia de la región respecto a los hidrocarburos es menor al promedio mundial, puesto que estos últimos representan entre 70% y 75% del suministro de energía primaria (frente a 81% para la producción mundial). No obstante, la participación del petróleo en la matriz energética es muy superior en los países de la región (48,5%) que en el mundo (34,1%). La participación del gas natural se ubica a un nivel comparable (18,2% frente a 21%), mientras que la del carbón es muy inferior (3,9% frente a 26,4%). Por otro lado, los combustibles renovables y desechos siguen ocupando un rango muy superior al promedio mundial (18,3%

frente a 9,8%), a semejanza de la hidroelectricidad (9,7% frente a 2,2%). En cambio, la producción de energía nuclear es marginal (0,9% frente a 5,9%).

La estructura del consumo de energía final es consistente con la correspondiente a la producción de energía primaria. La participación de los hidrocarburos se mantiene alrededor de dos tercios en el período de referencia (frente a 80,6% en el mundo). Sin embargo, la participación del consumo de productos petroleros es superior al promedio mundial (46,7% frente a 32,8%), mientras que la del gas es inferior (14,4% frente a 20,9%) y la del carbón sigue siendo marginal (2,5% frente a 26,9%). La participación de la electricidad, que incluye la hidroelectricidad, se mantuvo alrededor de un 15%, en un nivel superior al nivel mundial (15% frente a 8,2%), al igual que las energías renovables y desechos (21% frente a 9,8%).

El principal sector consumidor de energía es la industria, con unos 149 millones de TEP, delante del transporte (128,8 millones de TEP). Le siguen el sector residencial, con 72 millones de TEP, luego la agricultura y los servicios, que suman juntos 38,8 millones de TEP. La participación del sector industrial alcanzó un máximo de 39% en 2002, antes de declinar y estabilizarse alrededor de 35%. Mientras tanto, la del transporte se mantuvo alrededor de 30% a lo largo del período de referencia y aquella de los otros sectores aumentó. (Cf. Gráfica 2)

Gráfica 3. Consumo de energía final por sector de actividad



*Cifras no-consolidadas. Elaboración: G. Fontaine. Fuente: IEA (1997-2009).

El consumo energético de los transportes está compuesto en casi 90% por productos petroleros, 3% de gas y 7% de combustibles renovables y desechos. En cambio, el consumo de energía del sector industrial está bastante diversificado: los hidrocarburos representan la mitad (8% de carbón, 20% de productos petroleros y 22% de gas), delante de la biomasa y los desechos (29%) y la electricidad (21%). Asimismo, la estructura del consumo residencial muestra un cierto equilibrio entre combustibles renovables y desechos (37%), electricidad (28%), productos petroleros (20%) y gas natural (15%). En la agricultura, el

consumo energético se basa esencialmente en la electricidad (45,7%) y los productos petroleros (37,2%), delante de los desechos y la biomasa (10,3%) y el gas natural (6,7%).

El consumo de los transportes atravesó dos fases de expansión – entre 1996 y 2000 (pasando de 98,9 millones a 110,1 millones de TEP) y luego entre 2003 y 2007 (pasando de 110,3 millones a 128,8 millones de TEP) – interrumpidas por un corto período de estancamiento. En el conjunto del período de referencia, la participación de se mantuvo %. a del consumo industrial . de los otros sectores (residencial, agrícola y de servicios) se estabilizó alrededor de %. En cambio, la participación de los usos no energéticos de productos petroleros se incrementó notablemente desde el 2003 y supera actualmente 11,4%.

En el conjunto del período de referencia, la participación de los transportes se mantuvo entre 56% y 59%. La participación de la industria en el consumo de productos petroleros tiende a declinar desde el 2000 y se ubica hoy alrededor de 15%, a pesar de un repunte en 2006-2007. Asimismo, la participación del sector residencial, de la agricultura y de los servicios bajó de 18,4% a 14,7%. En cambio observamos un incremento sustancial de los usos no-energéticos (de 5,8% a 11,4%), que traduce una tendencia al creciente desperdicio de productos petroleros, sea por fraude, por despilfaro o por contaminación.

Teniendo en cuenta la fuerte dependencia de la economía regional respecto al petróleo, la evolución de las reservas y de la capacidad de producción de petróleo y gas natural sigue una tendencia preocupante

Evolución del sector de hidrocarburos

Las reservas probadas de petróleo crudo de América Latina y el Caribe² son relativamente marginales al nivel mundial. Representan un 10,6% de las reservas mundiales, con un volumen de 135,1 miles de millones de barriles. Se concentran principalmente en Venezuela (74,4% del total regional), Brasil (9,4%) y México (8,9%), aunque también se encuentran en Ecuador (2,8%), Argentina (1,9%), Colombia (1%) y Perú (0,8%). Entre 1998 y 2008 estas reservas crecieron a un ritmo inferior al promedio mundial (+15,1% contra +17,7%). Ello se debe principalmente a los descubrimientos realizados en en Venezuela y

² Incluido México, pese a que este considerado como parte de América del Norte en el informe estadístico de British Petroleum citado aquí.

Brasil, donde se registraron respectivamente 23.300 millones (+30,6%) y 5.200 millones (+70,3%) de barriles adicionales. Este incremento compensó la reducción de las reservas probadas en México y Colombia, respectivamente en 8,7 (-44,9%) y 1,1 (-44%) miles de millones de barriles. (BP, 2009: 6.)

El papel de América Latina y el Caribe en los mercados de gas es aún más secundario que para el petróleo. Evaluadas en unos 7,8 billones de metros cúbicos, las reservas de la región representan apenas 4,2% del total mundial (estas últimas evaluadas en unos 185 billones de m³. Se concentran básicamente en Venezuela (62%) y Bolivia (9,1%), aunque se encuentren también en México (6,4%), Trinidad y Tobago (6,1%), Argentina (5,6%), Brasil (4,2%), Perú (4,2%) y Colombia (1,4%). Ahora bien, entre 1998 y 2008 estas reservas han crecido a un ritmo mucho más lento que el promedio mundial (+8,5% frente a +25%). Este fenómeno se explica en particular por la falta de nuevos descubrimientos y el consiguiente declive de las reservas probadas de gas en México y Argentina, donde se registran respectivamente disminuciones de 350 (-41,2%) y 250 (-36,23%) miles de millones de m³. Estas pérdidas fueron compensadas sólo parcialmente por los descubrimientos realizados en Venezuela y Bolivia, donde se registraron respectivamente incrementos de las reservas por 690 (+16,6%) y 560 (+373,3%) miles de millones de m³. (BP, 2009: 22)

A semejanza de las reservas, la producción de hidrocarburos en América Latina y el Caribe es relativamente baja a escala mundial. En efecto, con 9,8 millones de barriles diarios, alcanza sólo 12% de la producción mundial de petróleo crudo (la cual fue de 81,8 millones de b/d en 2008). La producción media entre 1998 y 2008 alcanzó 13,2% del total mundial, con 10,3 millones de b/d y se concentró principalmente en México (34,6% del total regional), Venezuela (28,6%), Brasil (14,7%), seguidos por productores medianos como Argentina (7,6%), Colombia (6,2%) y Ecuador (4,5%). (BP, 2009: 8.)

Lo más preocupante es que entre 1998 y 2008 esta producción declinó (-4,3%), mientras que la producción mundial subía (+8,3%). Ello se explica por la reducción de la producción en Venezuela (-26,3%), Argentina (-23,4%), Colombia (-20,3%) y México (-9,8%), que no fue compensada por el espectacular incremento de la producción en Brasil (+89,3%) y, en menores proporciones, en Ecuador (+33,5%), Trinidad y Tobago (+11,2%) y Perú (+3,4%). (BP, 2009: 8).

La producción de gas natural es también relativamente marginal a escala global. Con 213,8 mil millones de metros cúbicos, alcanzó 7% de total mundial (estimado en 3,1 billones de m³) en 2008. Durante el período 1998-2008, el promedio regional representó un 6,3% de la producción mundial, con unos 165,6 miles de millones de m³. Se concentra principalmente en México (26,3% del promedio regional), Argentina (24,21%), Venezuela (17,5%) y Trinidad y Tobago (14,5%), delante de pequeños productores como Brasil (5,9%), Bolivia (4,8%) y Colombia (4%).

No obstante, entre 1998 y 2008, esta producción se incrementó notablemente (+68,1%), pese a la reducción de la producción venezolana (-2,5%). Eso se debe a los esfuerzos de Bolivia, cuya producción casi se quintuplicó (+396%), y Colombia, cuya producción se incrementó de 44,4%, compensando. El Perú, que empezó a producir gas natural en 2004, sigue siendo un productor marginal a escala regional. (BP, 2009: 24.)

Las dificultades que enfrenta el sector energético en ciertos países se explican principalmente por la evolución errática de la inversión directa extranjera, como veremos a continuación.

Inversión directa extranjera y sector extractivo

El rol del Estado en la modernización del sector de hidrocarburos

La modernización de la industria petrolera en América Latina y el Caribe está asociada con la “apertura” del sector a la inversión directa extranjera (IDE), iniciada en la década del ochenta, tanto en el *upstream* como en el *downstream*. En el *upstream*, esta apertura adoptó cuatro tipos de modalidades: control central estatal, estructura integrada regulada, modelo de comprador único o mercado abierto. México es el único caso de control central en la región, donde la empresa nacional PEMEX conservó una posición de monopolio. Otros países optaron por una estructura integrada regulada o apertura “limitada”, donde el *upstream* se abrió a la participación de terceros. Por ejemplo, en Colombia, Ecuador, Chile, Venezuela y Cuba, los regímenes de contratación fueron modificados para permitir alianzas entre empresas públicas nacionales y empresas privadas. En cambio en Brasil, Petrobras siguió gozando de una posición hegemónica *de facto* (comprador único), pese a una total apertura *de iure*. Por último, la apertura alcanzó su mayor nivel en los países de mercado “abierto”, como Argentina y Guatemala (donde desaparecieron las empresas

estatales) o Bolivia, Perú y Trinidad y Tobago (donde éstas entraron en competencia abierta con el sector privado).

La situación del *downstream* es más heterogénea. En el transporte, la mayor apertura se realizó en la década del ochenta en Argentina, Bolivia, Chile, Perú y Brasil. Otros abrieron esta rama más recientemente y con mayor prudencia, como, por ejemplo, Colombia, Ecuador, Venezuela, Costa Rica, Cuba y México. En el refino, entre los países que ya permitían la participación del capital privado, se puede distinguir entre dos grupos. Por un lado, en Argentina y Perú, la privatización de esta rama ya estaba muy avanzada; por el otro, en Ecuador y Brasil seguía siendo pública aunque ofrecía la posibilidad de participación del sector privado, mientras que en Venezuela era mixta (con la condición de que las empresas asociadas aportasen tecnologías de punta). En cambio, seguía siendo un monopolio estatal en México, Costa Rica, Cuba, Chile, Uruguay y Paraguay. Finalmente, en cuanto a la importación de productos derivados, el mercado estaba autoregulado en Argentina, Chile, Perú y Brasil, pero parcialmente abierto en Centroamérica el Caribe así como en Bolivia, Ecuador y Colombia (pese a un sistema de impuestos a las importaciones). En cambio, las empresas nacionales conservaban la exclusividad de los derechos en Paraguay, Uruguay, México, Cuba y Venezuela.

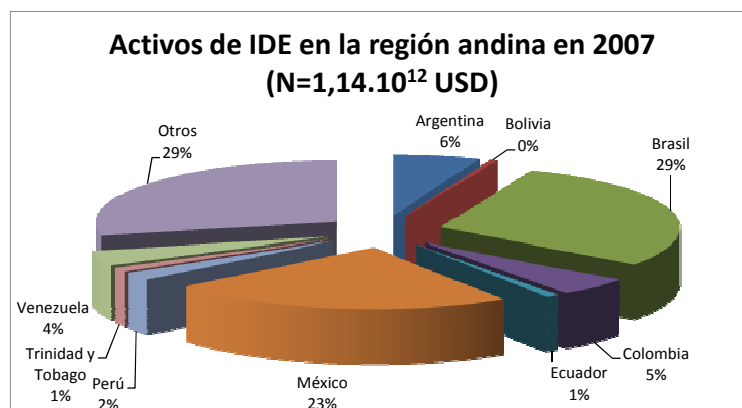
Los resultados de la apertura a la IDE han sido muy diversos. Por un lado, no cabe duda de que el incremento de la producción en Brasil, Ecuador, Trinidad y Tobago y Perú es el resultado de las políticas de inversión en exploración y explotación, que involucran a empresas multinacionales bajo distintas modalidades (*joint-ventures*, capitalización de empresas estatales, contratos de prestación de servicios o de asociación, etc.). Sin embargo, estas políticas tuvieron un menor impacto en Argentina y en Colombia, donde el retraso acumulado en la inversión exploratoria o en la modernización del sector de hidrocarburos no permitió hasta la fecha contrarrestar el agotamiento progresivo de los yacimientos maduros. En Venezuela, los efectos de la apertura fueron aniquilados por el cambio político que se produjo en 1999 y la reducción de la capacidad de producción de la empresa nacional PdVSA, en particular tras el conflicto social de 2002 que concluyó con el despido de miles de técnicos y ejecutivos y la imposición del control directo del directorio por el poder ejecutivo.

La importancia del sector primario en la inversión directa extranjera

La importancia de la inversión directa extranjera (IDE) es consistente con el lugar ocupado por el sector de hidrocarburos latino-americano y caribeño a

nivel mundial. Por un lado, esta inversión se concentra en los países productores de hidrocarburos. En efecto, estos países concentran cerca de tres cuartas partes (71,4%) de los stocks de activos de América Latina y el Caribe (indicadores de la presencia de empresas multinacionales), que representan 1,14 de dólares estadounidenses, es decir 7,5% del total mundial (UNCTAD, 2008: 258-259). (Cf. Gráfica 3) En algunos países, la participación de estos stocks en el producto interno bruto (PIB) es particularmente alta, en relación con el promedio regional (32,4%). Tal es el caso de Trinidad y Tobago (con 65,1%), Bolivia (40,6%) y Colombia (32,7%). En otros países, esta participación sigue siendo importante, aunque se ubique en un nivel inferior al promedio regional. Tal es el caso de Venezuela (19,3%) y México (29,7%) (UNCTAD, 2008: 265-267).

Gráfica 3. Destino de la inversión directa extranjera en ALC



Elaboración: G. Fontaine. Fuente: UNCTAD, 2008.

Por otro lado, la IDE en América Latina y el Caribe tiende a concentrarse en el sector primario, en particular en los productores de petróleo y gas natural. Estos últimos se pueden ordenar en tres grupos, en función del flujo anual promedio recibido en el decenio 1999-2008. Un primer grupo está integrado por Brasil y México, que recibieron en promedio respectivamente 23,3 y 18,8 miles de millones de USD. Un segundo grupo está integrado por Venezuela, Colombia y Argentina, que recibieron respectivamente 1,9, 5 y 7,4 miles de millones de USD. Un tercer grupo está conformado por Ecuador, Bolivia, Trinidad y Tobago y Perú, que recibieron cada uno menos de mil millones de USD. (CEPAL, 2009: 50-51)

De manera general, observamos una relación inversa entre el volumen de flujos netos recibidos y la participación del sector primario en la IDE. En efecto, esta participación es más baja en México (4,4%) y Brasil (10,7%) y más alta en

Trinidad y Tobago (86,1%), Bolivia (58,7%) y Ecuador (54,86%). Entre los países del grupo intermedio, el sector primario argentino captó 55,1% de las IED y el colombiano 44,2%. En Venezuela representa menos de 11%, pero esta particularidad se explica por la falta de precisión de los datos oficiales, que contabilizan en promedio 1,2 miles de millones de USD bajo el concepto de “otros”. Con esta excepción, se puede concluir entonces que los países que menos IDE reciben son también los que mayor dependencia tienen respecto a las actividades extractivas, lo que sostiene a su vez la tesis de una creciente dependencia respecto a los hidrocarburos en estos países.

En el último decenio, la evolución de los flujos de IDE ha sido errática, con una caída brutal entre 1999 y 2003 (de 89 a 44,4 miles de millones de USD), seguida por dos subidas aceleradas (hasta alcanzar el récord de 102,5 miles de millones de USD). Esta evolución se debe, en particular, a las consecuencias de la crisis asiática de 1997 para las principales plazas financieras de región (México, Brasil y Argentina) que se vieron afectadas por grandes movimientos de capitales. Por otro lado, la inestabilidad política puede haber desviado temporalmente algunos flujos, en Venezuela, Bolivia y Ecuador, una tendencia que se acentuó tras las reformas nacionalistas desarrolladas en estos tres países. En cambio, el efecto de las políticas de apertura en la IDE es menos seguro, como parecen indicar, las evoluciones contrarias del Perú y Colombia.

La gobernanza del sector de hidrocarburos

Perspectivas del modelo nacionalista

Desde 1938, la gestión del sector de hidrocarburos en México es un monopolio exclusivo del Estado en todas sus fases (exploración, explotación, transporte, refinó y distribución), basado en el artículo 27 de la Constitución de 1917. No obstante, la empresa estatal PEMEX no tiene suficiente capacidad para invertir en exploración y desarrollo, puesto que revierte más de 60% de sus ingresos al Estado (cubriendo así un tercio del gasto público nacional). Para superar este problema, se creó en 1997 el sistema de Proyectos de infraestructura diferido en el registro del gasto endeudamiento (Pidiregas), que permite a la empresa registrar sus adquisiciones de infraestructuras como inversiones, aunque constituye en realidad un mecanismo de endeudamiento. Por consiguiente, la deuda total de PEMEX superaba 50 mil millones de USD a finales de 2005. La falta crónica de inversión en exploración conlleva al agotamiento prematuro de Cantarell, el mayor campo petrolífero del país,

ubicado en el golfo de Campeche, junto con los campos Ku-Maloob y Abkatum-Pol-Chuk, de donde proviene el 65% de la producción nacional. Asimismo, el campo Burgos, donde se produce el 75% del gas no-asociado del país, registra un declive constante desde varios años. Ante esta amenaza, en 2000, el presidente Vicente Fox abrió parcialmente el sector del gas natural a la inversión privada para incentivar la exploración a través de contratos de servicios múltiples y luego de contratos de alianza estratégica. Sin embargo, estos contratos no atrajeron a grandes empresas y el problema no se solucionó. De esta manera, con el agotamiento de sus reservas probadas, México podría convertirse en importador neto de hidrocarburos hacia 2020.

Venezuela fue el primer país de América Latina y del Caribe en renacionalizar el sector petrolero, después de diez años de apertura a la inversión privada, a través del Decreto 1510 y de la Ley orgánica de hidrocarburos de 2001. La participación mínima del Estado en el capital de las sociedades de economía mixta se incrementó a la mitad más uno. Mientras tanto, las regalías para el Estado subieron de 16,66% a 30% para los campos tradicionales y a 20% para los yacimientos de crudo pesado y extrapesado de la Faja del Orinoco, aunque el impuesto sobre las ganancias bajó de 67% a 50%. En marzo de 2006, el gobierno decidió unilateralmente elevar las regalías de 30% a 33%. En mayo, el gobierno convirtió 32 acuerdos operativos (firmados entre 1990 y 1997) en sociedades mixtas. En febrero 2007 esta medida se aplicó a los contratos de asociación de la Faja del Orinoco y los contratos de riesgo compartido. Los contratos de exploración y explotación de crudo pesado y ultrapesado de esta región pasaron entonces a ser controlados por el Estado, mediante PdVSA, en el momento preciso en que el presidente Hugo Chávez pretendía certificar estas reservas e incorporarlas al inventario de reservas convencionales de petróleo.

Bolivia intentó seguir los pasos de Venezuela, al nacionalizar el sector del gas en mayo de 2006. De este modo el presidente Evo Morales declaró “ilegales e inconstitucionales” todos los contratos vigentes y ordenó la recuperación de los campos de gas natural y de petróleo en explotación, para encargarlos a la empresa nacional YPFB. Por otro lado, se creó un impuesto de 32% sobre el valor de la producción para la empresa nacional estatal, con lo cual la participación del Estado en la renta petrolera alcanzaría el 82%. En junio, el gobierno llegó a un acuerdo por 20 años con su homólogo argentino, según cual se incrementó el precio y el volumen de exportación de gas, con el compromiso

expreso de no reexportarlo a Chile. En octubre del mismo año, fue firmado un acuerdo con Petrobras para limitar los impuestos a 50% y garantizar la producción de los principales yacimientos de gas realizada por Petrobras. La empresa brasileña conservó así su postura estratégica en Bolivia, aunque el Estado boliviano controlará el 50% de los activos de la nueva sociedad de economía mixta.

En Ecuador la renacionalización del sector petrolero fue a la vez más lenta y menos radical. En un primer momento, se manifestó a través de una reforma de la Ley de hidrocarburos, que obligó a las empresas con contrato de participación a conceder al Estado al menos la mitad de las ganancias “extraordinarias” realizadas desde 2003 (es decir desde que el precio del barril inició su ascensión, lejos de los 15 USD usados como precio de referencia a mediados de la década del noventa, cuando se firmaron dichos contratos). En octubre 2007, el presidente Rafael Correa elevó al 99% la participación del Estado en estas ganancias, no sin dejar abierta la posibilidad para las empresas privadas de renegociar sus contratos respectivos en los siguientes meses. Entre tanto, varios conflictos legales enfrentaron al Estado y las multinacionales, como el que culminó con la caducidad del contrato de Occidental Petroleum y la devolución de sus activos al Estado, a través de la empresa nacional Petroecuador. Otras empresas demandaron al Estado ecuatoriano ante el Centro Internacional de Arbitraje de Diferentes de Inversiones (CIADI) en 2008. En este contexto, la renegociación de los contratos abierta por el gobierno con el afán de incrementar la participación del Estado en la producción, no se había concluido hasta inicios del 2010, aunque los contratos de los principales bloques en explotación fueron revisados en algunos meses, bajo la modalidad de “contratos de participación modificados”. A la incertidumbre que se deriva de los conflictos con organizaciones indígenas y ambientalistas, se añade aún la perspectiva de la adopción de una nueva Ley orgánica de hidrocarburos.

Perspectivas del modelo liberal

En Colombia la presencia del sector privado fue facilitada desde 1969 y luego en 1974 con la figura del contrato de asociación. En 1986 se crearon los contratos de riesgo, que permitieron a los socios de la empresa nacional Ecopetrol, remunerarse en divisas y no mediante volumen de producción. Ambos tipos de contratos se complementan. En efecto, mientras la exploración se rige generalmente por los contratos de riesgo (donde la empresa asume la totalidad de las inversiones), la producción se rige más bien por los contratos de

asociación (donde Ecopetrol participa hasta un 50% en las inversiones). Sin embargo, la falta de descubrimientos comerciales desde hace casi dos decenios conllevó a una radicalización de la apertura petrolera. En 2000, la participación de Ecopetrol en los futuros contratos de asociación bajó de 50% a 30%. En 2002, el presidente Álvaro Uribe redujo las regalías a un mínimo de 8% en función del tamaño de los hallazgos (frente a 20% en 1996). En 2003, Ecopetrol perdió el monopolio de operaciones y licitaciones en beneficio de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) – que depende del Ministerio de Energía y Minas – y de la Sociedad Promotora de Energía de Colombia S. A., que participa o invierte en las empresas cuyo objeto social está vinculado con actividades energéticas. Ecopetrol compite ahora con las empresas privadas en la licitación por la ANH de nuevas áreas de exploración o explotación. Ultimamente, se convirtió en sociedad de economía mixta, controlada por el Estado (que posee al menos 80% de las participaciones con derecho de voto).

Brasil ofrece un ejemplo exitoso de apertura del sector petrolero a la IDE, sin sacrificio de la soberanía nacional en la gobernanza energética. En este sentido, si bien es cierto que la hegemonía de la empresa estatal Petrobras se asemeja al modelo nacionalista de gobernanza, la importancia del sector privado en todas las fases de las operaciones petroleras lo acerca más bien al modelo liberal. En 1997, la nueva Ley de petróleo (No. 9478) puso fin al monopolio del que gozaba Petrobras desde 1988 y encargó a la nueva Agencia Nacional de Petróleo (ANP) la organización de las rondas de licitaciones y la fiscalización de las operaciones en este sector. A partir de ese momento, Petrobras, sociedad de economía mixta con capital mayoritario del Estado brasileño, fue confrontada por la competencia internacional y nacional del sector privado. Petrobras consiguió un plazo para explorar las áreas en las cuales operaba, antes de revertirlas al Estado. Entre 1999 y 2005 se convocaron siete rondas de licitaciones, por las cuales se emitieron bonos de asignación de un valor total de 1,44 miles de millones de USD. No obstante, la ventaja relativa de la que goza Petrobras incitó a las privadas a asociarse con ella, en lugar de competir (con la excepción notable de Shell en el yacimiento de Campos), de tal manera que ésta realiza hoy 95% de la producción nacional. La IDE fue indispensable para financiar la exploración de nuevos campos de petróleo y de gas, lo cual llevó al descubrimiento de reservas importantes en los yacimientos off-shore de Campos, Santos y Espírito Santo, en 2005. En 2006, el presidente Ignacio Lula da Silva anunció que Brasil había alcanzado la autosuficiencia en petróleo y se

suspendió la octava ronda de licitaciones. Entre tanto, Petrobras persigue su estrategia de internacionalización, gracias a su presencia en unos veinte países de América Latina, África y Asia.

En el Perú, la liberalización del sector energético empezó en 1993, con la reestructuración de la empresa nacional Petroperú, que perdió el monopolio de estas actividades, y la creación de Perupetro, encargada de promover las ofertas para nuevas licitaciones. En el sector del gas, la principal reforma legal se hizo entre 1999 y 2000, en la perspectiva de la explotación del complejo Camisea, con la creación de dos contratos distintos para las actividades del *upstream* y del *downstream*. La apertura se amplificó en 2000, con la ampliación de los plazos de la fase exploratoria, y en 2002, con el reembolso del impuesto general sobre las ventas a las empresas que realizaban operaciones de exploración. Luego se redujo la participación del Estado en la renta a un abanico entre 5% y 20%, en particular para explorar los campos marginales. En 2003, se reformó la obligación para las operadoras del lote 88 de garantizar el abastecimiento del mercado interno por un período de 20 años. Finalmente, en 2005, se modificó el contrato de explotación para autorizar la exportación del gas de Camisea. La explotación del complejo Camisea ha dado lugar a una multiplicación de las licitaciones y a un incremento de los gastos exploratorios para el gas natural (pero también para el petróleo) en el conjunto de la región amazónica peruana.

La crisis económica que afectó a Argentina en 2001-2002 marca un hito en la gobernanza del sector de hidrocarburos y la apertura a la IDE, iniciada en la década del noventa. La liberalización del sector llevó a la privatización de la empresa estatal YPF, adquirida por la española Repsol en 1998 (que controla hoy 60% de la producción de gas argentino) y a la absorción de empresas privadas nacionales por multinacionales como Petrobras (que compró Pérez Companc) o Chevron (que compró San Jorge). Sin embargo, a diferencia de lo ocurrido en Brasil, esta modalidad no fue suficiente para contrarrestar el declive de las reservas probadas de petróleo y de gas, que se observa desde 1999. La situación empeoró tras la adopción de la Ley de Emergencia Económica en 2002, en respuesta a la crisis económica. Al imponer la conversión en pesos de los precios de gas a boca de pozo y su congelamiento, esta ley fue el origen de una crisis de abastecimiento de gas en 2004, escasez que no contrarrestó el impuesto a las exportaciones (hasta alcanzar 45% en 2006). Una crisis que tampoco fue resuelta por el “Plan nacional de energía” del presidente Nestor Kirchner en octubre de aquel año. Este plan impulsó la creación de una nueva

empresa estatal, ENARSA, con el derecho exclusivo de otorgar nuevas concesiones de exploración y explotación al sector privado. Sin embargo se enfrentó a un problema estructural de financiamiento y planteó objetivos poco realistas, como la construcción de un gasoducto en el noreste del país, cuya rentabilidad dependía de la disponibilidad del gas boliviano a precio bajo (un presupuesto rebatido en 2006 por el nacionalismo boliviano). El gobierno dio un paso atrás a finales de 2006, al impulsar de nuevo una política de apertura a la IDE y ofrecer condiciones preferenciales para aquellas empresas asociadas con ENARSA en *joint-venture*, para la exploración y la explotación de nuevos yacimientos.

Trinidad y Tobago representa un caso extremo de apertura, en la medida en que el desarrollo de su sector de hidrocarburos depende totalmente de la IDE. Inaugurada a principios del siglo XX por Texaco, la explotación petrolera parece haber llegado a su madurez. La inversión se orienta entonces hacia el *downstream*, con el programa de optimización del refino lanzado por Petrotrin, destinado a hacer del archipiélago el principal centro de abastecimiento del Caribe. Sin excluir la posibilidad de nuevos descubrimientos off-shore, como el realizado recientemente por BHP Billington, en el noreste de Trinidad, la vida útil de las reservas probadas *on-shore* apenas representan diez años en la fecha. En cambio, la producción de gas en este país está en pleno auge. Gracias a inversiones masivas en exploración por BP y Repsol YPF (BBTT), Chevron Texaco y Enron, las reservas probadas casi se quituplicaron en diez años. Por otro lado, Trinidad y Tobago es uno de los cinco mayores exportadores mundiales de gas natural licuado (GNL) y provee 75% de las importaciones de los Estados Unidos. Entre 1996 y 2006, Atlantic LNG construyó cuatro trenes de GNL, destinados al mercado regional. Una ventaja comparativa que servirá a este país para enfrentar la competencia del proyecto Petrocaribe encabezado por Venezuela, con el afán de acelerar la integración de los países del Caribe a la Alianza Bolivariana para las Américas (ALBA).

Conclusión

La evolución de la matriz energética de América Latina y el Caribe en los diez últimos años muestra una constante dependencia al petróleo, que contrasta con el padrón mundial. Este fenómeno se debe en particular a la expansión del transporte y al creciente uso no-energético de los productos petroleros. Sus consecuencias son de índole económica, política y ambiental. En primer lugar,

conlleva una mayor vulnerabilidad de las economías nacionales ante los choques externos. En segundo lugar, lleva a los gobiernos a otorgar una importancia estratégica al sector extractivo. En tercer lugar trae consigo mayores riesgos de impactos ambientales negativos (emisiones de gases con efecto invernadero, contaminación por accidentes industriales, etc.).

Hemos visto que el crecimiento de las reservas de petróleo y gas natural en el último decenio era inferior al crecimiento de las reservas mundiales. Para los pequeños y medianos productores de América Latina y el Caribe, este fenómeno es particularmente preocupante, teniendo en cuenta el incremento de la demanda interna y la degradación de las condiciones de producción en algunos países. Desde la década de los años noventa, América Latina y el Caribe ha seguido dos orientaciones: el mercado, a través de una política de apertura a los capitales privados; el Estado, con países. Estos modos de gobernanza afectan las condiciones de inversión y el desarrollo del sector energético.

Bibliografía consultada

- BP (British Petroleum) (2009), *Statistical Review of World Energy June 2009*. London : BP, 48 p.
- Campodónico Humberto (2007 a), "La gestión de la industria de hidrocarburos con predominio de empresas de Estado". Serie "Recursos Naturales e Infraestructura", 121. Santiago: CEPAL.
- Campodónico Humberto (2007 b), "Gestión mixta y privada en la industria de hidrocarburos". Serie "Recursos Naturales e Infraestructura", 122. Santiago: CEPAL.
- CEPAL (Comisión Económica para América Latina y el Caribe) (2008), *La inversión extranjera en América Latina y el Caribe 2007*. Santiago: Naciones Unidas, 352 p.
- IEA (International Energy Agency) (1998-2008), *Energy Balances of Non-OECD Countries*. Paris: OECD-IEA, 490 p.
- OLADE (Organización Latinoamericana de Energía) (1998). *Resultados de los Procesos de Modernización y Perspectivas de Interacción Energética en América Latina y el Caribe*. Quito: OLADE.
- UNCTAD (United Nations Conference on Trade and Development) (2008), *World Investment Report 2008. Transnational Corporations and the Infrastructure Challenge*. New York-Geneva: United Nations.
- Weintraub Sidney, A. Hester, V. Prado (Ed.), *Energy Cooperation in the Western Hemisphere: Benefits and Impediments*. Washington D.C.: Center for Strategic and International Studies, 586 p.