

Arze, Carlos; Poveda, Pablo. La nueva Ley de Hidrocarburos. Coyuntura Nro. 10. CEDLA, Centro de Estudios para el Desarrollo Laboral y Agrario, La Paz, Bolivia. Mayo de 2005. <http://bibliotecavirtual.clacso.org.ar/ar/libros/bolivia/cedla/coyuntura10.pdf>

Red de Bibliotecas Virtuales de Ciencias Sociales de América Latina de la Red de Centros Miembros de CLACSO. biblioteca@clacso.edu.ar <http://www.clacso.org.ar/biblioteca>



**LA NUEVA
LEY DE
HIDROCARBUROS** | **N° 10**

Carlos Arze y Pablo Poveda

La Paz, mayo de 2005

ÍNDICE

PRESENTACIÓN

INTRODUCCIÓN	1
LA NUEVA LEY DE HIDROCARBUROS	3
Propiedad y contratos	3
Nuevo régimen de regalías e impuestos	4
Refundación de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos	6
Industrialización de los hidrocarburos	7
Determinación y fijación de precios de los hidrocarburos	8
Derechos de los pueblos indígenas y originarios	9
Cuadro comparativo entre la Ley 1689, el Proyecto del Ejecutivo, el Proyecto aprobado por la Cámara de Diputados y la Ley de Hidrocarburos promulgada por el Congreso Nacional	11

PRESENTACIÓN

Con la llamada Guerra del Gas, el control de los recursos naturales pasó a ser de interés regional y nacional. Desde entonces, el país alentó la formulación de una nueva Ley de Hidrocarburos que parecía hallar su definición en julio del año pasado, cuando la población acudió a votar en el “referéndum del gas”.

No obstante, el debate nacional sobre la problemática de los hidrocarburos inauguró otros escenarios de disputa política. Tal es el caso de las autonomías, la elección de prefectos y la Asamblea Constituyente. Si bien cada tema tiene su propio origen y proceso, todos ellos apuntan a superar una situación signada por la profunda crisis en que se debate el Estado nacional. En este contexto, la Ley de Hidrocarburos -recientemente promulgada- es el punto de partida para la definición de un nuevo ciclo nacional, debido a la importancia económica, política y estratégica de estos recursos.

En torno a lo que contiene la nueva ley y su orientación, los sectores de poder, así como los movimientos y organizaciones sociales, fijarán una posición que delinearé el futuro horizonte político.

De ahí la importancia que el Centro de Estudios para el Desarrollo Laboral y Agrario asigna al análisis de la nueva norma legal, a partir de una comparación minuciosa de los diferentes proyectos de ley presentados al Congreso Nacional, patrocinados por actores con diversos intereses.

¿Qué ha cambiado de la ley de Goni a la actual? Entregamos al público nuestras apreciaciones, esperando que los elementos aquí presentados sean una contribución a la reflexión y el debate.

La Paz, mayo de 2005

Carlos Arze Vargas
Director Ejecutivo
CEDLA

INTRODUCCIÓN

El largo proceso de aprobación de la nueva Ley de Hidrocarburos en el Parlamento ha arrojado un resultado previsible. Después de que las empresas petroleras y el oficialismo alertaran sobre el peligro de una norma “confiscatoria”, el resultado real es un texto que emana el conocido aroma de las leyes neoliberales impuestas al país en las dos últimas décadas.

La lectura secuencial y comparativa de los distintos proyectos de ley sujetos a debate, revelan que el texto promulgado por el Congreso Nacional se parece más en su lógica, su orientación y contenido a la propugnada por el gobierno de Carlos Mesa que a la demanda social planteada durante la “Guerra del Gas” y que se sintetizaba en la nacionalización de los hidrocarburos y su industrialización en territorio nacional.

La liberalización del sector -que implica el predominio de los intereses empresariales mediante la privatización de la cadena hidrocarburífera-, la preeminencia de los criterios de rentabilidad capitalista por sobre los de la necesidad social, la continuación de la orientación exportadora por encima del objetivo de la industrialización, y la defensa a ultranza de las ganancias de las empresas transnacionales en desmedro de la apropiación estatal de la renta petrolera, son los principios que destacan en la redacción de esta nueva norma.

En otro sentido, se puede concluir también que el resultado de este proceso es una ratificación del carácter engañoso del Referéndum de julio de 2004, presentado como la cúspide del ejercicio de la democracia pero que, en los hechos, acabó siendo el vehículo utilizado para la legitimación de una política cuestionada por los movimientos sociales en octubre de 2003.

El carácter estratégico de los hidrocarburos en el actual sistema económico mundial y, en particular, la situación de inminente crisis energética en la región sudamericana –el mercado por excelencia para el gas boliviano-, han sido simplemente ignorados o soslayados por los protagonistas del debate, que han limitado la discusión a la definición sobre la legalidad de los contratos y a la disputa por una fracción adicional de la renta petrolera. Por ello, resulta imprescindible reafirmar que el aprovechamiento de la potencialidad de los hidrocarburos como palanca para el desarrollo industrial del país y el mejoramiento radical de las condiciones de vida de la población, a través de la masificación del consumo, así como la obtención de mejores precios para nuestros hidrocarburos en mercados del exterior, son algunas de las razones fundamentales que justifican la nacionalización de los hidrocarburos.

Para el análisis de la Ley de Hidrocarburos promulgada, hemos escogido seis temas que consideramos los principales, pues en los mismos se condensa la orientación de la política sectorial. Por la forma en que estos temas están formulados en la Ley, el alcance del

papel estatal en el desarrollo del sector hidrocarburífero, en el control de la renta petrolera, en el uso que se le dará en el futuro a los hidrocarburos y a los beneficios derivados, será secundario en relación al protagonismo de las empresas transnacionales.

LA NUEVA LEY DE HIDROCARBUROS

Propiedad y contratos

El artículo 5 de la Ley promulgada por el Congreso Nacional dice responder al mandato del Referéndum sobre la Política Energética. Establece que se recupera la propiedad de todos los hidrocarburos en Boca de Pozo y que YPFB ejerce ese derecho.

La propuesta aprobada por la Comisión de Desarrollo Económico de la Cámara de Diputados había introducido la confusión al plantear en su artículo 31 que “YPFB, a nombre y en representación del Estado, detendrá la propiedad de los hidrocarburos en todas las fases de la cadena industrial hasta el momento en que se realice su comercialización. Una vez monetizado el valor de los hidrocarburos, YPFB procederá a la transferencia de estos recursos a los departamentos productores y no productores, al Fondo de Desarrollo Productivo y a las empresas contratistas participantes si corresponde, conforme a lo establecido en la presente Ley”, lo que daba lugar a la conjetura de que se estaba imponiendo la expropiación de los hidrocarburos y el control de éstos por el Estado en toda la cadena hidrocarburífera.

Para confirmar que la nueva Ley no pretende el control estatal sobre todas las fases y que la recuperación de la propiedad está limitada a la primera fase de extracción, el artículo 16 de la Ley promulgada ratifica que “ningún contrato puede conferir la propiedad de los yacimientos de hidrocarburos en Boca de Pozo ni hasta el punto de fiscalización”.

Asimismo, el artículo 16 dispone que la empresa productora entregue “al Estado la totalidad de los hidrocarburos producidos en los términos contractuales que sean establecidos” por el respectivo contrato. Esto quiere decir que la propiedad recuperada estaría vigente sólo hasta el punto de fiscalización, entendido éste como “el lugar donde son medidos los hidrocarburos resultantes de la explotación en el campo después que los mismos han sido sometidos a un Sistema de Adecuación para ser transportados” (artículo 138), más allá del cual pasarían a manos de las empresas. En este sentido, cabe anotar que las regalías, participaciones y el Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH), se pagarían indistintamente en “especie o en Dólares de los Estados Unidos de América” (artículo 56), lo que hace poco probable que el Estado disponga físicamente de los hidrocarburos y decida qué hacer con ellos.

Así, la recuperación de la propiedad en Boca de Pozo no se asemeja a la recuperación o nacionalización de los hidrocarburos, pues esta última supone el control monopólico del Estado en toda la cadena productiva, que le permitiría establecer las mejores condiciones para absorber y controlar el excedente económico bajo la forma de renta petrolera.

El mismo artículo 5 alude también a la denominada migración obligatoria de los contratos de riesgo compartido hacia las nuevas formas establecidas por la nueva norma sancionada, en un plazo de 180 días.

Esta determinación ha despertado la oposición de algunos sectores. Los empresarios privados, el gobierno y las empresas transnacionales han rechazado la obligatoriedad de la migración. En cambio, diversas organizaciones sociales y sindicales la han rechazado, argumentando que esta disposición lo que hace es reconocer la legalidad de los contratos de riesgo compartido puesta en duda por el Tribunal Constitucional.

Sin embargo, la observación que está ausente en uno y otro caso, es que la Ley promulgada en su artículo 73 -relativo a la amortización de las inversiones a que estaría obligado YPFB como producto de la firma de un Contrato de Producción Compartida- dispone que “con base a los resultados de la auditoría, el organismo administrador y fiscalizador YPFB reconocerá al Titular las inversiones realizadas, regalías y participaciones, y entre partes acordarán un programa de amortización de las mismas, pagadera con la producción del campo”. Es decir, que la migración de los contratos de riesgo compartido prevé que las empresas reciban una especie de indemnización para permitir la incorporación de YPFB como socia del negocio.

Lo llamativo es que esta devolución incluye las “inversiones realizadas en el desarrollo, la producción y el abandono (sic) del campo y por el pago de regalías y participaciones”. En otras palabras, YPFB deberá devolver parte de la renta petrolera para poder participar como socio en la explotación de reservas que, según la propia ley, son de dominio “directo, inalienable e imprescriptible” del Estado. Si se toma en cuenta los elevados montos de las inversiones que las empresas aseguran haber realizado desde el momento de la capitalización y el monto pagado por concepto de regalías y participaciones, es muy probable que YPFB no obtenga ningún tipo de participaciones por un buen tiempo.

Podemos colegir, de todo lo anterior, que la migración obligatoria incorporará un compromiso estatal de devolución de una parte de la renta petrolera que las empresas hubiesen pagado, que se impondrá como una pesada carga a la empresa estatal YPFB. Significará, en pocas palabras, una especie de indemnización que el Estado se compromete a pagar por ejercer un derecho que como legítimo propietario de los hidrocarburos le corresponde.

Nuevo régimen de regalías e impuestos

La Ley promulgada finalmente aprobó un nuevo régimen tributario que impone a los productores de hidrocarburos el pago de regalías, de participaciones y de un nuevo impuesto (el Impuesto Directo a los Hidrocarburos, IDH). Este resultado fue alcanzado después de diez meses de debate en torno a las propuestas del gobierno y de la Comisión de Desarrollo Económico de la Cámara Baja.

El gobierno proponía un régimen combinado de regalías e impuestos: 18% de regalías y un Impuesto Complementario a los Hidrocarburos (ICH) de 32%. Este impuesto sería escalonado según el nivel de producción de cada campo (desde un 5% hasta un 36%, en el caso del gas natural), sería también liquidable por campo y no por empresa y,

finalmente, podía ser acreditable contra el Impuesto a las Utilidades de las Empresas. Debido a los altos niveles de producción de la escala, muchos campos de menor tamaño no pagarían el ICH; además, la acreditación ocasionaría que no se pague nunca el Impuesto a las Utilidades por ser, lógicamente, menor al ICH. Así, en este caso 18+32 no llegaría a ser 50%.

La propuesta del MAS era simple: elevar las regalías para todos los hidrocarburos producidos al 50% de su valor de venta.

El régimen tributario aprobado establece el pago de las regalías del 11% para los departamentos productores, el 1% de regalía compensatoria para los departamentos de Beni y Pando, y una participación del 6% a favor del Tesoro General de la Nación (TGN)¹. También crea el IDH (Impuesto Directo a los Hidrocarburos) del 32% sobre la producción fiscalizada, pagadero bajo las mismas condiciones establecidas para el pago de las regalías mencionadas. Aunque establece que el IDH “se aplica de manera directa no progresiva sobre el cien por ciento de los hidrocarburos medidos”, la Ley promulgada ha borrado la prohibición expresa que contenía el proyecto de la Cámara de Diputados relativa a la posibilidad de acreditar y/o deducir el IDH de otros impuestos pagados por la empresa productora. De este modo podría estar abriéndose un resquicio para que, en el futuro, se introduzca esta posibilidad mediante disposiciones reglamentarias.

Asimismo, el artículo 63 instituye la posibilidad de que los ministerios de Hacienda y de Hidrocarburos puedan realizar convenios de “estabilidad del régimen tributario” por un plazo no mayor a diez años, sujetos a la aprobación del Congreso Nacional, con los inversionistas. Esta es, a todas luces, una reafirmación de los parlamentarios sobre su intención de garantizar los beneficios de los inversionistas y expresa también una especie de “sentimiento de culpa” por atreverse a afectar dichos intereses, aunque sea en parte, mediante la imposición del IDH. Ello, empero, significaría un funesto precedente para la soberanía del Estado pues le quitará toda validez a una de sus atribuciones privativas, como es la de crear nuevos impuestos o modificar los existentes.

Debemos mencionar también que la Ley promulgada no incluye la derogatoria expresa de las normas que ampliaron en favor de las exportaciones de hidrocarburos² - exportaciones de materias primas, a las que no les corresponde dicho tratamiento

¹ El texto introduce confusión al referirse a la regalía departamental como el equivalente al 11% “de la producción *Departamental* fiscalizada”, a la regalía nacional compensatoria del 1% de “la producción *Nacional* fiscalizada” y a la participación del 6% de la producción *Nacional* fiscalizada”, siendo que sólo existe una definición precisa de la producción fiscalizada como el volumen “de hidrocarburos medidos en el Punto de Fiscalización”, el mismo que alude al campo específico y no a una producción departamental o nacional. Esto llevaría a dificultar la liquidación de dichos tributos, pues podría interpretarse que cada productor paga un 12% del total de la producción departamental y un 6% del total de la producción nacional.

² El art. 6 de la Ley 1731 de 1996 incorpora al sector hidrocarburos dentro de los alcances del artículo 13 de la Ley 1489 de abril de 1993, conocida como Ley de Exportaciones, por el que se dispone la devolución a los exportadores de un monto igual al IVA pagado incorporado en los costos de las mercancías exportadas. El DS 25504 reglamenta la devolución del IVA a los exportadores de hidrocarburos, estableciendo que el monto de la devolución puede ser como máximo el 13% de los costos de los productos exportados que se presume pueden llegar al 49% del valor de la exportación; es decir, la devolución mediante certificados puede llegar hasta un 6.4% del valor de la exportación.

preferencial- la devolución del IVA y que significa la pérdida (o una devolución encubierta para las empresas) de una fracción importante de la renta petrolera.

Con todo, el elemento más destacable es el hecho de que un nuevo artículo (el 64), establece un premio a “la producción proveniente de campos marginales y pequeños”, cuyas características se definirá posteriormente mediante reglamento. Es decir, que se habría incluido subrepticamente la demanda de las empresas petroleras y del gobierno para que la imposición del IDH discrimine entre campos grandes y pequeños³. De este modo, la supuesta naturaleza “directa no progresiva” del IDH establecida por el artículo 55 queda en entredicho y revela la intención de devolver –aunque sea de manera indirecta- parte de la renta cobrada a las empresas en forma de premio a la producción de campos menores.

Por tanto, el nuevo régimen de regalías e impuestos muestra varios resquicios por los que se introducen algunas ventajas a favor de las transnacionales y que pueden servir en el futuro para incorporar cambios que reduzcan la captación de la renta petrolera por el Estado.

Refundación de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

El artículo 16 de la Ley promulgada dice textualmente: “Se refunda Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), recuperando la propiedad estatal de las acciones de los bolivianos en las empresas petroleras capitalizadas, de manera que esta Empresa Estatal pueda participar en toda la cadena productiva de los hidrocarburos, reestructurando los Fondos de Capitalización Colectiva y garantizando el financiamiento del Bonosol”.

De este modo se establece expresamente la capacidad de la empresa estatal para realizar actividades productivas en el sector, situación que coincide con los artículos referidos a la ejecución de la política de los hidrocarburos, donde se reconoce el libre acceso a las actividades hidrocarburíferas de cualquier empresa pública, privada o mixta (artículo 17).

El artículo 22 incluye, entre las atribuciones de YPFB, la de representación estatal en la suscripción de contratos petroleros, la administración de los mismos, la fiscalización de las actividades de exploración y explotación, y el rol “de agregador, vendedor y administrador de Contratos de Exportación de Gas Natural”, como las más importantes.

En lo referente a las sedes de YPFB, se establecen tres sedes principales correspondientes a la Presidencia y las dos Vicepresidencias (en las ciudades de La Paz, Tarija y Santa Cruz, respectivamente) y cinco sedes de las gerencias operativas (en la provincia Gran Chaco de Tarija, Camiri de Santa Cruz, y en las ciudades de Cochabamba, Sucre y La Paz).

Finalmente, el artículo 34 determina que se “reservarán áreas de interés hidrocarburífero tanto en Zonas Tradicionales como No Tradicionales a favor de YPFB,

³ El problema radica en el parámetro a utilizarse en la definición de “campo pequeño”, atribución que se delega al Poder Ejecutivo para llevarla a cabo mediante decreto supremo. En el caso de la propuesta del gobierno, por ejemplo, la tabla de alícuotas del ICH consideraba que los campos que podrían pagar una alícuota mínima de 5% eran aquellos que producían hasta 52 millones de pies cúbicos diarios, situación que para fines de 2004 correspondía a 29 de 32 campos en producción.

para que desarrolle actividades de Exploración y Explotación por sí o en asociación. Estas áreas serán otorgadas y concedidas a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) con prioridad y serán adjudicadas de manera directa”.

Sin embargo, la Ley promulgada establece también entre los principios que rigen el Régimen de Hidrocarburos (artículo 10) el de la neutralidad y el de la competencia. El primero “obliga a un tratamiento imparcial a todas las personas y empresas que realizan actividades petroleras y a todos los consumidores y usuarios”, mientras que el segundo “obliga a todas las personas individuales o colectivas dedicadas a las actividades petroleras a operar en un marco de competencia con sujeción a la Ley”.

Lo anterior significa que YPFB, al margen del privilegio de obtener prioritariamente áreas de interés hidrocarburífero, deberá operar bajo condiciones de mercado y sin ningún privilegio que la diferencie de las empresas privadas. Contrariamente, se le obliga –cosa que no pesa sobre las empresas privadas- a destinar parte importante de los dividendos obtenidos de su sociedad con las empresas capitalizadas Andina, Chaco y Transredes al pago del Bonosol, lo que, sin duda, limitará su capacidad de inversión y de participación competitiva en los negocios petroleros.

Está claro que la única forma de hacer sostenible el pago de subsidios a determinados grupos sociales es impulsar la generación de excedentes económicos mediante la inversión productiva, por lo que las empresas estatales deberían tener la capacidad de dirigir las utilidades hacia la reinversión, fundamentalmente. Por otra parte, a título de la ratificación de este legítimo beneficio denominado Bonosol, no debería permitirse el mantenimiento del proceso de capitalización que incluye a otras seis empresas públicas distintas a Chaco, Andina y Transredes.

A todo ello deberán sumarse, obviamente, los costos derivados de la desmembración que sufrirá la administración de YPFB a partir de la fijación de las numerosas sedes y subsedes, que pesarán sobre su eficiencia y competitividad e importará, sin duda, una gran posibilidad de que la corrupción vuelva a hacer presa de esta entidad estatal.

Industrialización de los hidrocarburos

La Ley promulgada elimina toda alusión a la participación directa del Estado en la industrialización. Si en el proyecto inicial de la Comisión de Desarrollo Económico de la Cámara de Diputados se preveía la creación de polos de desarrollo y el establecimiento de plantas petroquímicas estatales, en la versión sancionada la política de industrialización se limita al otorgamiento de incentivos arancelarios y tributarios.

En efecto, el artículo 13 dice que “el Estado fomentará la industrialización” mediante el otorgamiento de “incentivos y creando condiciones favorables para la inversión nacional y extranjera”. En el mismo sentido, el artículo 11 señala como uno de los objetivos de la Política Nacional de Hidrocarburos el de “garantizar y fomentar la industrialización, comercialización y exportación de los hidrocarburos con valor agregado”. Finalmente, el artículo 98 define que la industrialización de hidrocarburos es “de necesidad y prioridad nacional”.

Los incentivos tributarios para proyectos de industrialización en territorio nacional son: la exención del Gravamen Arancelario y del IVA para importaciones definitivas de materiales y equipos, exención temporal del Impuesto a la Propiedad de Bienes Inmuebles, la liberación temporal (hasta ocho años) del Impuesto a las Utilidades y el otorgamiento de terrenos fiscales en usufructo. Además, se establece un tratamiento preferencial en materia de transportes de hidrocarburos, pues las empresas industriales “podrán construir y operar Ductos Dedicados para el transporte de los hidrocarburos a ser utilizados como materia prima para su producción. Estas instalaciones no contemplan tarifa, ni están sujetas a libre acceso” (artículo 101); asimismo, aquellos proyectos que se instalen en municipios productores “pagarán la Tarifa Incremental”, mientras que los que se establezcan en municipios no productores “pagarán la Tarifa de Estampilla de transporte” (artículo 102).

La principal condición para acceder a estos incentivos es que el inversionista comprometa una permanencia mínima de diez años en el país (artículo 62). Además, se prohíbe a las empresas que industrialicen hidrocarburos participar en actividades de “cogeneración de electricidad salvo autorización expresa del Ministerio de Hidrocarburos, para sistemas aislados con carácter social” (artículo 101).

De este modo, la participación del Estado en actividades de industrialización se mantiene como un derecho y no como una clara disposición a ejecutar acciones tendentes a aprovechar las amplias ventajas que ofrece la existencia de abundantes reservas de gas natural transformándolas en productos con valor agregado. El supuesto retorno estatal a la actividad productiva queda reducido a una declaración de buenas intenciones y de principios genéricos si no está acompañado de objetivos y metas claras que aludan a la utilización de los hidrocarburos para ese propósito. Es comprensible esta auto-inhibición si se toma en cuenta el papel marginal que YPFB jugará en el sector debido a su evidente debilidad patrimonial y financiera que persistirá bajo los designios de la nueva Ley.

Consecuente con la política neoliberal, se deja a la mano invisible del mercado –es decir a la búsqueda de rentabilidad de las empresas- la posibilidad de emprender proyectos reales de industrialización. La historia reciente de la privatización de las refinerías, que no han renovado la tecnología instalada por YPFB en el pasado, y el incumplimiento de las innumerables promesas de establecer plantas termoeléctricas en el marco del convenio de exportación al Brasil, son pruebas que se suman a la amplia experiencia de frustraciones del pueblo boliviano respecto al supuesto rol modernizador de la inversión extranjera.

Determinación y fijación de precios de los hidrocarburos

El artículo 21 señala como atribuciones del Ministerio de Hidrocarburos, constituido en autoridad competente encargada de promover y supervisar las políticas estatales en materia de hidrocarburos, entre otras, la de “determinar los precios de los hidrocarburos en el Punto de Fiscalización para el pago de regalías, retribuciones y participaciones, de acuerdo a las normas establecidas en la presente Ley”.

Dicha determinación de precios mantiene la orientación propia de la Ley 1689 del gobierno de Sánchez de Lozada, consistente en otorgar a las empresas transnacionales la libertad de fijar los precios que sirven para el cálculo de la renta petrolera que debe recibir el Estado. En efecto, tanto para el gas natural como para el gas licuado de petróleo (GLP), el

precio que se toma en cuenta es el “precio efectivamente pagado para las exportaciones”; es decir, el precio que establecen las empresas productoras con sus filiales en el exterior que hacen las veces de compradoras⁴. Sólo en el caso del petróleo destinado a la exportación se establece que el precio será el precio real “o el precio del WTI que se publica en el boletín Platts Oilgram Price Report, el que sea mayor”.

Por su parte, el artículo 25 establece como una de las atribuciones de la Superintendencia de Hidrocarburos –entidad reguladora de la comercialización en el mercado interno de productos derivados– la de “aprobar tarifas para las actividades reguladas y fijar precios conforme a Reglamento”. Esta atribución la debe cumplir siguiendo algunos criterios establecidos por la misma Ley y que destacan por su correspondencia con la lógica neoliberal de ligar los precios internos a los precios internacionales. Así, el artículo 89 señala que los precios máximos del petróleo y GLP se fijarán “tomando como referencia la Paridad de Exportación del producto de referencia”⁵; asimismo, los precios de los productos derivados se determinarán sobre la base del precio de sus materias primas, es decir del GLP y el petróleo señalados.

De esta manera, se impone el criterio de rentabilidad de la empresa productora por encima de la necesidad social –y el principio de la economía capitalista de libre mercado– de fijar los precios en relación a los costos de producción, lo que correspondería de manera más adecuada a la capacidad adquisitiva de la población. Sólo en el caso de las ventas internas del gas natural se incorpora la posibilidad de que el Estado subsidie su precio para el consumo de centros de educación, industria y agroindustria, pequeña industria y artesanía, riego y de consumidores domiciliarios (artículo 141). Empero, esta figura está ligada a la posibilidad de establecer Contratos de Compensación de Servicios, en los que el Estado reconoce el costo de extracción del gas, pagando en especie con gas del mismo yacimiento, lo que se puede entender como una actitud obsecuente del Estado respecto a las empresas transnacionales, las mismas que no asumirán ningún costo para favorecer el consumo social.

Derechos de los pueblos indígenas y originarios

Pese a la aclaración de los indígenas del oriente en sentido de que el carácter vinculante se refería a la necesidad de que las consultas se apliquen y no queden como meras formalidades, y de que un eventual resultado negativo de la misma no constituía un veto pues el Estado conservaba, por disposición constitucional, su derecho de expropiar los territorios poblados por los pueblos indígenas por razones de utilidad pública, la Ley promulgada acabó eliminando toda alusión al carácter “vinculante de la consulta” sustituyéndolo por el “carácter obligatorio de la consulta”. Asimismo, se eliminó la obligación de iniciar una nueva consulta para cada nueva actividad que quisiera desarrollar una empresa en el marco de un proyecto sometido antes a la consulta, con lo que se deja en claro que la consulta se realizará por una sola vez.

⁴ Tal es el caso de la venta actual de gas a la Argentina, donde la empresa Repsol cumple al mismo tiempo el papel de vendedora en Bolivia y de compradora al otro lado de la frontera.

⁵ De acuerdo al glosario que contiene la Ley promulgada, paridad de exportación es “el precio del mercado de exportación en el punto de entrega, descontando los costos de transporte y seguros asociados a la exportación hasta el punto de entrega”.

La Ley promulgada tampoco incluye el capítulo referido a la participación de las comunidades y pueblos indígenas y originarios en los beneficios que reporta la explotación de hidrocarburos, a través de una regalía compensatoria. Consecuentemente, se eliminó también toda referencia al establecimiento del Fondo de Desarrollo Indígena con esos recursos, el mismo que debía –en la propuesta inicial de la Comisión de Diputados– orientarse a desarrollar proyectos a favor de dichas comunidades.

Finalmente, se debe advertir que la remisión de las formas específicas de aplicación de la Ley a decretos supremos que serán redactados por el Poder Ejecutivo, conlleva un enorme riesgo de que la brecha entre la norma promulgada y el contenido de la demanda social sea aún más grande. No se debe olvidar que una de las características en la aplicación de las políticas neoliberales fue precisamente la utilización de normas de menor jerarquía, fácilmente manipulables por el Poder Ejecutivo, para introducir mayores ventajas a favor de las empresas transnacionales.

Cuadro comparativo entre la Ley N° 1689, el Proyecto del Ejecutivo, el Proyecto aprobado por la Cámara de Diputados y la Ley del Hidrocarburos promulgada por el Congreso Nacional

Propiedad y Contratos

Ley de Hidrocarburos N° 1689	Proyecto del Poder Ejecutivo	Proyecto aprobado por Diputados	Ley promulgada por el Congreso
<p>Art. 8 A efectos de la presente ley se entiende por:</p> <p><i>Boca de pozo.</i> El lugar donde son medidos el petróleo, gas natural, gas licuado de petróleo y demás hidrocarburos resultantes de la explotación en el campo después que los mismos hayan sido adecuados para ser transportados.</p> <p><i>Producción fiscalizada.</i> Los volúmenes de hidrocarburos medidos en boca de pozo.</p> <p>Art. 9 Las actividades petroleras se clasifican en:</p> <ol style="list-style-type: none"> a) Exploración, b) Explotación, c) Comercialización, d) Transporte, e) Refinación e industrialización, y f) Distribución de gas natural por redes <p>Art.17. Cualquier persona individual o colectiva, nacional o extranjera, podrá celebrar con YPFB uno o más contratos de riesgo compartido para la ejecución de las actividades señaladas en los incisos a), b) y c) del artículo 9 de la presente ley.</p> <p>Art. 18 Los contratos de riesgo compar-</p>	<p>Art. 5 (<i>Propiedad de los Hidrocarburos</i>).- De acuerdo al mandato vinculante y obligatorio expresado en la pregunta número dos del Referéndum, la propiedad de todos los hidrocarburos en Boca de Pozo pertenece al Estado boliviano, que ejerce ese derecho a través de Petrobolivia.</p> <p>Ningún contrato podrá transferir la propiedad de los yacimientos de hidrocarburos ni los hidrocarburos en Boca de Pozo.</p> <p>Los Titulares que hubieran suscrito Contratos de Riesgo Compartido para ejecutar las actividades de Exploración, Explotación y Comercialización, y hubieran obtenido licencias y concesiones al amparo de la Ley de Hidrocarburos N° 1689 de 30 de abril de 1996, deberán adecuarse a las disposiciones de la presente Ley en el plazo de 180 días calendario computables a partir de la vigencia de la presente Ley.</p> <p>Art. 118 A los efectos de la presente ley, se adoptan las siguientes definiciones:</p> <p>(...) <i>Punto de Fiscalización de la Producción.</i> El lugar donde son medidos los Hidrocarburos resultantes de la Explotación en el campo después que los mismos han sido sometidos a un Sistema de Adecuación para ser transportados.</p>	<p>Art. 5 (<i>Propiedad de los Hidrocarburos</i>). Por mandato soberano del pueblo boliviano, expresado en la respuesta a la pregunta número 2 del Referéndum Vinculante de 18 de julio de 2004, y en aplicación del Artículo 139 de la Constitución Política del Estado, se recupera la propiedad de todos los Hidrocarburos en Boca de Pozo para el Estado boliviano. El Estado ejercerá a través de YPFB su derecho propietario sobre la totalidad de los Hidrocarburos.</p> <p>Los Titulares que hubieran suscrito Contratos de Riesgo Compartido para ejecutar las actividades de Exploración, Explotación y Comercialización, y hubieran obtenido licencias y concesiones al amparo de la Ley de Hidrocarburos No. 1689 de 30 de abril de 1996, deberán convertirse obligatoriamente a las modalidades de contratos establecidas en la presente Ley, y adecuarse a sus disposiciones en el plazo de 180 días calendario computables a partir de su vigencia.</p> <p>Art. 15 (<i>Propiedad de los Hidrocarburos</i>). Los Yacimientos de Hidrocarburos cualquiera que sea el estado en que se encuentren o la forma en que se presenten, son de dominio directo, inalienable e imprescriptible del Estado.</p>	<p>Art. 5 (<i>Propiedad de los Hidrocarburos</i>). Por mandato soberano del pueblo boliviano, expresado en la respuesta a la pregunta número 2 del Referéndum Vinculante de 18 de julio de 2004, y en aplicación del Artículo 139 de la Constitución Política del Estado, se recupera la propiedad de todos los hidrocarburos en Boca de Pozo para el Estado Boliviano. El Estado ejercerá a través de YPFB, su derecho propietario sobre la totalidad de los hidrocarburos.</p> <p>Los Titulares que hubieran suscrito Contratos de Riesgo Compartido para ejecutar las actividades de Exploración, Explotación y Comercialización, y hubieran obtenido licencias y concesiones al amparo de la Ley de Hidrocarburos No. 1689 de 30 de abril de 1996, deberán convertirse obligatoriamente a las modalidades de contratos establecidas en la presente ley, y adecuarse a sus disposiciones en el plazo de 180 días calendario computables a partir de su vigencia.</p> <p>Art. 16 (<i>Propiedad de los Hidrocarburos</i>). Los yacimientos de hidrocarburos, cualquiera que sea el estado en que se encuentren o la forma en que se presenten, son de dominio directo, inalienable e imprescriptible del Estado.</p>

Ley de Hidrocarburos N° 1689	Proyecto del Poder Ejecutivo	Proyecto aprobado por Diputados	Ley promulgada por el Congreso
<p>tido relativos a las actividades señaladas en los incisos a), b) y c) del artículo 9, y sus modificaciones y enmiendas, deberán ser celebrados mediante escritura otorgada ante un Notario de Fe Pública y contener, bajo sanción de nulidad, cláusulas referentes a:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Capacidad y personería de las partes b) Antecedentes c) Garantía suficiente de cumplimiento de contrato. En el caso de empresas subsidiarias o vinculadas, la garantía se otorgará por la casa matriz. d) El área aportada por YPF y las parcelas correspondientes, así como los datos relativos a su localización con referencia a la división administrativa de la República, e) La participación de YPF más las regalías, correspondientes establecidas por Ley, que totalizarán el dieciocho por ciento (18%) de la producción fiscalizada, f) Cantidad de Unidades de Trabajo comprometidas, y/o el monto, forma y plazo del pago convenido en dinero, g) Causas de desvinculación contractual y el régimen de daños y perjuicios, y h) Régimen de solución de controversias. <p>Art. 24 Quienes celebren contratos de riesgo compartido con YPF para la exploración, explotación y comercialización</p>	<ul style="list-style-type: none"> a) Para campos con facilidades de extracción, el punto de fiscalización de la producción, será a la salida de la planta ubicada antes del Sistema de Transporte y debe cumplir con los requerimientos de adecuación del Gas o los líquidos de acuerdo a reglamentación. b) En los campos donde no existan facilidades de extracción de GLP y/o Gasolina Natural, el Punto de Fiscalización de la Producción será a la salida del sistema de fluidos. Para este efecto, los productores instalarán los instrumentos necesarios como ser: gravitómetros, registradores multiflujo, medidores máscicos, cromatógrafos para análisis cualitativos y cuantitativos, registradores de presión y temperatura, y todo equipo que permita establecer las cantidades de GLP y Gasolina Natural incorporadas en la corriente de Gas Natural despachada. <p>Art. 16 (<i>Propiedad de los Hidrocarburos en Boca de Pozo</i>).- El Estado, mediante Petrobolivia ejercerá la titularidad del derecho propietario sobre todos los hidrocarburos en Boca de Pozo.</p> <p>Iniciada la producción del Campo, el Titular de un contrato de Producción Compartida, Operación o Asociación está obligado a entregar al propietario, Petrobolivia, la totalidad de los hidrocarburos producidos.</p>	<p>Ninguna Concesión o Contrato, puede conferir la propiedad de los Yacimientos de Hidrocarburos ni de los Hidrocarburos en Boca de Pozo ni hasta el Punto de Fiscalización.</p> <p>El Titular de un Contrato de Producción Compartida, Operación o Asociación está obligado a entregar al propietario, YPF, la totalidad de los Hidrocarburos producidos en los términos contractuales establecidos con el Estado.</p> <p>Art. 133 (<i>Definiciones</i>) A los efectos de la presente ley se adoptan las siguientes definiciones:</p> <p>(...) <i>Punto de Fiscalización de la Producción.</i> Es el lugar donde son medidos los Hidrocarburos resultantes de la Explotación en el campo después que los mismos han sido sometidos a un Sistema de Adecuación para ser transportados.</p> <p>Para los campos con facilidades de extracción, el Punto de Fiscalización de la Producción, será a la salida de la planta ubicada antes del Sistema de Transporte y debe cumplir con los requerimientos de adecuación del Gas a los líquidos de acuerdo a reglamentación.</p> <p>En los campos donde no existan facilidades de extracción de GLP y/o Gasolina Natural, el Punto de Fiscalización de la Producción será a la salida del sistema de separación de fluidos. Para este efecto, los productores instalarán los instrumentos necesarios como ser:</p>	<p>Ningún contrato puede conferir la propiedad de los yacimientos de hidrocarburos ni de los hidrocarburos en Boca de Pozo ni hasta el Punto de Fiscalización.</p> <p>Art. 73 (<i>Amortización de Inversiones</i>). El organismo administrador y fiscalizador YPF en el Contrato de Producción Compartida tiene una participación en la producción, una vez que se haya determinado la amortización que corresponda al Titular por las inversiones realizadas en desarrollo, producción de hidrocarburos y abandono del campo y por el pago de regalías y participaciones.</p> <p>Para establecer los costos incurridos en la obtención de los hidrocarburos, el organismo administrador y fiscalizador YPF efectuará una auditoría externa y el Titular a este propósito presentará la información debidamente respaldada. Con base a los resultados de la auditoría el organismo administrador y fiscalizador YPF reconocerá al Titular las inversiones realizadas, regalías y participaciones, y entre partes acordarán un programa de amortización de las mismas, pagadera con la producción de campo.</p> <p>Art. 82 (<i>Reembolso de Inversiones</i>). Para ejercer su opción de asociarse, YPF reembolsará al Titular un porcentaje de los costos directos de Exploración del o los Pozos que hayan resultado productores, previo informe de auditoría externa.</p> <p>La cuota parte de los costos directos de Exploración correspondiente a su parti-</p>

de hidrocarburos adquieren el derecho de prospectar, explotar, extraer, transportar y comercializar la producción obtenida. Se exceptúan de la libre comercialización de los mismos los volúmenes requeridos para satisfacer el consumo interno de gas natural y para cumplir con los contratos de exportación pactados por YPF B con anterioridad a la vigencia de la presente Ley. Estos volúmenes serán establecidos periódicamente por la Superintendencia de Hidrocarburos del Sistema de Regulación Sectorial (SIRESE).

Art. 64 (*Amortización de Inversiones*). Para los Titulares que migren de un Contrato de Riesgo Compartido en Campos productores con inversiones realizadas, al Contrato de Producción Compartida, Petrobolivia amortizará al Titular un porcentaje de las inversiones realizadas en su desarrollo, previo informe de auditoría externa. La amortización será realizada por Petrobolivia con su participación en la producción futura del Campo.

Art. 73 (*Amortización de Inversiones*). Para ejercer su opción de asociarse, Petrobolivia amortizará al Titular un porcentaje de los costos directos de Exploración del o los pozos que hayan resultado productores, previo informe de auditoría externa.

La cuota parte de los costos directos de Exploración correspondiente a su participación será reembolsada, por Petrobolivia, al Titular o Asociado, en dinero o con parte de la producción que le corresponda.

Petrobolivia asume los beneficios y riesgos derivados de las operaciones que realiza la Asociación en función proporcional a su participación a partir de la suscripción del contrato.

Gravitómetros, registradores multiflujo, medidores máscicos, cromatógrafos para análisis cualitativos y cuantitativos, registradores de presión y temperatura y todo equipo que permita establecer las cantidades de GLP y Gasolina Natural incorporadas en la corriente de Gas Natural despachada.

Art. 69 (*Amortización de Inversiones*). Para los Titulares que migren de un Contrato de Riesgo Compartido en Campos Productores con inversiones realizadas, al Contrato de Producción Compartida, YPF B amortizará al Titular un porcentaje de las inversiones realizadas en su desarrollo, previo informe de auditoría externa. La amortización será realizada por YPF B con su participación en la producción futura del campo.

Art. 78 (*Reembolso de Inversiones*). Para ejercer su opción de asociarse, YPF B reembolsará al Titular un porcentaje de los costos directos de Exploración del o los Pozos que hayan resultado productores, previo informe de auditoría externa.

La cuota parte de los costos directos de Exploración correspondiente a su participación será reembolsada, por YPF B, al Titular o Asociado, en dinero o con parte de la producción que le corresponda.

YPFB asume los beneficios y riesgos derivados de las operaciones que realiza la Asociación en función proporcional a su participación a partir de la suscripción del contrato.

cipación será reembolsada por YPF B al Titular o Asociado, en dinero o con parte de la producción que le corresponda.

YPFB asume los beneficios y riesgos derivados de las operaciones que realiza la Asociación en función proporcional a su participación a partir de la suscripción del contrato.

Art. 140 (*Contrato de Compensación de Servicios*). YPF B suscribirá con el Titular un Contrato de Compensación de Servicios que tendrá por objeto la extracción de hidrocarburos en Boca de Pozo en la cantidad y volúmenes que fije el Estado de acuerdo a la demanda energética del país. El costo de extracción del Gas Natural del Yacimiento a Boca de Pozo, será pagado por el Estado en especie, con Gas del Yacimiento que explota el Titular de acuerdo a Reglamento.

En las licitaciones de área para exploración y explotación se deberá considerar como un criterio de adjudicación la oferta de la empresa proponente que contemple un porcentaje de Gas Natural para la suscripción del Contrato de Compensación de Servicios. En los casos en que YPF B se asocie directamente, el contrato respectivo deberá contemplar un porcentaje de Gas Natural para la suscripción del Contrato de Compensación de Servicios.

Comentario

La recuperación de la propiedad de los hidrocarburos en boca de pozo representa un avance respecto a la Ley 1689 con fines únicamente impositivos, porque permite al Estado fiscalizar de manera directa la producción, volúmenes y calidad de los hidrocarburos, para una correcta liquidación de regalías, participaciones e impuestos, pero no recupera la propiedad a lo largo de la cadena productiva. El Estado tendrá un control físico del producto hasta el punto de fiscalización y será el encargado de determinar el monto de producción que corresponde a las empresas, lo que no ocurre actualmente, pues son las empresas las que declaran lo producido y pagan las regalías y participaciones al Estado.

Con la nueva Ley se incluye tres modalidades más de contratos, que le permiten al Estado una mejor participación en la producción. Sin embargo, con las nuevas modalidades de contrato, YPFB debe reembolsar a las empresas las inversiones realizadas en exploración, tal es el caso de los Contratos de Asociación. Para los casos de conversión a Contratos de Producción Compartida referidos a la explotación, no solamente debe amortizar las inversiones realizadas en desarrollo, producción y abandono del campo, sino los pagos realizados en regalías y participaciones (este pago no existía en las propuestas del Ejecutivo ni de Diputados, es una concesión que se hace a las empresas en la Ley promulgada).

Los Contratos de Operación son similares a los Contratos de Riesgo Compartido de la Ley 1689 por lo que su migración obligatoria no modifica su esencia.

Refundación de YPFB

Ley de Hidrocarburos N° 1689	Proyecto del Poder Ejecutivo	Proyecto aprobado por Diputados	Ley promulgada por el Congreso
<p>Art. 1 El derecho de explorar y de explotar los campos de hidrocarburos y de comercializar sus productos se ejerce por el Estado mediante YPFB. Esta empresa pública, para la explotación, explotación y comercialización de hidrocarburos, celebrará necesariamente contratos de riesgo compartido, por tiempo limitado, con personas individuales o colectivas, nacionales o extranjeras, según las disposiciones de la presente ley.</p> <p>Art. 17 Cualquier persona individual o colectiva, nacional o extranjera, podrá celebrar con YPFB uno o más contratos de riesgo compartido para la ejecución de las actividades señaladas en los incisos a), b) y c) del artículo 9 de la presente ley.</p> <p>Art. 50 La participación de YPFB y las regalías correspondientes, a que se refiere el inciso e) del artículo 18 de esta Ley, serán como sigue:</p> <ol style="list-style-type: none">1. Una participación departamental, denominada regalía, equivalente al once por ciento (11%) de la producción bruta de los hidrocarburos en boca de pozo, pagadera en beneficio del departamento donde se origina la producción.2. Una regalía nacional compensatoria del uno por ciento (1%) de la producción bruta de los hidrocarburos en boca de pozo, pagadera a los de-	<p>Art. 6 (<i>Refundación de YPFB</i>). Se refunda la empresa estatal de hidrocarburos YPFB a través de la estatización de las acciones del Fondo de Capitalización Colectiva correspondiente a las empresas Andina S.A., Chaco S.A. y Transredes S.A. de acuerdo a ley específica.</p> <ol style="list-style-type: none">1. YPFB tiene las facultades de:<ol style="list-style-type: none">a) Ejecutar las actividades de Exploración, Explotación, Transporte, Refinación, Industrialización, Distribución de Gas Natural por redes, y Comercialización de los Derivados de los Hidrocarburos, y en general, participar de toda la cadena de los Hidrocarburos, en el marco de lo dispuesto en la presente Ley.b) Conformar y participar de sociedades con arreglo al Código de Comercio.c) Aportar activos, concesiones, privilegios, proyectos y otros bienes o derechos para la constitución o participación en sociedades. <p>Art. 7 (<i>Creación de Petrobolivia</i>). Se crea la empresa Petrobolivia con las funciones de:</p> <ol style="list-style-type: none">a) Asumir todos los derechos y obligaciones de YPFB actual, en lo referente al otorgamiento de derechos y la fiscalización de las actividades de Exploración y Explotación.	<p>Art. 6 (<i>Refundación de YPFB</i>). Se refunda YPFB recuperando la propiedad estatal de las acciones de los bolivianos en las empresas petroleras capitalizadas de manera que esta Empresa Estatal pueda participar en toda la cadena productiva de los Hidrocarburos, reestructurando los Fondos de Capitalización Colectiva y garantizando el financiamiento del Bonosol.</p> <p>Art. 12 (<i>Principios del Régimen de los Hidrocarburos</i>). Las actividades petroleras se regirán por los siguientes principios:</p> <ol style="list-style-type: none">a) Eficiencia: que obliga al cumplimiento de los objetivos con óptima asignación y utilización de los recursos para el desarrollo sustentable del sector;b) Transparencia: que obliga a las autoridades responsables del sector a conducir los procedimientos administrativos de manera pública, asegurando el acceso a la información a toda autoridad competente y personas individuales y colectivas que demuestren interés. Asimismo, obliga a las autoridades a cumplir y hacer cumplir la presente Ley aplicando de manera correcta los principios, objetivos y políticas del sector y a que rindan cuenta de su gestión de la forma establecida en las normas legales aplicables.	<p>Art. 6 (<i>Refundación de YPFB</i>). Se refunda Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), recuperando la propiedad estatal de las acciones de los bolivianos en las empresas petroleras capitalizadas, de manera que esta Empresa Estatal pueda participar en toda la cadena productiva de los hidrocarburos, reestructurando los Fondos de Capitalización Colectiva y garantizando el financiamiento del Bonosol.</p> <p>Art. 10 (<i>Principios del Régimen de los Hidrocarburos</i>). Las actividades petroleras se regirán por los siguientes principios:</p> <ol style="list-style-type: none">a) Eficiencia: que obliga al cumplimiento de los objetivos con óptima asignación y utilización de los recursos para el desarrollo sustentable del sector;b) Transparencia: que obliga a las autoridades responsables del sector a conducir los procedimientos administrativos de manera pública, asegurando el acceso a la información a toda autoridad competente y personas individuales y colectivas que demuestren interés. Asimismo, obliga a las autoridades a cumplir y hacer cumplir la presente Ley aplicando de manera correcta los principios, objetivos y políticas del sector y a que rindan cuenta de su gestión de la forma establecida en las normas legales aplicables.

Ley de Hidrocarburos N° 1689	Proyecto del Poder Ejecutivo	Proyecto aprobado por Diputados	Ley promulgada por el Congreso
<p>partamentos de Beni y Pando, de conformidad a lo dispuesto en la Ley N 981 de 7 de marzo de 1988.</p> <p>3. Una participación en favor de YPF del seis por ciento (6%) de la producción bruta de los hidrocarburos en boca de pozo, que será transferida al Tesoro General de la Nación, luego de deducir el monto necesario para cubrir el presupuesto aprobado de YPF para la administración de los contratos.</p> <p>Los departamentos productores y los Departamentos de Beni y Pando recibirán las regalías departamentales y las regalías nacionales compensatorias, respectivamente, en dólares de los Estados Unidos de América o su equivalente en moneda nacional, de acuerdo a los siguientes criterios de valoración:</p> <p>a. Los precios de petróleo en boca de pozo:</p> <p>i) Para la venta al mercado interno se basarán en los precios de referencia de una canasta de petróleos del mercado internacional, de calidad y características similares al boliviano, ajustable por calidad, y</p> <p>ii) Para la exportación, el precio real de exportación ajustable por calidad;</p> <p>b. El precio del gas natural será el precio promedio ponderado de exportación</p>	<p>b) Suscribir Contratos de Exploración y Explotación de hidrocarburos a nombre del Estado boliviano, con personas colectivas de derecho privado o sociedades mixtas de conformidad al Art. 139 de la Constitución Política del Estado.</p> <p>c) Asumir el rol de Agregador y Vendedor en contratos de exportación donde participe el Estado boliviano.</p> <p>Art. 13 (<i>Principios del Régimen de los Hidrocarburos</i>). Las actividades petroleras se regirán por principios de eficiencia, transparencia, calidad, continuidad, adaptabilidad, neutralidad y competencia.</p> <p>Art. 25 (<i>División de Parcelas para Áreas de Contrato</i>). El Poder Ejecutivo mediante Decreto Supremo, a los efectos de definir el área de los Contratos de Producción Compartida, Operación y Asociación, dividirá el territorio nacional en parcelas que conformarán las áreas de contrato, tanto en zonas declaradas Tradicionales como No Tradicionales.</p> <p>De manera periódica, el Ministerio de Minería e Hidrocarburos determinará las correspondientes extensiones y cantidades en base a criterios de conocimiento geológico, producción comercial de Hidrocarburos e infraestructura existente. Cualquier cambio en la definición de zonas, no se aplicará a los contratos vigentes.</p> <p>Para las actividades señaladas en los incisos a) y b) del artículo 22 de la presente Ley, el área de un Contrato de Pro-</p>	<p>Este principio también obliga a las empresas del sector hidrocarburífero que operan en el país a brindar sin restricción alguna la información que sea requerida por autoridad competente;</p> <p>c) Calidad: que obliga a cumplir los requisitos técnicos y de seguridad establecidos;</p> <p>d) Continuidad: que obliga a que el abastecimiento de los Hidrocarburos y los servicios de transporte y distribución, aseguren satisfacer la demanda del mercado interno de manera permanente e ininterrumpida así como el cumplimiento de los contratos de exportación;</p> <p>e) Neutralidad: que obliga a un tratamiento imparcial a todas las personas y empresas que realizan actividades petroleras y a todos los consumidores y usuarios;</p> <p>f) Competencia: que obliga a todas las personas individuales o colectivas dedicadas a las actividades petroleras a operar en un marco de competencia con sujeción a la Ley;</p> <p>g) Adaptabilidad: el principio de adaptabilidad promueve la incorporación de tecnología y sistemas de administración modernos, que aporten mayor calidad, eficiencia, oportunidad y menor costo en la prestación de los servicios.</p>	<p>Este principio también obliga a las empresas del sector hidrocarburífero que operan en el país a brindar sin restricción alguna la información que sea requerida por autoridad competente;</p> <p>c) Calidad: que obliga a cumplir los requisitos técnicos y de seguridad establecidos;</p> <p>d) Continuidad: que obliga a que el abastecimiento de los hidrocarburos y los servicios de transporte y distribución, aseguren satisfacer la demanda del mercado interno de manera permanente e ininterrumpida, así como el cumplimiento de los contratos de exportación;</p> <p>e) Neutralidad: que obliga a un tratamiento imparcial a todas las personas y empresas que realizan actividades petroleras y a todos los consumidores y usuarios;</p> <p>f) Competencia: que obliga a todas las personas individuales o colectivas dedicadas a las actividades petroleras a operar en un marco de competencia con sujeción a la Ley;</p> <p>g) Adaptabilidad: El principio de adaptabilidad promueve la incorporación de tecnología y sistemas de administración modernos, que aporten mayor calidad, eficiencia, oportunidad y menor costo en la prestación de los servicios.</p>

- en las fronteras y las ventas en el mercado interno, ajustado por calidad;
- c) A la valoración de los productos referidos en los literales a) y b) precedentes, se deducirá únicamente el promedio ponderado de las tarifas de transporte por los ductos bolivianos, que se mantendrán inalterables en los valores actuales hasta que la producción de hidrocarburos, en barriles equivalentes, se incremente en un 10% sobre la producción del año 1995, momento a partir del cual será la Superintendencia de Hidrocarburos del Sistema de Regulación Sectorial (SIRESE) la que regule las tarifas correspondientes.
- Para efecto del cálculo de los pagos de:
- La participación de YPFB conforme al inciso 3 de este artículo,
 - La Regalía Nacional Complementaria,
 - La participación nacional conforme al inciso b) del artículo 72, y
 - La participación conforme al inciso a) del artículo 77, el valor de los hidrocarburos en boca de pozo será el valor del mercado internacional determinado en el lugar de exportación o comercialización interna, deducida la tarifa de transporte desde boca de pozo hasta el lugar de exportación o comercialización interna respectivamente.

ducción Compartida, Operación y Asociación, estará conformada por una extensión máxima de 40 parcelas en Zonas Tradicionales y de 400 parcelas en Zonas No Tradicionales.

Se reservan áreas de interés hidrocarburífero tanto en Zonas Tradicionales como No Tradicionales a favor de YPFB, para que desarrolle actividades de Exploración y Explotación por sí o en asociación, las mismas que serán otorgadas y concedidas conforme a reglamentación.

Art. 77 (*Petrobolivia Agregador y Vendedor en la Exportación de Gas Natural*). Petrobolivia será el Agregador y Vendedor para toda exportación de Gas Natural que se haga desde el territorio boliviano, asignando los volúmenes requeridos a las empresas productoras de acuerdo a lo siguiente:

- La asignación de volúmenes para contratos existentes de exportación, se mantendrá conforme a las normas vigentes para su celebración.
- Las empresas productoras que obtengan mercados de exportación de Gas Natural por negociación directa, establecerán con Petrobolivia la asignación de volúmenes correspondientes para la agregación.
- Cuando la exportación de Gas Natural sea consecuencia directa de convenios entre el Estado boliviano, otros estados o empresas, Petrobolivia, previa invitación a los Titu-

Art. 21 (*Refundación de YPFB*).

- Se refunda YPFB como Empresa Pública Autárquica de Derecho Público, bajo la tuición del Ministerio de Energía e Hidrocarburos, para ejercer el derecho propietario sobre la totalidad de los Hidrocarburos en nombre del Estado boliviano y ejecutar la Política Nacional de los Hidrocarburos, YPFB estará constituida en su más alta estructura jerárquica por un Directorio, un Presidente Ejecutivo y dos Vicepresidencias, la primera de Administración, Contrato y Fiscalización; y la segunda de Operaciones, el resto de su estructura será aprobada por Decreto Supremo. (...)

Art. 34 (*División de Parcelas para Áreas de Contrato*). (...) Se reservarán áreas de interés hidrocarburífero tanto en Zonas Tradicionales como No Tradicionales a favor de YPFB, para que desarrolle actividades de Exploración y Explotación por sí o en asociación. Estas áreas serán otorgadas y concedidas a YPFB con prioridad y serán adjudicadas de manera directa.

Art. 82 (*YPFB Agregador y Vendedor en la Exportación de Gas Natural*). YPFB será el Agregador y/o Vendedor para toda exportación de Gas Natural que se haga desde el territorio boliviano, asignando los volúmenes requeridos a las empresas productoras de acuerdo a lo siguiente:

- La asignación de volúmenes para contratos existentes de exportación,

Art. 34 (*División de Parcelas para Áreas de Contrato*). (...) Se reservarán áreas de interés hidrocarburífero tanto en Zonas Tradicionales como No Tradicionales a favor de YPFB, para que desarrolle actividades de Exploración y Explotación por sí o en asociación. Estas áreas serán otorgadas y concedidas a YPFB con prioridad y serán adjudicadas de manera directa.

Art. 86 (*Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos Agregador y Vendedor en la Exportación de Gas Natural*). YPFB será el Agregador y/o Vendedor para toda exportación de Gas Natural que se haga desde el territorio boliviano, asignando los volúmenes requeridos a las empresas productoras, de acuerdo a lo siguiente:

- La asignación de volúmenes para contratos existentes de exportación, se hará conforme a las normas de la presente Ley.
- Las Empresas Productoras que obtengan mercados de exportación de Gas Natural por negociación directa, establecerán con YPFB la asignación de volúmenes correspondientes para la agregación.
- Cuando la exportación de Gas Natural sea consecuencia directa de convenios entre el Estado Boliviano, otros Estados o Empresas, YPFB, previa invitación a los Titulares legalmente establecidos en el país, asignará los volúmenes requeridos para

lares legalmente establecidos en el país, asignará los volúmenes requeridos para la exportación sobre la base de los lineamientos de la Planificación de Política Petrolera.

4. Para cubrir los costos de Agregador, Petrolbolivia por toda exportación que realice como Agregador, emitirá a cada productor una factura por servicios de agregación por un monto equivalente al 2% del monto bruto facturado en el punto de entrega al comprador, excluyendo el costo del transporte, en la proporción que le corresponda a cada productor.

YPFB tendrá la opción preferente de adquirir los hidrocarburos a los precios pactados entre empresas.

Art. 110 (*Normas de Competencia en los Mercados*). La Superintendencia de Hidrocarburos regulará la competencia por y en los mercados de Actividades Petroleras, con base al Título V de la Ley del Sistema de Regulación Sectorial (SIRESE) No. 1600 del 28 de octubre de 1994, a la que se complementará con la siguiente normativa:

De la Regulación.

- a) La regulación buscará, donde sea posible, que los mercados se desarrollen bajo estructuras competitivas para alcanzar eficiencia económica.
- b) En los casos de monopolios, en las

se hará conforme a las normas de la presente Ley.

2. Las Empresas Productoras que obtengan mercados de exportación de Gas Natural por negociación directa, establecerán con YPFB la asignación de volúmenes correspondientes para la agregación.
3. Cuando la exportación de Gas Natural sea consecuencia directa de convenios entre el Estado boliviano, otros Estados o Empresas, YPFB, previa invitación a los Titulares legalmente establecidos en el país, asignará los volúmenes requeridos para la exportación sobre la base de los lineamientos de la Planificación de Política Petrolera.
4. Para cubrir los costos de Agregador, YPFB por toda exportación que realice como Agregador, emitirá a cada productor una factura por servicios de agregación por un monto equivalente al 0.5% del monto bruto facturado en el punto de entrega al comprador, excluyendo el costo del transporte, y en la proporción que le corresponda a cada productor.

la exportación sobre la base de los lineamientos de la Planificación de Política Petrolera.

4. Para cubrir los costos de Agregador, YPFB por toda exportación que realice como Agregador, emitirá a cada productor una factura por servicios de agregación por un monto equivalente al medio por ciento (0.5%) del monto bruto facturado en el punto de entrega al comprador, excluyendo el costo del transporte, y en la proporción que le corresponda a cada productor.

excepciones expresamente autorizadas y en los mercados donde no funcionen estructuras competitivas, se regulará simulando la competencia. Las disposiciones de competencia establecidas en el presente artículo serán aplicadas a las actividades antes señaladas, observando las características del servicio y del consumo.

- c) El regulador tomará las acciones necesarias para la salvaguarda de la competencia, entendiéndose como el conjunto de las acciones dirigidas a la promoción, protección y eliminación de las barreras injustificadas a la competencia. Asimismo ejercerá prevención y/o sanción cuando no exista el acceso a bienes y servicios que deben ser prestados en condiciones de competencia en los mercados.
- d) Las Empresas dedicadas a las actividades petroleras, deberán informar anualmente a la Superintendencia de Hidrocarburos sobre sus accionistas relevantes, empresas vinculadas y socios o accionistas vinculados que ejerzan control y decisión en la empresa. Información con la que se constituirá un archivo público.

Del Mercado

- a) Las empresas que participan del Mercado Relevante tendrán derecho al ejercicio de la actividad en competencia, a un trato justo, en condiciones equitativas o equivalentes con acceso

a información disponible, bajo el principio de neutralidad. Asimismo tendrán el derecho de reclamar o informar al regulador sobre hechos potenciales o acciones conocidas que vulneren la competencia.

- b) Están prohibidos los actos y conductas cuyo resultado sea limitar, restringir, falsear o distorsionar la competencia, concertar o manipular precios o calidad, obtener ventajas ilegítimas, limitar acceso al mercado o que constituya abuso de una posición dominante en un mercado y otros actos similares, de modo que pueda causar perjuicio al interés económico particular, general o para el consumidor o usuario.
- c) Sin perjuicio de la acción que corresponda ante la justicia ordinaria, el Superintendente de Hidrocarburos condenará al infractor al pago de una sanción establecida en reglamento y definirá las pautas de conducta que deberá observar en el futuro. En caso de reincidencia o de acuerdo a la gravedad de los hechos, podrá disponer la revocatoria de la licencia o concesión del infractor, la desagregación de su empresa o determinar la actividad que podrá ejercer en el futuro.

De los Derechos del Consumidor

- a) El regulador y las empresas concesionarias y licenciatarias informarán, con relación a los bienes y los

Ley de Hidrocarburos N° 1689	Proyecto del Poder Ejecutivo	Proyecto aprobado por Diputados	Ley promulgada por el Congreso
	<p>servicios que ofrecen en los mercados, para que el consumidor o usuario tome su decisión de comprar o acceder al servicio en forma libre con base a información de precio, calidad y oportunidad.</p> <p>b) El consumidor o usuario tiene derecho a la reparación de los daños por los bienes o servicios adquiridos o contratados que presenten deficiencias, que no cumplan las condiciones de calidad, cantidad, precio, seguridad y oportunidad, entre otros, establecidos para el producto o el servicio.</p>		

Comentario

La refundación de YPFB como una empresa estatal de hidrocarburos, se la hace bajo normas y principios de competencia de libre mercado, en las mismas condiciones que las empresas del sector privado. Sin embargo, los recursos con que se creará esta empresa son muy pocos y podrían estar sujetos a conflictos con las AFPs que son las que lo administran, además que la experiencia en la organización de la producción, junto con toda la infraestructura, ha sido transferida a las empresas en el proceso de capitalización.

En caso de que YPFB pudiera asociarse a las empresas petroleras que operan en el país, bajo la modalidad de contratos de Asociación, de Producción Compartida o de Compensación de Servicios, deberá pagar parte de la inversión realizada por estas empresas en exploración y explotación.

Una ventaja que se da a YPFB y que vulnera el principio de neutralidad, es la posibilidad que tiene de adjudicarse de manera directa áreas de interés para la exploración y explotación.

A la función de registrar los contratos que cumplía YPFB con la Ley 1689, se añade la de agregador y vendedor en las exportaciones de gas natural. Sin embargo, cuando la venta se realice de manera directa entre las empresas, el papel de YPFB se limitará a la agregación.

Para realizar esta tarea de agregación, YPFB, según el proyecto del Ejecutivo iba a cobrar una comisión del 2% de las ventas brutas. Este porcentaje se reduce con el proyecto aprobado por la Cámara de Diputados a 0,5% (en el caso de la Ley 1689 el funcionamiento de YPFB para registrar contratos era deducido del 6% de su participación en las regalías del 18%). Otro retroceso respecto al proyecto del Ejecutivo es que la Ley promulgada elimina la preferencia que tenía YPFB de comprar hidrocarburos a los precios pactados por las empresas.

Regalías e impuestos

Ley de Hidrocarburos N° 1689	Proyecto del Poder Ejecutivo	Proyecto aprobado por Diputados	Ley promulgada por el Congreso
<p>Art. 8. A los efectos de la presente Ley se entiende por: (...)</p> <p><i>Hidrocarburos Nuevos.</i> - Los hidrocarburos de reservorios cuya producción se inicie a partir de la vigencia de la presente Ley.</p> <p><i>Hidrocarburos Existentes.</i> Los hidrocarburos de reservorios que estén en producción a la fecha de la vigencia de la presente Ley.</p> <p>(Ley 1731. Son hidrocarburos existentes los correspondientes a las reservas probadas de los reservorios que estén en producción a la fecha de vigencia de la presente ley y certificadas al 30 de abril de 1996 por empresas especializadas.)</p> <p>Art. 18 Los contratos de riesgo compartido relativos a las actividades señaladas en los incisos a), b) y c) del artículo 9, y sus modificaciones y enmiendas, deberán ser celebrados mediante escritura otorgada ante un Notario de Fe Pública y contener, bajo sanción de nulidad, cláusulas referentes a:</p> <ol style="list-style-type: none"> a) Capacidad y personería de las partes; b) Antecedentes; c) Garantía suficiente de cumplimiento de contrato. En el caso de empresas subsidiarias o vinculadas, la garantía se otorgará por la casa matriz; d) El área aportada por YPFB y las parcelas correspondientes, así como los 	<p>Art. 43 (<i>De las Regalías y Participaciones</i>).- El Titular está sujeto al pago de las siguientes Regalías y Participaciones sobre la Producción Fiscalizada:</p> <p>Una participación departamental denominada regalía, equivalente al once por ciento (11%) de la Producción Fiscalizada de hidrocarburos, pagadera en beneficio del departamento donde se origina la producción.</p> <p>Una regalía nacional compensatoria del uno por ciento (1%) de la Producción Fiscalizada de los hidrocarburos, pagadera a los departamentos de Beni y Pando, de conformidad a lo dispuesto en la Ley No. 981 de 7 de marzo de 1988.</p> <p>Una participación del seis (6%) por ciento de la Producción Fiscalizada de hidrocarburos en favor del TGN, de cuyo monto se traspasará hasta el medio por ciento (0.5%) a favor de Petrobolivia y hasta el tres por ciento (3%) a favor de YPFB. Esta última se realizará como máximo hasta cinco (5) años computables a partir de la publicación de la presente Ley.</p> <p>Una Regalía Nacional Complementaria a la producción de Hidrocarburos Existentes del trece por ciento (13%) del valor de la Producción Fiscalizada de Hidrocarburos Existentes, que se liquidará y abonará mensualmente y en forma directa por los productores al Tesoro General de la Nación.</p>	<p>Ar. 8 (<i>Régimen Económico</i>). Se dispone que el Estado retendrá el cincuenta por ciento (50%) del valor de la producción de gas y del petróleo, conforme al mandato contenido en la respuesta de la pregunta número 5 de la Ley del Referéndum Nacional de 18 de julio de 2004.</p> <p>Art. 52 (<i>Regalías y Participaciones e Impuestos</i>).</p> <p>I. El Titular está sujeto al pago de las siguientes regalías y participaciones sobre la producción fiscalizada, pagaderas de manera mensual en dólares americanos, o su equivalente en moneda nacional, o en especie a elección del beneficiario:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1 Una Regalía Departamental, equivalente al once por ciento (11%) de la Producción Departamental Fiscalizada de Hidrocarburos, en beneficio del Departamento donde se origina la producción. 2 Una Regalía Nacional Compensatoria del uno por ciento (1%) de la Producción Nacional Fiscalizada de los Hidrocarburos, pagadera a los Departamentos de Beni (2/3) y Pando (1/3), de conformidad a lo dispuesto en la Ley N° 981 de 7 de marzo de 1988. 3 Una participación del seis por ciento (6%) de la Producción Nacional Fiscalizada en favor del Tesoro General de la Nación (TGN). 	<p>Art. 8 (<i>Régimen Económico</i>). Se dispone que el Estado retendrá el 50% del valor de la producción de gas y del petróleo, conforme al mandato contenido en la respuesta de la pregunta 5 de la Ley del Referéndum Nacional de 18 de julio de 2004.</p> <p>Art. 52 (<i>Regalías y Participaciones e Impuestos</i>).</p> <p>El Titular está sujeto al pago de las siguientes regalías y participaciones sobre la producción fiscalizada, pagaderas de manera mensual en dólares americanos, o su equivalente en moneda nacional, o en especie a elección del beneficiario.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Una Regalía Departamental, equivalente al once por ciento (11%) de la Producción Departamental Fiscalizada de Hidrocarburos, en beneficio del Departamento donde se origina la producción. 2. Una Regalía Nacional Compensatoria del uno por ciento (1%) de la Producción Nacional Fiscalizada de los Hidrocarburos, pagadera a los Departamentos de Beni (2/3%) y Pando (1/3%), de conformidad a lo dispuesto en la Ley N° 981 de 7 de marzo de 1988. 3. Una participación del seis por ciento (6%) de la Producción Nacional Fiscalizada en favor del Tesoro General de la Nación (TGN).

Ley de Hidrocarburos N° 1689	Proyecto del Poder Ejecutivo	Proyecto aprobado por Diputados	Ley promulgada por el Congreso
<p>datos relativos a su localización con referencia a la división administrativa de la República;</p> <p>e) La participación de YPFB más las regalías, correspondientes establecidas por Ley, que totalizarán el dieciocho por ciento (18%) de la producción fiscalizada;</p> <p>f) Cantidad de Unidades de Trabajo comprometidas, y/o el monto, forma y plazo del pago convenido en dinero;</p> <p>g) Causas de desvinculación contractual y el régimen de daños y perjuicios; y</p> <p>h) Régimen de solución de controversias.</p> <p>Art. 50 La participación de YPFB y las regalías correspondientes, a que se refiere el inciso e) del artículo 18 de esta Ley, serán como sigue:</p> <ol style="list-style-type: none"> Una participación departamental, denominada regalía, equivalente al once por ciento (11%) de la producción bruta de los hidrocarburos en boca de pozo, pagadera en beneficio del departamento donde se origina la producción. Una regalía nacional compensatoria del uno por ciento (1%) de la producción bruta de los hidrocarburos en boca de pozo, pagadera a los departamentos de Beni y Pando, de conformidad a lo dispuesto en la Ley N° 981 de 7 de marzo de 1988. 	<p>Una Participación Nacional del diecinueve por ciento (19%) de aplicación a los contratos de Riesgo Compartido de las empresas capitalizadas sobre el valor de la Producción Fiscalizada de Hidrocarburos Existentes, que se pagará al Tesoro General de la Nación en dinero, ajustada, durante el período transitorio mencionado en el último párrafo del numeral 2 siguiente, por el diferencial del valor resultante de la aplicación de lo dispuesto en los numerales 1 y 2 anteriores.</p> <p>La participación de YPFB, establecida en los contratos convertidos a los contratos de Riesgo Compartido, sobre la Producción Fiscalizada de Hidrocarburos Existentes que se liquidará y abonará mensualmente en forma directa por los productores al Tesoro General de la Nación.</p> <p>Art. 44 (<i>Acreditación de Impuestos</i>).- Los pagos realizados por concepto del Impuesto sobre las Utilidades de las Empresas y de las retenciones por remesas al exterior del mismo impuesto, atribuibles a Hidrocarburos Existentes, son acreditables contra la Regalía Nacional Complementaria.</p> <p>Para establecer los montos acreditables, según lo dispuesto en el párrafo precedente, se aplicará la relación porcentual de los ingresos brutos provenientes de Hidrocarburos Existentes, dividido entre el total de los ingresos brutos percibidos por la venta y/o comercialización de Hidrocarburos.</p>	<p>Además de lo establecido en el precedente numeral I, todas las personas naturales o jurídicas, públicas o privadas, dedicadas a la Exploración y Explotación de Hidrocarburos, estarán sujetas al pago de un Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) del treinta y dos por ciento (32%), que se aplica de manera directa o no progresiva sobre el cien por ciento (100%) de los volúmenes de Hidrocarburos medidos en el Punto de Fiscalización, en su primera etapa de comercialización. Este impuesto se pagará de manera mensual y no admite deducción ni acreditación alguna.</p> <p>La sumatoria de los ingresos establecidos en los numerales I y II no será en ningún caso menor al cincuenta por ciento (50%) del valor de la producción de los Hidrocarburos a favor del Estado boliviano, en concordancia con el Artículo 8 de la presente Ley.</p>	<p>Art. 53 (<i>Creación del Impuesto Directo a los Hidrocarburos - IDH</i>). Créase el Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH), que se aplicará en todo el territorio nacional, a la producción de hidrocarburos en Boca de Pozo, que se medirá y pagará como las regalías, de acuerdo a lo establecido en la presente Ley y su reglamentación.</p> <p>Art. 54 (<i>Objeto, Hecho Generador y Sujeto Pasivo</i>).</p> <ol style="list-style-type: none"> El objeto del IDH es a la producción de hidrocarburos en todo el territorio nacional. El hecho generador de la obligación tributaria correspondiente a este Impuesto se perfecciona en el punto de fiscalización de los hidrocarburos producidos, a tiempo de la adecuación para su transporte. Es sujeto pasivo del IDH toda persona natural o jurídica, pública o privada, que produce hidrocarburos en cualquier punto del territorio nacional. <p>Art. 55 (<i>Base Imponible, Alicuota, Liquidación y Período de Pago</i>).</p> <ol style="list-style-type: none"> La Base Imponible del IDH es idéntica a la correspondiente a regalías y participaciones y se aplica sobre el total de los volúmenes o energía de los hidrocarburos producidos. La Alicuota del IDH es del treinta y dos por ciento (32%) del total de la producción de hidrocarburos medida en el punto de fiscalización, que se

3. Una participación en favor de YPFB del seis por ciento (6%) de la producción bruta de los hidrocarburos en boca de pozo, que será transferida al Tesoro General de la Nación, luego de deducir el monto necesario para cubrir el presupuesto aprobado de YPFB para la administración de los contratos.

Los departamentos productores y los Departamentos de Beni y Pando recibirán las regalías departamentales y las regalías nacionales compensatorias, respectivamente, en dólares de los Estados Unidos de América o su equivalente en moneda nacional, de acuerdo a los siguientes criterios de valoración:

- a. Los precios de petróleo en boca de pozo:
 - i) Para la venta al mercado interno se basarán en los precios de referencia de una canasta de petróleos del mercado internacional, de calidad y características similares al boliviano, ajustable por calidad, y
 - ii) Para la exportación, el precio real de exportación ajustable por calidad;
- b. El precio del gas natural será el precio promedio ponderado de exportación en las fronteras y las ventas en el mercado interno, ajustado por calidad;
- c. A la valoración de los productos re-

Los créditos aplicados contra la Regalía Nacional Complementaria a la producción de Hidrocarburos Existentes por concepto del Impuesto sobre las Utilidades de las Empresas no podrán acreditarse contra el Impuesto a las Transacciones. De la misma manera, los montos del Impuesto sobre las Utilidades de las Empresas que hayan sido acreditados contra el Impuesto a las Transacciones, no podrán acreditarse contra la Regalía Nacional Complementaria a la producción de Hidrocarburos Existentes.

Art. 49 (*Creación del ICH*). Créase el Impuesto Complementario a los Hidrocarburos (ICH), cuya aplicación se realizará de acuerdo a lo establecido en la presente Ley y conforme a reglamento.

Art. 50 (*Objeto, Hecho Generador y Sujeto Pasivo*). El objeto del Impuesto Complementario a los Hidrocarburos (ICH) es la comercialización de los siguientes hidrocarburos producidos en el país: Gas Natural de exportación, Gas Licuado de Petróleo de Plantas (GLP de Plantas) y Petróleo.

Los productos gravados por el ICH quedan excluidos del objeto del Impuesto Especial a los Hidrocarburos y sus Derivados (IEHD). No están dentro del objeto del ICH los productos gravados por el IEHD.

El hecho generador de la obligación tributaria correspondiente a este impuesto se perfecciona en la primera etapa de

aplica de manera directa no progresiva sobre el cien por ciento (100%) de los volúmenes de hidrocarburos medidos en el Punto de Fiscalización, en su primera etapa de comercialización. Este impuesto se medirá y se pagará como se mide y paga la regalía del dieciocho por ciento (18%).

3. La sumatoria de los ingresos establecidos del 18% por Regalías y del 32% del Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH), no será en ningún caso menor al cincuenta por ciento (50%) del valor de la producción de los hidrocarburos en favor del Estado Boliviano, en concordancia con el Artículo 8 de la presente Ley.
4. Una vez determinada la base imponible para cada producto, el sujeto pasivo la expresará en bolivianos (Bs), aplicando los precios a que se refiere el Artículo 56 de la presente Ley
5. Para la liquidación del IDH, el sujeto pasivo aplicará a la base imponible expresada en Bolivianos, como Alícuota, el porcentaje indicado en el numeral 2 precedente.

Art. 57 (*Distribución del Impuesto Directo a los Hidrocarburos*). El Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH), será coparticipado de la siguiente manera:

- a) Cuatro por ciento (4%) para cada uno de los departamentos productores de hidrocarburos de su correspondiente

feridos en los literales a) y b) precedentes, se deducirá únicamente el promedio ponderado de las tarifas de transporte por los ductos bolivianos, que se mantendrán inalterables en los valores actuales hasta que la producción de hidrocarburos, en barriles equivalentes, se incremente en un 10% sobre la producción del año 1995, momento a partir del cual será la Superintendencia de Hidrocarburos del Sistema de Regulación Sectorial (SIRESE) la que regule las tarifas correspondientes.

Para efecto del cálculo de los pagos de:

- a) La participación de YPFB conforme al inciso 3 de este artículo,

comercialización del producto gravado, sea a la entrega del producto o al momento de recibir el pago total o parcial del precio, lo que ocurra primero.

Es sujeto pasivo del ICH, toda aquella persona que efectúe la venta en la primera etapa de comercialización de los productos gravados por este Impuesto.

Art. 51 (*Base Imponible, Alicuotas y Liquidación*). El ICH se liquidará mensualmente.

Para la determinación de la base imponible del Impuesto, para cada producto gravado, el sujeto pasivo ubicará, por cada campo en que tiene participación, el total de los volúmenes o energía comercializados, en el tramo que corresponda según las siguientes tablas.⁽¹⁾⁽²⁾⁽³⁾

producción departamental fiscalizada.

- b) Dos por ciento (2%) para cada Departamento no productor.
- c) En caso de existir un departamento productor de hidrocarburos con ingreso menor al de algún departamento no productor, el Tesoro General de la Nación (TGN) nivelará su ingreso hasta el monto percibido por el Departamento no productor que recibe el mayor ingreso por concepto de coparticipación en el Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH).
- d) El Poder Ejecutivo asignará el saldo del Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) a favor del TGN, Pueblos Indígenas y Originarios,

(1) Tabla: Gas destinado a la exportación

Gas Natural Destinado a la exportación				
Volúmenes o Energía comercializados por campo (por mes)		Base imponible		
Desde (MMBTU)	Hasta (MMBTU)	MMBTU (Por mes)	Porcentaje	Sobre excedente a (MMBTU por mes)
-	1.500.000	- /	5%	-
1.500.000	4.111.631	75.000 /	16%	1.500.000
4.111.631	6.723.263	492.861 /	24%	4.111.631
6.723.263	9.334.894	1.119.653 /	31%	6.723.263
9.334.894	11.946.525	1.929.258 /	37%	9.334.894
11.946.525	14.558.156	2.895.562 /	42%	11.946.525
14.558.156	17.169.788	3.992.447 /	47%	14.558.156
17.169.788	19.781.419	5.219.914 /	52%	17.169.788
19.781.419	22.393.050	6.577.962 /	56%	19.781.419
22.393.050	Adelante	8.040.475 /	60%	22.393.040

(2) La tabla para el cálculo del ICH de petróleo tiene diez rangos y ocho sub tablas con alícuotas graduales y variables, de acuerdo al precio internacional del petróleo.

(3) La tabla para el cálculo del ICH del GLP tiene diez rangos y ocho sub tablas con alícuotas graduales y variables, de acuerdo al precio internacional del GLP.

- b) La Regalía Nacional Complementaria,
- c) La participación nacional conforme al inciso b) 1 del artículo 72, y
- d) La participación conforme al inciso a) del artículo 77, el valor de los hidrocarburos en boca de pozo será el valor del mercado internacional determinado en el lugar de exportación o comercialización interna, deducida la tarifa de transporte desde boca de pozo hasta el lugar de exportación o comercialización interna respectivamente.

Art. 51 Créase una Regalía Nacional Complementaria a la Producción de Hidrocarburos Existentes del 13% del valor de la producción fiscalizada de hidrocarburos existentes, que se liquidará y abonará mensualmente y en forma directa por los productores al Tesoro General de la Nación (TGN).

Art. 72. Para efectos tributarios, la producción resultante de las actividades de exploración, explotación y comercialización actualmente a cargo de YPF, se divide en:

- a) Producción de campos marginales, de campos no marginales únicamente para hidrocarburos nuevos, y de campos resultantes de las áreas en exploración, que tributarán:
 1. Los montos señalados en los numerales 1 y 2 del art. 50;

La Base Imponible de aquellos volúmenes superiores a la última cifra de la primera columna de las tablas, será el resultado de aplicar el porcentaje resultante de la división entre el último valor de la primera columna de la Base Imponible y los volúmenes o energía de la última cifra de la primera columna, al total de volúmenes o energía comercializados.

Para la aplicación de la tabla 1, los volúmenes o energía comercializados con destino al mercado externo se determinarán en proporción a las ventas del Titular del campo, de acuerdo a reglamento.

Los precios de referencia a los que se hace mención en las tablas anteriores, serán precios internacionales establecidos de acuerdo a reglamento.

Una vez determinada la base imponible para cada producto y campo, el sujeto pasivo expresará la base imponible en Bolivianos (Bs) aplicando los precios en el punto de fiscalización que defina el reglamento.

En tanto la metodología para la determinación de los precios en el punto de fiscalización, a los que se refiere el párrafo anterior sea aprobada de acuerdo a reglamento, se aplicará el promedio aritmético de los precios de liquidación de participaciones del trimestre anterior, según el tipo de producto y el mercado de destino.

Para la liquidación del impuesto, el sujeto pasivo aplicará a la base imponible, determinada para cada producto y cam-

Comunidades Campesinas, de los Municipios, Universidades, Fuerzas Armadas, Policía Nacional y otros.

Todos los beneficiarios destinarán los recursos recibidos por Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH), para los sectores de educación, salud y caminos, desarrollo productivo y todo lo que contribuya a la generación de fuentes de trabajo.

Los departamentos productores priorizarán la distribución de los recursos percibidos por Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) en favor de sus provincias productoras de hidrocarburos.

Art. 64 (*Incentivo a la Producción de Hidrocarburos de Campos Marginales y Pequeños*). La producción de hidrocarburos provenientes de campos marginales y pequeños tendrá un premio según el nivel de producción y la calidad del hidrocarburo, de acuerdo a Reglamento.

2. Al TGN el 6% deducido el monto necesario para cubrir el Presupuesto aprobado de YPF; y
 3. Los impuestos señalados en la Ley 843.
- b. Explotación de campos no marginales que, además de los montos señalados en el inciso a) precedente, para los hidrocarburos existentes tributarán:
1. Una Participación Nacional del 19% calculada sobre el valor de la producción fiscalizada, que se pagará al TGN en dinero; ajustadas por el diferencial del valor resultante de la aplicación de lo dispuesto por los numerales 1 y 2 del art. 50; y
 2. La Regalía Nacional Complementaria a la producción de Hidrocarburos existentes a que se refiere el artículo 51.

Las nuevas empresas que sucedan a YPF como resultado del proceso de capitalización de las unidades de exploración, explotación y comercialización, en sustitución a los gravámenes señalados en los numerales 1 y 2 del inciso a) precedente, pagarán la participación y regalías a que se refiere el inciso e) del artículo 18.

Art. 77 La producción que se obtenga del contrato convertido según lo dispuesto por el inciso a) del artículo anterior, estará sujeta al siguiente régimen tributario:

po conforme al párrafo precedente, como alicuota, el porcentaje de participación contractual que le corresponda en la producción en cada uno de los campos correspondientes.

La delimitación de campos será aprobada mediante reglamento de acuerdo a criterios técnicos.

El impuesto liquidado para cada período mensual estará constituido por la suma de los montos que resulten para cada producto y campo conforme al párrafo anterior.

Art. 52 (*Anticipación y Acreditación del Impuesto sobre las Utilidades de las Empresas*). Mensualmente, los sujetos pasivos del ICH pagarán anticipos del Impuesto sobre las Utilidades de las Empresas (IUE), en importes equivalentes al monto liquidado de ICH para el mismo mes según lo establecido en el artículo precedente.

Si al final de la gestión fiscal el monto total pagado por concepto de dichos anticipos fuere menor al IUE liquidado conforme a las normas que rigen este impuesto, los sujetos pasivos pagarán la correspondiente diferencia al momento de la presentación de la respectiva declaración jurada anual del mismo impuesto. Por el contrario, si el monto total fuere mayor al IUE liquidado, la diferencia se computará como crédito a favor del contribuyente, pudiendo utilizarse para el pago del ICH de la misma gestión o del IUE de la siguiente gestión fiscal, a su elección.

- | | | | |
|--|--|--|--|
| <p>a) Por la producción de hidrocarburos existentes:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. La Regalía Nacional Complementaria a que se refiere el artículo 51; 2. La participación y las regalías señaladas en el inciso e) del artículo 18; 3. La participación estipulada en favor de YPFB en el anterior contrato, que será pagada en dinero al Tesoro General de la Nación, ajustada por el diferencial del valor resultante de la aplicación de lo dispuesto por los numerales 1 y 2 del artículo 50; y 4. Los demás impuestos señalados por la Ley 843 (texto ordenado). <p>b) Por la producción de hidrocarburos nuevos, únicamente la participación, regalías e impuestos señalados en los numerales 2 y 4 del inciso a) precedente.</p> | <p>Los pagos efectivamente realizados por concepto de Regalía Nacional Complementaria y de Participación Nacional, se utilizarán como pago a cuenta del anticipo del IUE atribuible a hidrocarburos existentes, de acuerdo a reglamento.</p> <p>El monto efectivamente pagado por concepto del IUE al cierre de cada gestión fiscal, será acreditable contra el pago del ICH en la misma gestión fiscal.</p> <p>En caso de existir una diferencia debido a que el importe del IUE efectivamente pagado es mayor al ICH liquidado, esta diferencia se consolidará a favor del fisco. Por el contrario, si el IUE efectivamente pagado es menor que el ICH liquidado, el sujeto pasivo deberá completar el pago del ICH.</p> <p>A los fines del ICH, el IUE mencionado en el presente capítulo no incluye retenciones por remesas al exterior.</p> <p>La importación de Hidrocarburos podrá ser realizada por personas individuales o colectivas, públicas o privadas.</p> <p>La Refinación, Almacenaje, Industrialización y Distribución de Gas Natural por Redes, podrá ser ejecutada por personas individuales o colectivas, públicas o privadas.</p> <p>Art. 53 (Otras Acreditaciones). Los pagos realizados por concepto del IUE atribuibles a Hidrocarburos Existentes acreditables contra la Regalía Nacional Complementaria de las gestiones fisca-</p> | | |
|--|--|--|--|

les siguientes, de acuerdo a lo establecido en el artículo 44, serán netos de los créditos establecidos en el numeral 2 del artículo 52 de la presente Ley, de acuerdo a reglamento.

Los montos que, por concepto de Regalía Nacional Complementaria, se acrediten como pago a cuenta del anticipo del IUE en aplicación de lo dispuesto por el artículo 51 de la presente Ley, deberán ser netos de los montos del IUE y de las retenciones por remesas al exterior acreditados contra la Regalía Nacional Complementaria.

Igualmente, los montos que por concepto de Participación Nacional se acrediten como pago a cuenta del anticipo del IUE en aplicación de lo dispuesto por el artículo 52 de la presente Ley, deberán ser netos de los montos acreditados contra esta participación, en aplicación del artículo 43 de la presente Ley.

Art. 54 (*Crédito Fiscal*). Si al final de la gestión fiscal anual, el monto total efectivamente pagado del ICH fuese mayor al IUE atribuible a Hidrocarburos Nuevos, la diferencia se computará como crédito a favor del sujeto pasivo. Este crédito será utilizado únicamente para el pago del IUE anual atribuible a Hidrocarburos Nuevos que se obtengan en los años siguientes y no podrá ser utilizado para ningún otro propósito.

La determinación del IUE atribuible a Hidrocarburos Nuevos, se realizará en

Ley de Hidrocarburos N° 1689	Proyecto del Poder Ejecutivo	Proyecto aprobado por Diputados	Ley promulgada por el Congreso
	<p>función al porcentaje de los ingresos brutos por Hidrocarburos Nuevos sobre el total de los ingresos brutos por Hidrocarburos Nuevos y Existentes.</p> <p>En caso de disolución o extinción del sujeto pasivo, los créditos mencionados en los párrafos precedentes se consolidarán a favor del fisco. En caso de reorganización de empresas, excepto transformaciones jurídicas, el crédito fiscal no podrá ser utilizado en las siguientes gestiones fiscales.</p>		

Comentario

Con la nueva norma, el límite máximo para regalías, una vez agotados los hidrocarburos existentes, es como está establecido en la Ley 1689: el 18%. La desventaja de convertir en impuesto el saldo para alcanzar el 50% de ingresos para el Estado (32%), podría permitir a las empresas acreditar o deducir su pago con otro impuesto, a través de reglamentaciones posteriores.

Con el proyecto del Ejecutivo, los ingresos para el Estado deberían llegar hasta el 50%. El Impuesto Complementario a los Hidrocarburos que proponía crear para sustituir a las regalías oscilaba en un rango que iba desde el 5% al 36% para el gas natural, o cuando los precios del barril de petróleo superan los 39 dólares, del 8% al 51% para el petróleo y del 4% al 30% para el GLP, de acuerdo al volumen de producción de un campo. Según las tablas, el cálculo de los volúmenes mínimos de producción de los campos en actual explotación eran irreales para lograr un impuesto de 34%. La actual capacidad de producción más bien ubica a la mayoría de los campos en los rangos inferiores de la tabla donde el impuesto es mínimo, por lo que los ingresos para el Estado no llegarían nunca al 50%.

Con el proyecto de la Cámara de Diputados, los ingresos para el Estado no deberían ser menores al 50%; para ello se anularon las tablas progresivas que planteó el Ejecutivo creando un impuesto único de 32% para cualquier volumen de producción, que además no es acreditable ni deducible. Con ello, los ingresos para el Estado hubieran alcanzado al 50%.

La ley promulgada ratifica en 50% el ingreso mínimo para el Estado. Sin embargo, en una sección aparte a la de las regalías, se trata el régimen impositivo, donde se anula la no acreditación o deducibilidad del 32% del impuesto, somete a reglamentación su medición y pago y, en un artículo nuevo, da incentivos tributarios a campos marginales y pequeños, que serán determinados a través de reglamentos. De esta manera, hay una clara intención de aprobar el cobro de regalías e impuestos para el Estado semejante al proyecto de ley del Ejecutivo que no es más que una ratificación de la Ley 1689. Lo que muestra la resistencia de las empresas a no pagar más de 18% de la producción fiscalizada.

Precios

Ley de Hidrocarburos N° 1689	Proyecto del Poder Ejecutivo	Proyecto aprobado por Diputados	Ley promulgada por el Congreso
<p>Art. 50 La participación de YPFB y las regalías correspondientes, a que se refiere el inciso e) del artículo 18 de esta Ley, serán como sigue:</p> <ol style="list-style-type: none">Una participación departamental, denominada regalía, equivalente al once por ciento (11%) de la producción bruta de los hidrocarburos en boca de pozo, pagadera en beneficio del departamento donde se origina la producción.Una regalía nacional compensatoria del uno por ciento (1%) de la producción bruta de los hidrocarburos en boca de pozo, pagadera a los departamentos de Beni y Pando, de conformidad a lo dispuesto en la Ley N° 981 de 7 de marzo de 1988.Una participación en favor de YPFB del seis por ciento (6%) de la producción bruta de los hidrocarburos en boca de pozo, que será transferida al Tesoro General de la Nación, luego de deducir el monto necesario para cubrir el presupuesto aprobado de YPFB para la administración de los contratos. <p>Los departamentos productores y los Departamentos de Beni y Pando recibirán las regalías departamentales y las regalías nacionales compensatorias, respectivamente, en dólares de los Estados Unidos de América o su equivalente en</p>	<p>Art. 43 (<i>De las Regalías y Participaciones</i>). El Titular está sujeto al pago de las siguientes regalías y participaciones sobre la Producción Fiscalizada:</p> <ol style="list-style-type: none">Una participación departamental denominada regalía, equivalente al once por ciento (11%) de la Producción Fiscalizada de hidrocarburos, pagadera en beneficio del departamento donde se origina la producción.Una regalía nacional compensatoria del uno por ciento (1%) de la Producción Fiscalizada de los hidrocarburos, pagadera a los departamentos de Beni y Pando, de conformidad a lo dispuesto en la Ley No. 981 de 7 de marzo de 1988.Una participación del seis (6%) por ciento de la Producción Fiscalizada de hidrocarburos en favor del TGN, de cuyo monto se traspasará hasta el medio por ciento (0.5%) a favor de Petrolivía y hasta el tres por ciento (3%) a favor de YPFB. Esta última se realizará como máximo hasta cinco (5) años computables a partir de la publicación de la presente Ley.Una Regalía Nacional Complementaria a la producción de Hidrocarburos Existentes del trece por ciento (13%) del valor de la Producción Fiscalizada de Hidrocarburos Existentes, que se liquidará y abonará men-	<p>Art. 53 (<i>Precios de Petróleo para las Regalías para Departamentos No Productores</i>).- Los Departamentos productores y los Departamentos de Beni y Pando recibirán las Regalías Departamentales y Nacionales Compensatorias, respectivamente, en Dólares de los Estados Unidos de Norteamérica, o su equivalente en moneda nacional, de acuerdo a los siguientes criterios de valoración:</p> <ol style="list-style-type: none">Los precios de petróleo en Boca de Pozo:<ol style="list-style-type: none">Para la venta en el mercado interno, se basarán en los precios de referencia de una canasta de petróleos del mercado internacional, de calidad y características similares al boliviano, ajustable por calidad. Para determinar el precio de referencia de la canasta se utilizarán las publicaciones del Boletín Platts Oilgram Price Report, calculándose el precio promedio aritmético correspondiente al mes de medición del petróleo en Boca de Pozo.Para la Exportación, el precio real de exportación ajustable por calidad.El precio del Gas Natural en Boca de Pozo será el precio promedio ponderado de exportación en las fronteras o puntos de entregas del	<p>Artículo 56 (<i>Precios para la Valoración de Regalías, Participaciones e IDH</i>). Las regalías departamentales, participaciones y el Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) se pagarán en especie o en Dólares de los Estados Unidos de América, de acuerdo a los siguientes criterios de valoración:</p> <ol style="list-style-type: none">Los precios de petróleo en Punto de Fiscalización:<ol style="list-style-type: none">Para la venta en el mercado interno, el precio se basará en los precios reales de venta del mercado interno.Para la exportación, el precio real de exportación ajustable por calidad o el precio del WTI, que se publica en el boletín Platts Oilgram Price Report, el que sea mayor.El precio del Gas Natural en Punto de Fiscalización, será:<ol style="list-style-type: none">El precio efectivamente pagado para las exportaciones.El precio efectivamente pagado en el Mercado Interno. <p>Estos precios, para el mercado interno y externo, serán ajustados por calidad.</p> <ol style="list-style-type: none">Los precios del Gas Licuado de Petróleo (GLP) en Punto de Fiscalización:

Ley de Hidrocarburos N° 1689	Proyecto del Poder Ejecutivo	Proyecto aprobado por Diputados	Ley promulgada por el Congreso
<p>moneda nacional, de acuerdo a los siguientes criterios de valoración:</p> <p>a. Los precios de petróleo en boca de pozo:</p> <p>i) Para la venta al mercado interno se basarán en los precios de referencia de una canasta de petróleos del mercado internacional, de calidad y características similares al boliviano, ajustable por calidad, y</p> <p>ii) Para la exportación, el precio real de exportación ajustable por calidad;</p> <p>b. El precio del gas natural será el precio promedio ponderado de exportación en las fronteras y las ventas en el mercado interno, ajustado por calidad;</p> <p>c. A la valoración de los productos referidos en los literales a) y b) precedentes, se deducirá únicamente el promedio ponderado de las tarifas de transporte por los ductos bolivianos, que se mantendrán inalterables en los valores actuales hasta que la producción de hidrocarburos, en barriles equivalentes, se incremente en un 10% sobre la producción del año 1995, momento a partir del cual será la Superintendencia de Hidrocarburos del Sistema de Regulación Sectorial (SIRESE) la que regule las tarifas correspondientes.</p>	<p>sualmente y en forma directa por los productores al Tesoro General de la Nación.</p> <p>5. Una Participación Nacional del diecinueve por ciento (19%) de aplicación a los contratos de Riesgo Compartido de las empresas capitalizadas sobre el valor de la Producción Fiscalizada de Hidrocarburos Existentes, que se pagará al Tesoro General de la Nación en dinero, ajustada, durante el período transitorio mencionado en el último párrafo del numeral 2 siguiente, por el diferencial del valor resultante de la aplicación de lo dispuesto en los numerales 1 y 2 anteriores.</p> <p>6. La participación de YPFB, establecida en los contratos convertidos a los contratos de Riesgo Compartido, sobre la Producción Fiscalizada de Hidrocarburos Existentes que se liquidará y abonará mensualmente en forma directa por los productores al Tesoro General de la Nación.</p>	<p>gas y las ventas en el mercado interno ajustado por calidad.</p> <p>c) Los precios del Gas Licuado de Petróleo (GLP) en Boca de Pozo:</p> <p>1) Para la venta en el mercado interno, se basarán en los precios de referencia del GLP definido como una mezcla del cincuenta por ciento (50%) del propano y el cincuenta por ciento (50%) de normal butano registrados bajo la denominación Product Price Assessment Mont Belvieu de la publicación del Boletín Platts Oilgram Price. El precio de referencia diario será el promedio aritmético de los valores máximo y mínimo de la publicación del boletín Platts, calculándose el precio promedio aritmético correspondiente al mes de medición en GLP en Boca de Pozo.</p> <p>2) Para la exportación, el precio real de exportación:</p>	<p>1. Para la venta en el mercado interno, el precio se basará en los precios reales de venta del mercado interno.</p> <p>2. Para la exportación, el precio real de exportación:</p> <p>La presente Ley deja claramente establecido el término Punto de Fiscalización como el lugar donde se participa, se valoriza y se paga el once por ciento (11%) de la producción bruta de los hidrocarburos sujeta al pago de las regalías de los departamentos productores, razón por la que ningún consumo, compensación o costos, llámese de exploración, explotación, adecuación, transporte u otros, son deducibles de las regalías.</p> <p>Art. 87 (Precio del Gas Natural). El precio de exportación del Gas Natural podrá enmarcarse en los precios de competencia gas líquido donde no exista consumo de gas y gas-gas en los mercados donde exista consumo de gas.</p> <p>En ningún caso los precios del mercado interno para el Gas Natural podrán sobrepasar el cincuenta por ciento (50%) del precio mínimo del contrato de exportación.</p> <p>El Precio del Gas Natural Rico de exportación podrá estar compuesto por el Gas Natural Despojado y su contenido de licuables. El Gas Natural Despojado tendrá un contenido máximo de uno y medio por ciento (1.5%) molar de</p>
<p>Para efecto del cálculo de los pagos de:</p>	<p>Las regalías y participaciones antes citadas, serán valoradas de acuerdo a los siguientes criterios:</p> <p>1. El precio del Petróleo y GLP:</p> <p>a) Para la venta al mercado interno, el precio real de venta.</p> <p>b) Para la exportación, el precio real de exportación ajustable por calidad. En caso de que este precio no refleje el precio real en el mer-</p>	<p>La presente Ley deja claramente establecido el término Boca de Pozo como el lugar donde se participa, se valoriza y se paga el once por ciento (11%) de la producción bruta de los Hidrocarburos sujetas al pago de las Regalías de los departamentos productores, razón por la que ningún consumo, compensación o costos, llámese de exploración,</p>	

Ley de Hidrocarburos N° 1689	Proyecto del Poder Ejecutivo	Proyecto aprobado por Diputados	Ley promulgada por el Congreso
<p>a) La participación de YPFB conforme al inciso 3 de este artículo,</p> <p>b) La Regalía Nacional Complementaria,</p> <p>c) La participación nacional conforme al inciso b) 1 del artículo 72, y</p> <p>d) La participación conforme al inciso a) del artículo 77, el valor de los hidrocarburos en boca de pozo será el valor del mercado internacional determinado en el lugar de exportación o comercialización interna, deducida la tarifa de transporte desde boca de pozo hasta el lugar de exportación o comercialización interna respectivamente.</p> <p>Art. 81 Para los sectores de refinación, GLP de plantas, comercialización de gas natural y derivados, el Estado mediante el Sistema de Regulación Sectorial (SIRESE), fijará precios máximos para el mercado interno por un plazo inicial de cinco años, conforme a Reglamento. El plazo mencionado podrá ser prorrogado de acuerdo al comportamiento de dicho mercado.</p>	<p>cado a tiempo de la contratación del suministro, se utilizará el precio paridad de exportación, de acuerdo a reglamento.</p> <p>2. El precio del Gas Natural será el precio real de venta del Titular, ajustado por calidad, de acuerdo al siguiente detalle:</p> <p>a) Para la venta al mercado interno, será el precio real de venta ajustado por calidad.</p> <p>b) Para la exportación, será el precio real de venta ajustado por calidad.</p> <p>En caso de que el precio real de venta ajustado por calidad no refleje el precio real del gas natural en el mercado de destino, a tiempo de contratación del suministro, se aplicará el precio de referencia del mercado de destino publicado por el Ministerio de Minería e Hidrocarburos.</p> <p>En tanto los mercados se desarrollen y por un período transitorio de un año a partir de la fecha de publicación de la presente Ley, el precio del Gas Natural, para efectos de los numerales 1 y 2 de la primera parte del presente artículo, será el precio promedio ponderado de las ventas de exportación y las ventas en el mercado interno, ajustado por calidad. Para efectos de los numerales 3, 4, 5 y 6, de la primera parte del presente artículo, será: i) para el mercado externo, el precio promedio ponderado de las</p>	<p>explotación, adecuación, transporte u otros, son deducibles de las regalías.</p> <p>Art. 83 (<i>Precio del Gas Natural</i>). El precio de exportación del Gas Natural podrá enmarcarse en los precios de competencia gas líquido donde no exista consumo de gas y gas-gas en los mercados donde exista consumo de gas.</p> <p>En ningún caso los precios del mercado interno para el Gas Natural podrán sobrepasar el cincuenta por ciento (50%) del precio mínimo del contrato de exportación.</p> <p>El Precio del Gas Natural Rico de exportación podrá estar compuesto por el Gas Natural Despojado y su contenido de licuables. El Gas Natural Despojado tendrá un contenido máximo de 1.5% molar de dióxido de carbono, 0.5% molar de nitrógeno y un poder calorífico superior en Base Seca máximo de 1.000 BTU por pie cúbico. Para establecer las características del Gas Natural Despojado de exportación se aplicará al Gas Natural Rico de Exportación los rendimientos de separación de licuables de una planta de turbo-expansión.</p> <p>Art. 85 (<i>Precios de los Hidrocarburos</i>). Las licencias para la comercialización en el mercado interno, y las autorizaciones de importación de Hidrocarburos, serán otorgadas por el Regulador mediante licitación pública conforme a Reglamento.</p>	<p>dióxido de carbono, medio por ciento (0.5%) molar de nitrógeno y un poder calorífico superior en Base Seca máximo de mil (1.000) BTU por pie cúbico. Para establecer las características del Gas Natural Despojado de Exportación se aplicará al Gas Natural Rico de exportación los rendimientos de separación de licuables de una planta de turbo-expansión.</p> <p>Art. 89 (<i>Precios de los Hidrocarburos</i>). El Regulador fijará para el mercado interno, los precios máximos, en moneda nacional, y los respectivos parámetros de actualización, de acuerdo a Reglamento, para los siguientes productos:</p> <p>a) Petróleo Crudo y GLP, tomando como referencia la Paridad de Exportación del producto de referencia.</p> <p>b) Productos Regulados, tomando como referencia los precios de la materia prima señalados en el inciso a) precedente.</p> <p>c) Para los productos regulados importados, se fijarán tomando como referencia la Paridad de Importación.</p> <p>d) Gas Natural, considerando los precios de contratos existentes y de oportunidad de mercado.</p>

ventas de exportación ajustado por calidad y ii) para el mercado interno, el precio promedio ponderado de las ventas en el punto de comercialización interna ajustado por calidad.

3. A la valoración de los productos referidos en los incisos a) y b) precedentes se deducirá únicamente la tarifa de transporte por los ductos bolivianos, aprobadas por la Superintendencia de Hidrocarburos, según corresponda, hasta el Punto de Fiscalización.

Los departamentos beneficiarios de las regalías establecidas en los numerales 1 y 2 de la primera parte del presente artículo, recibirán dichas regalías en dólares estadounidenses o su equivalente en moneda nacional.

Art. 80 (*Precios de los Hidrocarburos*).- Las licencias para la comercialización en el mercado interno, y las autorizaciones de importación de hidrocarburos, serán otorgadas a solicitud de parte o mediante licitación pública conforme a reglamento. El regulador fijará, para el mercado interno, los precios máximos para los siguientes productos:

- a) Petróleo Crudo y GLP, tomando como referencia la Paridad de Exportación del producto de referencia.
- b) Productos Regulados, tomando como referencia los precios de la materia prima señalados en el inciso a) precedente. Para los Productos Regu-

El Regulador fijará para el mercado interno, los precios máximos para los siguientes productos:

- a) Petróleo Crudo y GLP, tomando como referencia la Paridad de Exportación del producto de referencia.
- b) Productos Regulados, tomando como referencia los precios de la materia prima señalados en el inciso a) precedente.
- c) Para los productos regulados importados, se fijarán tomando como referencia la Paridad de Importación.
- d) Gas Natural, considerando los precios de contratos existentes y de oportunidad de mercado.

Ley de Hidrocarburos N° 1689	Proyecto del Poder Ejecutivo	Proyecto aprobado por Diputados	Ley promulgada por el Congreso
------------------------------	------------------------------	---------------------------------	--------------------------------

<p>lados importados, se fijarán tomando como referencia la Paridad de Importación (Gas Natural), considerando los precios de contratos existentes y de oportunidad del mercado.</p>		
---	--	--

Comentario

Existen precios de gas natural, GLP y petróleo resultantes de la explotación de los campos para el mercado interno y para el mercado externo. Asimismo, existen precios de los productos refinados para el mercado interno (gasolina especial y premium, gasolina de aviación, diesel, kerosene, fuel oil, agro fuel, GLP).

Con la Ley 1689, la venta de petróleo para el mercado interno se la hacía a precios internacionales y para la exportación se tomaba en cuenta el precio real, que es el convenido entre empresas y que obviamente está sujeto al precio internacional. Estos precios de exportación podían ser menores que los precios vigentes para el mercado interno siempre y cuando la empresa presentara una justificación.

Para el caso del gas natural, al no existir un mercado internacional, el precio de venta, tanto para el mercado interno como para el mercado externo, era el precio promedio ponderado de las ventas anteriores al mercado de exportación puesto en frontera y al mercado interno en los puntos de fiscalización.

Para el caso de la exportación de GLP, el precio se calculaba en base al precio de gas natural o de petróleo, de acuerdo al poder calorífico equivalente de las unidades de medida.

Los productos refinados para el consumo en el mercado interno que además incluye el GLP, se los comercializaba a precios internacionales. Sin embargo, se estableció para estos productos una subvención de cinco años que posteriormente fue ampliada. La diferencia del precio internacional y el que se paga en el mercado interno era compensada por las empresas, descontándose una parte del Impuesto Específico a los Derivados de Hidrocarburos. Actualmente, sólo se subvenciona el precio de diesel y GLP. El resto de los derivados se vende a precios internacionales.

Las leyes que se fueron discutiendo ratifican la imposición de las empresas de vender los hidrocarburos, tanto en el mercado interno como para la exportación, a precios internacionales, los cuales están muy por encima de los precios de costo efectivos para la producción y refinación de los hidrocarburos.

Sin embargo, en la Ley promulgada existe una excepción en el caso de los precios de gas natural para el consumo interno. Estos no deben ser mayores del 50% del precio de exportación.

Industrialización

Ley de Hidrocarburos N° 1689	Proyecto del Poder Ejecutivo	Proyecto aprobado por Diputados	Ley promulgada por el Congreso
<p>Art. 44 La refinación e industrialización de hidrocarburos, así como la comercialización de sus productos, es libre y podrá ser realizada por cualquier persona individual o colectiva, nacional o extranjera, mediante su registro en la Superintendencia de Hidrocarburos del Sistema de Regulación Sectorial (SIRESE) y el cumplimiento de las disposiciones legales que regulan estas actividades.</p>	<p>Art. 8 (<i>Exportación e Industrialización del Gas</i>)</p> <ol style="list-style-type: none">1. El Poder Ejecutivo dentro del Régimen Económico establecido en la Constitución Política del Estado, será responsable de:<ol style="list-style-type: none">a) Crear la política para el desarrollo y apertura de mercados para la exportación del gas.b) Promover el consumo de gas en todo el territorio nacional para mejorar la calidad de vida de los bolivianos y la competitividad de la economía nacional.c) Desarrollar la política y los incentivos para la industrialización del gas en el territorio nacional.d) Establecer la política para la participación del sector privado en la exportación del gas y su industrialización.2. El Poder Ejecutivo mediante el Presupuesto General de la Nación, asignará, a través del Tesoro General de la Nación, los recursos fiscales, provenientes de la exportación e industrialización del gas, principalmente, a la atención de la educación, salud, caminos y empleos.	<p>Art. 7 (<i>Exportación e Industrialización del Gas</i>). El Poder Ejecutivo, dentro del Régimen Económico establecido en la Constitución Política del Estado, será responsable de:</p> <ol style="list-style-type: none">a) Establecer la política para el desarrollo y apertura de mercados para la Exportación del gas.b) Promover el consumo masivo del gas en todo el territorio nacional para mejorar la calidad de vida de los bolivianos, dinamizar la base productiva y elevar la competitividad de la economía nacional.c) Desarrollar la política y los incentivos para la Industrialización del Gas en el territorio nacional.d) Fomentar la participación del sector privado en la Exportación del Gas y su Industrialización. <p>El Poder Ejecutivo destinará los ingresos nacionales provenientes de la exportación e industrialización del gas, principalmente, a la atención de la educación, salud, caminos y empleos.</p>	<p>Art. 7 (<i>Exportación e Industrialización del Gas</i>). El Poder Ejecutivo, dentro del Régimen Económico establecido en la Constitución Política del Estado, será responsable de:</p> <ol style="list-style-type: none">a) Establecer la política para el desarrollo y apertura de mercados para la Exportación del Gas.b) Promover el consumo masivo del gas en todo el territorio nacional para mejorar la calidad de vida de los bolivianos, dinamizar la base productiva y elevar la competitividad de la economía nacional.c) Desarrollar la política y los incentivos para la Industrialización del Gas en el territorio nacional.d) Fomentar la participación del sector privado en la Exportación del Gas y su Industrialización. <p>El Poder Ejecutivo destinará los ingresos nacionales provenientes de la Exportación e Industrialización del Gas, principalmente, a la atención de la educación, salud, caminos y empleos.</p>
	<p>Art. 12 (<i>Política de Industrialización de Hidrocarburos</i>). El Estado boliviano fomentará la Industrialización del Gas Natural</p>	<p>Art. 11 (<i>Política de Industrialización de Hidrocarburos</i>). El Estado boliviano fomentará la Industrialización de los Hidrocarburos y la ejecución de otras actividades dirigidas a la utilización y al procesamiento de éstos en su territorio en beneficio del desarrollo nacional, otor-</p>	<p>Art. 13 (<i>Política de Industrialización de Hidrocarburos</i>). El Estado Boliviano fomentará la industrialización de los hidrocarburos y la ejecución de otras actividades dirigidas a la utilización y al procesamiento de éstos en su territorio en beneficio del Desarrollo Nacional, otorgando in-</p>

y otras actividades inherentes al procesamiento del Gas Natural en su territorio, otorgando incentivos y creando condiciones favorables para la inversión nacional y la atracción de capitales, cuando los proyectos sean compatibles con la política y el interés nacional.

Art. 91 (*Incentivos a la Industrialización*). Las empresas interesadas en instalar proyectos de industrialización de gas natural en Bolivia, en el marco de la política del Estado, deberán presentar los estudios de factibilidad para que el Gobierno efectúe un análisis de costo beneficio del proyecto de manera de identificar el impacto social, económico y político.

Con base a dicha evaluación, además de los beneficios otorgados por la presente Ley, se podrán otorgar uno o varios de los siguientes incentivos:

- a) Las importaciones definitivas de bienes, equipos, materiales y maquinarias destinadas a la industrialización estarán liberadas del pago de Gravamen Arancelario (GA).
- b) Otorgamiento de terrenos fiscales, cuando exista disponibilidad, para la instalación de infraestructura.
- c) Exención o descuento temporal del Impuesto a la Propiedad de Bienes e Inmuebles destinados a la infraestructura industrial.

Las autoridades administrativas impulsarán de oficio los trámites de las empre-

gando incentivos y creando condiciones favorables para la inversión nacional y extranjera.

Art. 57 (*Incentivos Tributarios para los Proyectos de Industrialización*). Las personas naturales o jurídicas interesadas en instalar Proyectos de Industrialización de Gas Natural en Bolivia tendrán los siguientes incentivos:

- a) Las importaciones definitivas de bienes, equipos, materiales, maquinarias y otros que se requieren para la instalación de la planta o complejo industrial, destinadas a la Industrialización de Hidrocarburos, proceso de construcción de plantas hasta el momento de su operación, estarán liberadas del pago del Gravamen Arancelario y del IVA.
- b) Los proyectos de Industrialización de Gas Natural pagarán la tarifa mínima de transporte de Gas Natural de mercado.
- c) Liberación del IU por un plazo no mayor a ocho años computables a partir del inicio de operaciones.
- d) Otorgamiento de terrenos fiscales en usufructo, cuando exista disponibilidad para la instalación de infraestructura o planta de industrialización de Gas Natural.
- e) Exención temporal del Impuesto a la Propiedad de Bienes Inmuebles destinado a la infraestructura indus-

centivos y creando condiciones favorables para la inversión nacional y extranjera.

Art. 60 (*Incentivos Tributarios para los Proyectos de Industrialización, Redes de Gasoductos, Instalaciones Domiciliarias y Cambio de Matriz Energética*). Las personas naturales o jurídicas interesadas en instalar Proyectos de Industrialización de Gas Natural en Bolivia, tendrán los siguientes incentivos:

- a) Las importaciones definitivas de bienes, equipos, materiales, maquinarias y otros que se requieren para la instalación de la planta o complejo industrial, destinadas a la industrialización de hidrocarburos, así como de materiales de construcción de ductos y tuberías para establecer instalaciones de Gas Domiciliario, y al proceso de construcción de plantas hasta el momento de su operación, estarán liberadas del pago del Gravamen Arancelario (GA) y del Impuesto al Valor Agregado (IVA).
- b) Liberación del Impuesto sobre Utilidades por un plazo no mayor a ocho (8) años computables a partir del inicio de operaciones.
- c) Otorgamiento de terrenos fiscales en usufructo, cuando exista disponibilidad para la instalación de infraestructura o planta de Industrialización de Gas Natural.
- d) Exención temporal del Impuesto a la Propiedad de Bienes Inmuebles

sas industriales para la obtención de personería jurídica, licencias, concesiones, permisos y otros requeridos para establecerse y operar legalmente en Bolivia.

trial, por un plazo mínimo de cinco años improrrogables.

Art. 58 (*Promover la Inversión*). El Estado garantiza y promoverá las inversiones efectuadas y por efectuarse en territorio nacional para la industrialización en todas y cada una de las actividades petroleras y en cualquiera de las formas de unidades económicas o contractuales permitidas por la legislación nacional y concordante a lo dispuesto en el Artículo 94 de la presente Ley.

Art. 59 (*Acceso a los Incentivos de la Inversión*). Accederán a los incentivos previstos en el presente Capítulo, todas las personas naturales o jurídicas que efectúen la inversión con destino a las actividades de industrialización de Gas Natural, cuando cumplan con las siguientes condiciones o requisitos:

1. Que la inversión se realice con posterioridad a la publicación de esta Ley.
2. Comprometa una permanencia mínima de cinco (5) años en el territorio nacional.
3. Sea propuesta por un inversionista que adopte una forma jurídica constitutiva, participativa o asociativa, reconocida por el Código de Comercio, por el Código Civil, por la presente Ley, o por disposiciones legales especiales y se encuentre en el Registro de Comercio o en el registro que corresponda.

destinado a la infraestructura industrial, por un plazo mínimo de cinco (5) años improrrogables.

- e) Las importaciones de bienes, equipos y materiales para el cambio de la Matriz Energética del parque automotor a Gas Natural Comprimido (GNC), estarán liberados del pago del Gravamen Arancelario y del Impuesto al Valor Agregado (IVA).

Art. 61 (*Promover la Inversión*). El Estado garantiza y promoverá las inversiones efectuadas y por efectuarse en territorio nacional para la Industrialización en todas y cada una de las actividades petroleras y en cualquiera de las formas de unidades económicas o contractuales permitidas por la legislación nacional y concordante a lo dispuesto en el Artículo 100 de la presente Ley.

Art. 62 (*Acceso a los Incentivos de la Inversión*). Accederán a los incentivos previstos en el presente Capítulo, todas las personas naturales o jurídicas que efectúen la inversión con destino a las actividades de industrialización de Gas Natural, cuando cumplan con las siguientes condiciones o requisitos:

1. Que la inversión se realice con posterioridad a la publicación de esta Ley.
2. Comprometa una permanencia mínima de diez (10) años en el territorio nacional.
3. Sea propuesta por un inversionista que adopte una forma jurídica constitutiva, participativa o asociativa, re-

Art. 60 (*Convenios de Estabilidad Tributaria para Promover la Industrialización*). El Ministerio de Hacienda y Energía e Hidrocarburos en forma conjunta, en representación del Estado, podrán celebrar con los inversionistas, previo a la realización de la inversión y al registro correspondiente, convenios de estabilidad del régimen tributario vigente al momento de celebrarse el Convenio, por un plazo no mayor a 10 años improrrogable. Estos convenios serán aprobados por el Congreso Nacional.

Art. 94 (*Industrialización*). Se declara de necesidad y prioridad nacional la Industrialización de los Hidrocarburos en territorio boliviano.

Art. 97 (*Normas de las Empresas que Industrialicen Hidrocarburos*). Las Empresas que Industrialicen Hidrocarburos, podrán construir y operar los Ductos Dedicados para el Transporte de los Hidrocarburos a ser utilizados como materia prima para su producción. Estas instalaciones no contemplan tarifa, ni están sujetas a libre acceso. Dichas industrias no podrán participar en cogeneración de electricidad salvo autorización expresa del Ministerio de Energía e Hidrocarburos, para sistemas aislados con carácter social.

Art. 98 (*Incentivos para la Industrialización*). Todo proyecto de Industrialización de Gas Natural que se realice en el país, tendrá los siguientes incentivos:

a) Liberación del pago de aranceles e im-

conocida por el Código de Comercio, por el Código Civil, por la presente Ley, o por disposiciones legales especiales y se encuentre en el Registro de Comercio o en el registro que corresponda.

Art. 63 (*Convenios de Estabilidad Tributaria para Promover la Industrialización*). El Ministerio de Hacienda y de Hidrocarburos en forma conjunta, en representación del Estado, podrán celebrar con los inversionistas, previo a la realización de la inversión y al registro correspondiente, convenios de estabilidad del régimen tributario vigente al momento de celebrarse el Convenio, por un plazo no mayor a diez (10) años improrrogable. Estos Convenios serán aprobados por el Congreso Nacional.

Art. 98 (*Industrialización*). Se declara de necesidad y prioridad nacional la Industrialización de los Hidrocarburos en territorio boliviano.

Art. 101 (*Normas de las Empresas que Industrialicen Hidrocarburos*). Las Empresas que industrialicen hidrocarburos, podrán construir y operar los Ductos Dedicados para el transporte de los hidrocarburos a ser utilizados como materia prima para su producción. Estas instalaciones no contemplan tarifa, ni están sujetas a libre acceso. Dichas industrias no podrán participar en cogeneración de electricidad salvo autorización expresa del Ministerio de Hidrocarburos, para sistemas aislados con carácter social.

puestos a la internación de todos los equipos, materiales y otros insumos que se requieran para la instalación de planta o complejo industrial.

- b) Los proyectos de Industrialización de Gas que se localicen en Boca de Pozo no pagarán Tarifa Estampilla por el transporte del Gas.
- c) Los proyectos de Industrialización de Gas que no se localicen en Boca de Pozo, pagarán la tarifa de transporte de gas más baja del mercado, incluyendo las tarifas aplicadas al mercado de exportación.
- d) Liberación del IU por 5 años computables a partir del inicio de operaciones, unido a un régimen de depreciación por el mismo período.
- e) Las autoridades administrativas impulsarán de oficio los trámites de las empresas industriales para la obtención de personería jurídica, licencias, concesiones, permisos y otros requeridos para establecerse y operar legalmente en Bolivia.

Art. 102 (*Incentivos para la Industrialización*). Las empresas interesadas en instalar proyectos de industrialización de Gas Natural en Bolivia, en el marco de la política del Estado, deberán presentar los estudios de factibilidad para que el Poder Ejecutivo efectúe un análisis de costo beneficio del proyecto de manera de identificar el impacto social, económico y político, en estos casos podrán tener los siguientes incentivos:

- a) Liberación del pago de aranceles e impuestos a la internación de los equipos, materiales y otros insumos que se requieran para la instalación de la planta o complejo industrial;
- b) Los Proyectos de Industrialización de Gas que se localicen en Municipios Productores, pagarán la Tarifa Incremental. Los Proyectos de Industrialización de Gas que se localicen en Municipios No Productores, pagarán la Tarifa Estampilla de Transporte;
- c) Liberación del Impuesto sobre Utilidades por ocho (8) años computables a partir del inicio de operaciones, unido a un régimen de depreciación por el mismo período.

Las autoridades administrativas impulsarán de oficio los trámites de las empresas industriales para la obtención de personalidad jurídica, licencias, concesiones, permisos y otros requeridos para establecerse y operar legalmente en Bolivia.

Comentario

Los incentivos tributarios que se dan a la industrialización son similares a los incentivos que se dan para la exportación. Lo que marca la diferencia entre la opción de industrializar o exportar es el tamaño del mercado.

Por otra parte, bajo los principios de competencia con los que se rige el mercado, YPFB no tiene ningún privilegio, y además no cuenta con capital necesario para llevar adelante la industrialización. El mercado asigna los recursos en función a la ganancia que puedan tener las empresas y no de acuerdo a las necesidades reales de la población, por lo que es difícil esperar que Bolivia se beneficie con la industrialización, dado su pequeño mercado y los bajos ingresos de su población comparados con los potenciales competidores de la región.