SEGUNDA PARTE

LA REFORMA DE LA LEY ORGÁNICA DE HIDROCARBUROS DE 2026: ¿EL FINAL DE LA ERA DE LA NACIONALIZACIÓN PETROLERA?

José Ignacio HERNÁNDEZ G.

Profesor de Derecho administrativo y constitucional
Universidad Católica Andrés Bello
Investigador Invitado, Boston College
Profesor de Derecho constitucional comparado,
American University

INTRODUCCIÓN

Cincuenta años y 28 días después de que el Estado tomara el control de la industria petrolera, en ejecución de la Ley Orgánica que Reserva al Estado la Industria y el Comercio de los Hidrocarburos (LOREICH), la política de la nacionalización petrolera llegó a su fin con la reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH) aprobada el 28 de enero de 2026, tras un expedito procedimiento legislativo[1].

Sin embargo, aun cuando formalmente las bases de la nacionalización petrolera fueron desmontadas, no se ha logrado construir un nuevo marco jurídico para los hidrocarburos.

Asimismo, una década después de que el gobierno de Hugo Chávez implementara la llamada política de plena soberanía petrolera, la reforma de la LOH derogó las bases jurídicas de dicha política, bajo las cuales se

---

[1] La sexta legislatura de la Asamblea Nacional aprobó de manera inconsulta el proyecto de reforma en primera discusión, y tan solo una semana después aprobó el texto en segunda discusión, luego de una fase acelerada y muy limitada de consulta. El texto fue publicado en la Gaceta Oficial n° 6.978 extraordinario, de 29 de enero de 2026. Este estudio no analiza aspectos relacionados con la legitimidad de la sexta legislatura.

llevaron a cabo expropiaciones arbitrarias que contribuyeron a la destrucción de la industria petrolera.

También la reforma de la LOH pone punto final al llamado "modelo Chevron", o sea, la privatización *de facto* adelantada mediante los contratos de servicio petrolero y de participación productiva (CPP), basados en actos arbitrarios e inconstitucionales. De esa manera, la reforma de la LOH ordena la conversión de dichos contratos a las nuevas modalidades amparadas por la reforma. La privatización *de facto* pasó a ser, en todo caso, una privatización *de iure* incompleta.

Por ello, en realidad, más que una reforma, nos encontramos ante una nueva Ley que modifica de manera sustancial el marco jurídico de lo que hemos llamado el pensamiento jurídico estatista del petróleo[2]. Este pensamiento fue resultado del cambio en el pensamiento económico y político sobre el petróleo, que pasó de una visión en la cual el Estado tenía una injerencia limitada (en lo que llamamos el pensamiento propietarista) a otra en la cual el Estado, además de ser propietario de los yacimientos, es también el encargado de la gestión de las actividades petroleras y de la captación y distribución del ingreso petrolero. El pensamiento jurídico estatista se consolidó con la LOREICH, a partir de la cual Venezuela se organizó como un Petro-Estado. Fue ese pensamiento el que permitió al Gobierno de Chávez, como parte de sus políticas autoritarias y populistas, consolidar el poder político sobre toda la industria y, en especial, sobre la empresa estatal petrolera Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA).

La reforma de la LOH, por vez primera desde 1976, autoriza formalmente a la inversión privada a realizar las actividades de exploración y producción, con base en nuevos contratos petroleros cuyo marco define la reforma con poca precisión. Estos contratos, cuando menos, se aproximan a la concesión petrolera, que fue el instrumento mediante el cual se inició la industria en 1914, bajo el pensamiento jurídico propietarista. Incluso los derechos de la inversión privada en los nuevos contratos petroleros son mucho más amplios que los reconocidos en los contratos suscritos bajo la Apertura Petrolera. Desde esta perspectiva, esta reforma es el cambio jurídico más importante introducido en el Derecho petrolero de Venezuela, desde la nacionalización ejecutada hace medio siglo.

Sin embargo, sería un error ver, en la reforma de la LOH, el abandono definitivo del pensamiento jurídico estatista, como parte de una política de

---

2 Hernández G., José Ignacio, *El pensamiento jurídico venezolano en el Derecho de los Hidrocarburos,* Academia de Ciencias Políticas y Sociales, Caracas, 2016, pp. 10 y ss. Actualmente trabajamos en una segunda edición, revisada y ampliada.

privatización del petróleo[3]. Por un lado, los cambios introducidos son insuficientes para desmontar, por completo, el pensamiento jurídico estatista y, en concreto, las instituciones del Petro-Estado. Por lo anterior, la reforma resulta insuficiente para acompañar la reconstrucción de la industria petrolera. Pero además, la reforma dejó intacta la legislación económica autocrática que destruyó los mecanismos de mercado, en especial la libertad de empresa y la propiedad privada. No hay, por ello, una privatización completa, pues en Venezuela los derechos económicos todavía carecen de vigencia efectiva.

El marco reglamentario tampoco contribuye a la liberalización del sector. El 7 de julio de 2026 se publicó el Reglamento de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, dictado mediante el Decreto n° 5.381[4]. Ese mismo día, y en la Gaceta Oficial ordinaria n° 43.410, se publicaron dos resoluciones del Ministerio del Poder Popular de Hidrocarburos que desarrollan el régimen fiscal, o *government take*, de la industria petrolera: la Resolución n° 002/2026, sobre el Impuesto Integrado de Hidrocarburos aplicable a las actividades de mejoramiento, refinación, industrialización, comercialización y a los servicios petroleros especializados, y la Resolución n° 024/2026, sobre la determinación, declaración y pago de la Regalía y del Impuesto Integrado de Hidrocarburos aplicables a quienes realizan actividades primarias[5]. Así, el nuevo marco reglamentario no logró mejorar sustantivamente la calidad regulatoria del sector, medida en función de los incentivos necesarios para atraer inversiones

---

3 La privatización del petróleo, como hemos explicado en otro lugar, no es -por supuesto- la enajenación de los yacimientos de hidrocarburos, o la venta de las acciones de PDVSA, pues ambas opciones están prohibidas en la Constitución de 1999. La privatización del petróleo supone quitarle al Estado el monopolio para operar las actividades petroleras, asignando derechos reales sobre los yacimientos a la inversión privada. Esta privatización también requiere impedir la concentración de la riqueza petrolera en el Ejecutivo, creando un fondo soberano de inversión. Por supuesto, tal privatización solo es posible si se restaura el derecho de propiedad y los derechos económicos como pilares de la economía. La Ley de reforma de la LOH no avanza en ninguna de esas áreas, aun cuando sí reduce el rol del Estado. Vid.: Hernández G., José Ignacio, *Privatizar el petróleo,* CEDIDE, Caracas, 2018.

4 Gaceta Oficial n° 7.052 extraordinario, de 7 de julio de 2026. El Reglamento deroga el Reglamento de la Ley Orgánica de Hidrocarburos de 1943 y el Reglamento sobre Conservación de los Recursos de Hidrocarburos de 1969 (Disposiciones Derogatorias Primera y Segunda).

5 Gaceta Oficial nº 43.410 de 7 de julio de 2026. Ambas resoluciones aparecen fechadas entre marzo y mayo aunque fueron publicadas el 7 de julio de 2026. La misma Gaceta contiene la Resolución n° 016/2026, que delimita a la Empresa Mixta PETROPIAR, S.A. el área geográfica denominada Bloque Ayacucho 8, con una superficie de 446,95 km^2. Esta es una de las empresas mixtas en la que participa Chevron.

privadas de capital. Considerando el monto estimado de esas inversiones, los esfuerzos necesarios para la reconstrucción del sector, las fallas en infraestructuras clave como la electricidad y las frágiles condiciones institucionales de Venezuela, el marco reglamentario ha debido esmerarse en crear ventajas competitivas significativas. Pero no es el caso, hasta el punto de que, en la práctica, se ha implementado un modelo centralizado de controles administrativos que puede obstaculizar la protección de los derechos económicos de la inversión privada.

Por lo anterior, esta "apertura" es muy distinta de la Apertura Petrolera ejecutada en la década de los noventa del pasado siglo, a pesar de que la reforma amplió el rol de la inversión privada, mucho más allá de los contratos implementados entonces. Además, la Apertura del siglo pasado se dio en un ambiente democrático, mientras que la *apertura autocrática* de 2026 no fue parte de debates democráticos ni de amplios consensos sociales y políticos. La perspectiva comparada de las reformas económicas tras la caída del Muro de Berlín permite observar que toda apertura sin democracia y, por ende, sin mecanismos de mercado, puede degenerar en un capitalismo autocrático[6].

Con lo cual, la reforma de la LOH resulta insuficiente para implementar las complejas reformas jurídicas necesarias para la recuperación plena de la industria. En todo caso, las condiciones políticas bajo las cuales la reforma fue aprobada no permitían el debate democrático necesario para avanzar en esa dirección. Cuando nos aproximamos a la reforma desde esta perspectiva, resulta claro que su objetivo es otro, mucho más concreto y coyuntural. En realidad, esta reforma no es más que un "parche regulatorio" que pretende atender a las restricciones legales más vinculantes para recuperar la industria petrolera, como resultado de los cambios políticos del 3 de enero de 2026, tras la detención y la extracción de Nicolás Maduro. Por ello, la reforma de la LOH es solo coyuntural, lo que sugiere que su vigencia será breve, a pesar de que sus principios, que destacan un mayor papel de la inversión privada, son más duraderos.

De esa manera, los eventos del 3 de enero de 2026 han llevado al Gobierno de Estados Unidos a definir una política de transición para Venezuela en la etapa política post-Maduro, que consta de tres fases: la estabilización, la recuperación y la transición. La estabilización pretende evitar el colapso político de las llamadas "autoridades interinas", es decir, el gobierno encabezado por la vicepresidenta Delcy Rodríguez. Una condición para cumplir con este objetivo

---

6 Frydman, Roman, et al., *Capitalism with a comrade's face*, Central European University Press, Budapest, 1998, pp. 42 y ss.

es mantener los ingresos fiscales que el Gobierno requiere, al tiempo que suministra las divisas necesarias para las importaciones esenciales. Asimismo, la estabilización pasa por desplazar la influencia de Rusia, China, Irán y Cuba en la industria petrolera. Estos objetivos requieren aumentar gradualmente la producción petrolera, de acuerdo con la política anunciada por el Gobierno de Estados Unidos el 7 de enero de 2026. Visto el colapso de PDVSA, la estabilización de la industria petrolera solo puede estar a cargo de empresas petroleras internacionales y, en general, de la inversión privada. La reforma de la LOH introduce precisamente los cambios necesarios para cumplir con este objetivo, pero tan solo, dentro de las fases de estabilización y transición[7].

Es por lo anterior que los cambios regulatorios introducidos en la reforma, si bien son insuficientes para recuperar la producción a niveles similares a los de 1998, cuando Chávez fue electo, sí podrían crear condiciones institucionales para un aumento modesto y gradual de la producción, de la mano de la inversión privada y en el marco de las políticas del Gobierno de Estados Unidos. Por ello hablamos de un "parche regulatorio", pues la reforma, sin diseñar del todo un nuevo marco jurídico, al menos remienda las restricciones más importantes que impiden que la inversión privada produzca y comercialice petróleo. Una vez se cumplan los objetivos de la estabilización de la industria petrolera, será necesaria una nueva Ley de hidrocarburos que responda a las tendencias modernas de la *lex petrolera* y a las particularidades energéticas de Venezuela, en el contexto de los cambios del mercado petrolero internacional.

Para explicar los cambios regulatorios introducidos por la reforma, este artículo se divide en cuatro secciones. La primera sección resume el marco regulatorio de la LOH, aprobada en 2001 y modificada en 2006, para identificar las restricciones regulatorias más importantes para la producción, considerando la regulación autoritaria implementada desde 2006. La segunda parte explica cómo estas restricciones quisieron ser sorteadas mediante nuevos modelos de contratos, incluido el CPP. A continuación, el artículo analiza el contexto geopolítico de la reforma y explica las políticas del Gobierno de Estados Unidos, en especial mediante la regulación de las sanciones económicas. La última parte examina de manera sistemática el nuevo marco regulatorio petrolero introducido por la reforma y su desarrollo reglamentario. Las conclusiones presentan el balance de la reforma desde el pensamiento jurídico petrolero.

---

7 Sobre la política de Estados Unidos sobre Venezuela, incluyendo el acuerdo petrolero anunciado el 28 de agosto de 2026, véase nuestro estudio, incluido en este libro "La política petrolera de Estados Unidos hacia Venezuela, las sanciones económicas y el acuerdo petrolero del 28 de agosto de 2026".

I. EL MARCO REGULATORIO BAJO LA LEY ORGÁNICA DE HIDROCARBUROS DE 2001

Como explicamos en su momento, la LOH fue dictada inicialmente en 2001, cuando el entonces Gobierno de Hugo Chávez impulsaba una suerte de política de liberalización económica que implicó la introducción de técnicas regulatorias modernas en sectores sometidos a una intervención estatista, como sucedió con los sectores eléctrico y de telecomunicaciones. En 1999, estas reformas se llevaron al gas natural no asociado mediante la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos (LOHG), que permite a la inversión privada ejercer directamente derechos de exploración, producción y comercialización[8]. La LOH respondió a estas políticas liberalizadoras, aun cuando preservó las instituciones centrales de la política de nacionalización de 1976, en lo que respecta a las actividades aguas arriba, es decir, de exploración y explotación. En las actividades aguas abajo, por el contrario, y con bemoles relacionados con la comercialización, se reconoció el derecho a la libre iniciativa privada[9]. Por ello, la LOH mantuvo la reserva de las actividades primarias al Estado, lo cual constituyó la esencia de la nacionalización.

En efecto, hasta la implementación de esa política de nacionalización, los inversores privados eran responsables de la exploración, producción y comercialización del petróleo mediante contratos de concesión. Sin embargo, como parte de políticas destinadas a aumentar el rol y la participación del Gobierno de Venezuela en la industria petrolera, en 1975 el entonces Congreso aprobó la LOREICH, que creó un monopolio legal a favor del Poder Ejecutivo para llevar a cabo todas las actividades de hidrocarburos[10]. Con ese fin, se creó PDVSA como la empresa petrolera nacional responsable de implementar las

---

8 Hernández G., José Ignacio, "Intervención económica y liberalización de servicios esenciales en Venezuela", *en Revista de Derecho Administrativo n° 10*, Caracas, 2000, pp. 61 y ss. Véase también lo que explicamos en "Reflexiones sobre la nueva ordenación de los hidrocarburos gaseosos en Venezuela", *Separata de Temas de Derecho Administrativo. Libro Homenaje a Gonzalo Pérez Luciani*, Colección Libros Homenaje número 7, Tribunal Supremo de Justicia, Caracas, 2002, pp. 907 y ss.

9 Hernández G., José Ignacio, "Evolución y situación actual de la regulación de los hidrocarburos en Venezuela", en *Revista de Derecho de las telecomunicaciones e infraestructuras en red* N° 27, Madrid, 2006, pp. 125 y ss.

10 Duque Corredor, Román (1978), *El Derecho de la nacionalización petrolera,* Caracas: Editorial Jurídica Venezolana, 1978, 71.

políticas petroleras a través de sus filiales. El 1 de enero de 1976, el Ejecutivo asumió el control de las operaciones de los concesionarios privados[11].

Precisamente, al haber preservado los principios de la nacionalización petrolera en las actividades aguas arriba, la LOH limitó el rol de la inversión privada, haciendo recaer el peso de la producción en PDVSA, sus filiales y las empresas mixtas, que debían actuar bajo su control. Esto permite explicar por qué la destrucción de PDVSA, como parte de las políticas predatorias implementadas desde 2002, junto con la arbitraria expropiación de los derechos de la inversión privada, arrastró al colapso de la producción petrolera.

1. *Las barreras regulatorias a la inversión privada en las actividades de exploración y producción*

La LOH preservó las políticas de nacionalización para las actividades aguas arriba, es decir, la exploración y la producción. En ese sentido, estas actividades, denominadas en la Ley como "actividades primarias", solo podían llevarse a cabo por el Poder Ejecutivo, especialmente a través de Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA), sus filiales y sus empresas mixtas. Esas filiales y empresas mixtas, denominadas "empresas operadoras", tenían el derecho exclusivo de realizar actividades primarias[12].

De esa manera, las actividades primarias podían ser realizadas por empresas de propiedad exclusiva del Estado. Aun cuando la LOH no mencionó a PDVSA, de acuerdo con el artículo 302, esta empresa pública es el ente encargado de controlar la industria petrolera del Estado. Por ello, las empresas de propiedad exclusiva del Estado son, en realidad, filiales cuyo único accionista es PDVSA, y en especial PDVSA Petróleos, S.A. (PPSA). Además, las actividades

---

11 Boscán de Ruesta, Isabel, "Consideraciones sobre la naturaleza legal de Petróleos de Venezuela, S.A.", en *Revista de Derecho Público n° 9,* Caracas, 1982, pp. 60 y ss., y Brewer-Carías, Allan, "Aspectos organizativos de la industria petrolera nacional en Venezuela", en *Régimen jurídico de las nacionalizaciones en Venezuela, Tomo I,* Instituto de Derecho Público de la Universidad Central de Venezuela, Caracas, 1981, pp. 407 y ss. Del autor, véase recientemente *Estudios sobre Petróleo de Venezuela. S.A. y la industria petrolera nacionalizada. 1974-2021,* Editorial Jurídica Venezolana, Caracas, 2021, pp. 43 y ss

12 Véanse los artículos 9, 22 y 57 de la LOH. Según esos artículos, solo el Ejecutivo Nacional podía llevar a cabo la exploración, producción y comercialización de hidrocarburos (salvo los hidrocarburos gaseosos no asociados, regulados por la todavía vigente LOHG). Vid.: Brewer-Carías, Allan, "El régimen de participación de capital privado en las industrias petrolera y minera: desnacionalización y técnicas de regulación a partir de la Constitución de 1999", en *VII Jornadas Internacionales de Derecho Administrativo "Allan Randoplh Brewer-Carías". El principio de legalidad y el ordenamiento jurídico-administrativo de la libertad económica, Tomo II,* FUNEDA, Caracas, 2005, pp. 15 y ss .

primarias podían ser realizadas por sociedades mercantiles en las cuales el Estado debía tener una participación mayor al 50% del capital social. En la práctica, este control es ejercido por PDVSA, a través de sus filiales, como la Corporación Venezolana de Petróleo (CVP). Como resultado, el accionista minoritario de la empresa mixta no podía llevar a cabo las actividades primarias, aunque participara en el proceso de toma de decisiones, especialmente en el nombramiento de directores en la junta directiva. En consecuencia, las empresas mixtas son empresas públicas, reguladas por las disposiciones de Derecho administrativo aplicables al sector público[13].

Como resultado, bajo la LOH de 2001, las actividades primarias solo podían realizarse por PDVSA, a través de sus filiales y empresas mixtas. Por ello, PDVSA debía cubrir los costos tanto de operación como de capital. Además, PDVSA tenía el derecho exclusivo a comercializar crudo, pues las empresas mixtas solo podían comercializar el llamado crudo mejorado, es decir, el crudo extrapesado procesado en mejoradores. Por ello, PDVSA captaba todo el ingreso petrolero por exportaciones, el cual debía ser vendido al Banco Central de Venezuela (BCV), de conformidad con el artículo 125 de la Ley que regula al instituto emisor. En consecuencia, los ingresos del inversor privado, en su calidad de accionista minoritario, dependían de los dividendos distribuidos por la empresa mixta[14].

Junto a las actividades primarias a cargo de filiales y empresas mixtas, coincidieron las realizadas bajo los contratos suscritos en la década de los noventa, en la llamada Apertura Petrolera. Con base en el artículo 5 de la LOREICH, PDVSA celebró contratos que ampliaron el rol de la inversión privada, mediante contratos operativos, de asociaciones estratégicas y de exploración a riesgo. Solo en los proyectos cubiertos por estos contratos, y bajo las condiciones en ellos establecidas, podía la inversión privada llevar a cabo actividades primarias, incluso asumiendo las inversiones.

Como se observa, el modelo regulatorio de la LOH resultaba ineficiente, pues no generaba incentivos claros para atraer la inversión privada. Así, esta inversión quedaba limitada al rol del socio minoritario que, más allá de alguna incidencia en la gestión de la empresa mixta, se veía supeditado al control ejercido por la CVP como accionista de control, así como a las políticas corporativas que podía adoptar PDVSA. Esto también limitaba su rol en

---

13 Andueza, Luis Ernesto, "El régimen jurídico aplicable a las empresas mixtas a las que se refiere el artículo 22 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos", en *Revista Derecho y Sociedad* n° 8, 2009, pp. 57 y ss.

14 Artículo 57, LOH de 2001.

inversiones de gasto de capital, pues estas inversiones eran proporcionales a la participación accionarial, por lo que la mayor carga recaía en PDVSA.

El modelo de empresa mixta, en resumen, no varió el pensamiento jurídico estatista, ni afectó las bases del Petro-Estado. Por el contrario, el Poder Ejecutivo mantuvo el control de las actividades primarias y el monopolio de las exportaciones y, por ende, de la captación del ingreso petrolero[15]. Estas bases contribuyeron a concentrar funciones en la Presidencia, debilitando el principio de separación de poderes. Además, la dependencia del ingreso petrolero –que es, económicamente, una renta– creó incentivos para instituciones políticas distributivas, opacas y eventualmente corruptas. Todo este marco institucional, adverso al Estado de Derecho, fue empleado por el Gobierno de Hugo Chávez para asumir el control político total de la industria petrolera.

2. *Las políticas predatorias que destruyeron la industria petrolera*

Apenas un año después de aprobada la LOH, el Gobierno de Chávez comprendió que en un Petro-Estado, la consolidación del poder autocrático no se limita a controlar las otras ramas del Poder Público, sino a controlar el petróleo. Por ello, desde 2002, el Gobierno de Chávez desmanteló la autonomía de PDVSA, que fue degradada a un simple instrumento para materializar las políticas del socialismo del siglo XXI[16].

El resultado fue el colapso de la producción, que puede explicarse por cuatro causas jurídicas. *(i)* Se desmanteló la autonomía y la capacidad de PDVSA, que se transformó en una herramienta política del Gobierno, sin la capacidad de cumplir con las actividades petroleras confiadas por LOH. Además, *(ii)* el Gobierno expropió arbitrariamente los derechos contractuales de la inversión privada, lo que deterioró aún más la producción de petróleo. Como parte de la politización de la PDVSA, *(iii)* su deuda externa se incrementó de manera insostenible, incluso, para procurar recursos no relacionados con la inversión de gastos de capital. Finalmente, *(iv)* el desmantelamiento del Estado

---

15 Sobre las bases del Petro-Estado, consolidadas con la nacionalización petrolera y mantenidas en la LOH de 2001, véase lo que hemos explicado en Hernández G., José Ignacio, *La privatización de facto de PDVSA y la destrucción del Petro-Estado venezolano. Del colapso de la industria petrolera a la licencia de Chevron,* Editorial Jurídica Venezolana, Caracas, pp. 146 y ss.

16 Para una visión general de las causas raíz de este colapso, véase Monaldi, Francisco *et al.*, *The collapse of the Venezuelan oil industry: The role of above-ground risks limiting foreign investment,* Center for Energy Studies-Rice University´s Baker Institute for Public Policy, 2021, p. 11.

de Derecho destruyó los mecanismos de mercado, creando más limitaciones a la inversión privada[17].

En especial, el Gobierno de Chávez decidió terminar forzosamente los contratos suscritos durante la Apertura Petrolera, ordenando su conversión en contratos de empresas mixtas. Compañías petroleras internacionales como Conoco y Exxon no aceptaron la conversión forzosa de sus contratos en acuerdos de empresa mixta y, como resultado, sus activos fueron expropiados. Tras la política de nacionalización, los inversores privados solo pudieron participar como accionistas minoritarios en las empresas mixtas[18].

Las políticas predatorias condujeron al colapso de la capacidad de PDVSA, como parte del colapso del Estado, que degeneró en un Estado frágil cuyas instituciones fueron cooptadas por organizaciones informales y, eventualmente, ilícitas. Así, PDVSA se utilizó para avanzar en tareas no relacionadas con la industria petrolera, como la provisión de alimentos. Además, PDVSA se vio obligada a vender petróleo para cumplir con los acuerdos de cooperación internacional firmados por Chávez, incluidos los acuerdos con China. Con ese fin, Chávez fue favorecido por uno de los mayores *booms* petroleros de la historia de Venezuela. Pero los ingresos del petróleo se desviaron a través de fondos extrapresupuestarios, lo que fomentó la corrupción. Cuando los ingresos petroleros resultaron insuficientes para cubrir las "políticas socialistas", el Gobierno de Chávez obligó a PDVSA a emitir bonos internacionales, lo que contribuyó a una deuda insostenible. En especial, las empresas mixtas contrajeron deuda comercial con los accionistas minoritarios, quienes asumieron el financiamiento de sus operaciones, ante la incapacidad financiera de PDVSA[19].

Las políticas petroleras depredadoras, como parte de la destrucción del Estado de Derecho y el colapso del Estado, dificultaron gravemente la producción de petróleo, empujando al colapso. Así, desde 2008 la producción

---

17 Brewer-Carías, Allan, *Crónica de una destrucción. Concesión, nacionalización, apertura, constitucionalización, desnacionalización, estatización, entrega y degradación de la industria petrolera,* Editorial Jurídica Venezolana, Caracas, 2018, pp. 111 y ss.

18 Brewer-Carías, Allan, *Crónica de una destrucción. Concesión, nacionalización, apertura, constitucionalización, desnacionalización, estatización, entrega y degradación de la industria petrolera,* cit.

19 Hemos resumido la dimensión legal de esas políticas depredadoras en Hernández G., José Ignacio *La privatización de facto de PDVSA y la destrucción del Petro-Estado venezolano. Del colapso de la industria petrolera a la licencia de Chevron,* cit., pp. 163 y ss. Allí también detallamos los contratos suscritos entre empresas mixtas y socios minoritarios, trasladando a éstos las cargas financieras de la operación. Este es el origen remoto de lo que luego sería el modelo del CPP.

comenzó a caer y, para 2017 (cuando el Gobierno de Estados Unidos impuso las primeras sanciones económicas contra el Gobierno de Venezuela), la producción era de aproximadamente 2.034 mil barriles por día (mbpd), un 35% por debajo del nivel de producción cuando Chávez fue electo. En 2019, cuando el Gobierno de Estados Unidos sancionó a PDVSA, el colapso fue del 68%. El nivel más bajo de producción se alcanzó en 2020: 570 mbpd[20]. El colapso de la industria petrolera venezolana provocó un colapso económico y social, desencadenando una compleja emergencia humanitaria que contribuyó a una crisis migratoria masiva. El producto interior bruto (PIB) se contrajo más del 80%, mucho más que durante la Gran Depresión[21].

Es necesario insistir en que las sanciones económicas del Gobierno de Estados Unidos desde 2017, y ampliadas en 2019, no causaron directamente este colapso, pero sí aceleraron el descenso de la producción. Al mismo tiempo, estas sanciones crearon incentivos adicionales para evitar el colapso de PDVSA introduciendo nuevos modelos contractuales petroleros apoyados por las Licencias Generales nº 41 y 44, emitidas por la Oficina de Control de Activos Extranjeros (OFAC). Estas licencias permitieron transacciones que de otro modo habrían sido prohibidas por sanciones, lo que permitió el desarrollo de nuevos contratos petroleros que transfirieron derechos de producción y comercialización a inversores privados. Este nuevo marco contractual creó condiciones favorables para propiciar un aumento de la producción de aproximadamente un 31%[22].

---

20 Ha habido un debate, especialmente en la literatura económica, sobre el papel de las sanciones económicas en el colapso de la producción. Cuando se impusieron las primeras sanciones en 2017, la producción ya se había contraído severamente debido a las políticas depredadoras implementadas durante el Gobierno de Chávez. Las sanciones de PDVSA en 2019 agravaron el colapso, ya que la empresa estatal petrolera no podía exportar petróleo a Estados Unidos ni operar con compañías estadounidenses. Las llamadas sanciones secundarias también impidieron que las empresas controladas por el Gobierno ruso colaboraran con PDVSA. Por tanto, las sanciones económicas contribuyeron al colapso antes de 2017, pero no son la causa raíz. Véase lo que exponemos en Hernández G., José Ignacio, *Sanciones económicas y nuevos contratos petroleros en Venezuela (El contrato de participación productiva),* Editorial Jurídica Venezolana, Caracas, 2025, pp. 92 y ss. para un estudio de tales debates.

21 Barrios, Douglas y Santos, Miguel Ángel, "¿Cuánto puede tomarle a Venezuela recuperarse del colapso económico y qué debemos hacer?", en Balza, Ronald y García Larralde, Humberto (ed), *Fragmentos de Venezuela. 20 escritos sobre economía*, Fundación Konrad-Adenauer-Stiftung, Caracas, 2019, pp. 91 y ss.

22 Según nuestra estimación, basada en las estadísticas de la Organización de los Países Exportadores de Petróleo (OPEP), la producción de petróleo aumentó de 570 mbpd en 2020

El nuevo modelo contractual no se basaba en la LOH, sino en un estatuto inconstitucional aprobado por la ilegítima asamblea nacional constituyente convocada en 2017. El texto, aprobado en 2020 como la "Ley Anti-Bloqueo", fue una respuesta política del régimen de Maduro a las sanciones económicas impuestas por el Gobierno de Estados Unidos. Con ese fin, la "Ley Anti-Bloqueo" permite al Ejecutivo celebrar cualquier acuerdo confidencial respecto de activos venezolanos, incluidos los yacimientos petroleros, sin tener en cuenta las restricciones constitucionales o regulatorias[23]. Basándose en esa disposición, PDVSA, diseñó nuevos contratos conocidos como CPP. Esos contratos favorecieron el aumento gradual de la producción de petróleo, especialmente por parte de Chevron, que estaba autorizada por la Licencia General nº 41 para llevar a cabo la producción y comercialización de petróleo[24].

II. EL ATAJO REGULATORIO: EL MODELO DE LOS CONTRATOS DE PARTICIPACIÓN PRODUCTIVA

Hacia 2018, y para superar el colapso de la producción petrolífera, Venezuela necesitaba inversiones de capital. Según el modelo regulatorio explicado en la sección anterior, solo PDVSA –actuando a través de filiales o empresas mixtas– tenía la capacidad legal para realizar actividades primarias y, en consecuencia, financiar el gasto de capital. Pero PDVSA estaba quebrada, y era incapaz incluso de mantener los gastos operativos. La única solución era permitir que inversores privados realizaran las actividades petroleras y las tareas que PDVSA no podía asumir, pero esta opción estaba prohibida por la LOH.

En lugar de reformar la LOH, como se propuso entonces[25], el Gobierno de Nicolás Maduro, mediante el legalismo autocrático, obvió las restricciones derivadas de la LOH y fomentó una opaca privatización de *facto* mediante

---

a 685 mbpd en 2022, un aumento aproximado del 31%. Este resultado fue posible, al menos en parte, debido al nuevo modelo contractual introducido por el gobierno de Maduro, como se explica en la segunda sección. Véase Hernández G., José Ignacio, *Sanciones económicas y nuevos contratos petroleros en Venezuela (El contrato de participación productiva),* cit., pp. 29 y ss.

23 La regulación de estas sanciones, bajo el Derecho administrativo de Estados Unidos, imponen diversas restricciones y modulaciones a las actividades petroleras. El estudio detallado de esa regulación excede del alcance de este trabajo.

24 Hernández G., José Ignacio, *Sanciones económicas y nuevos contratos petroleros en Venezuela (El contrato de participación productiva),* cit.

25 Hernández G., José Ignacio, "El nuevo proyecto de la Ley Orgánica de Hidrocarburos presentado por Comisión Permanente de Energía y Minas en septiembre de 2020", en *Revista de Derecho Público* n° 163-164, Caracas, 2020, pp. 473 y ss.

contratos petroleros no cubiertos por la Ley[26]. A pesar de sus imperfecciones regulatorias, estos contratos permitieron un incremento gradual de la producción petrolera. Pero al mismo tiempo, y por esa precariedad regulatoria, estos contratos ya estaban agotados, en el sentido de que no podían sostener un crecimiento mayor, sobre todo para romper de manera estable la barrera del millón de barriles diarios.

1. *Los antecedentes del CPP*

El primer antecedente del CPP es el "contrato de servicios". En 2018, PDVSA anunció un plan de inversión basado en contratos de servicios, que permitían a inversores privados producir y finalmente comercializar petróleo. Como la LOH no cubría esos contratos, PDVSA se basó en el "decreto de emergencia económica" promulgado por Maduro en 2016, en un claro abuso constitucional[27].

Estos contratos formaban parte de la política de reorganización de PDVSA, amparada por el inconstitucional "decreto de emergencia económica" dictado como parte de los abusos destinados a impedir que la cuarta legislatura de la Asamblea Nacional, controlada por la oposición, ejerciera sus funciones constitucionales. Este marco afectó gravemente a la transparencia y amplió el papel de la iniciativa privada más allá de los canales previstos en la LOH. Además, aumentó el control político sobre PDVSA otorgando al Ministerio del área de hidrocarburos poderes absolutos, incluyendo la autoridad para ordenar la supresión de PDVSA o cualquiera de sus filiales, y para crear nuevas filiales. Por ello, el control político sobre PDVSA aumentó[28].

---

26 En cuanto a los patrones autocráticos de Maduro, véase a Corrales, Javier, *Autocracy Rising. Cómo Venezuela hizo la transición al autoritarismo,* Brookings Institution Press, Washington, D.C., 2022, pp. 58 y ss. Según Corrales, el legalismo autocrático es el uso, abuso o no uso de la Ley para promover políticas autoritarias. Véase Corrales, Javier, "Autocratic legalism in Venezuela", en *Journal of Democracy Volumen 26, Número 2,* 2015, pp. 37 y ss.

27 Decreto n° 44 dictado en el marco del estado de excepción y emergencia económica, contentivo del Decreto N° 3.368, mediante el cual se establece un régimen especial y transitorio para la gestión operativa y administrativa de la Industria Petrolera Nacional, publicado en la Gaceta Oficial n° 41.376 de 12 de abril de 2018. El Decreto nº 44 se basó en el Decreto nº 3.308, que prorrogó el estado de excepción y emergencia económica, publicado en la Gaceta Oficial nº 41.347, de 9 de marzo de 2018. Véase Sira Santana, Gabriel, *El derecho de excepción y la emergencia económica,* CIDEP, Caracas, 2024.

28 Brewer-Carías, Allan R., "La institucionalización de la cleptocracia en Venezuela: La inconstitucional reforma tácita del régimen de contrataciones públicas, y la inconstitucional eliminación, por decreto, de la licitación para la selección de

El segundo antecedente se implementó como parte de nuevas regulaciones autocráticas aprobadas por el gobierno de Maduro en 2020, que incluyeron un nuevo decreto para reorganizar PDVSA y, sobre todo, la "Ley Anti-Bloqueo". Como ya había ocurrido en 2018, este nuevo marco estaba supuestamente justificado por la política de sanciones del Gobierno de Estados Unidos[29]. Según estas regulaciones, la política de sanciones habría provocado una emergencia en PDVSA que no podía abordarse dentro del marco legal que rige sus actividades, sino únicamente mediante medidas excepcionales.

Los artículos 6, 19, 21 y 26 de la Ley Anti-Bloqueo facultan al Ejecutivo para tomar las medidas necesarias y firmar contratos para abordar la "emergencia" derivada de las políticas estadounidenses, sin estar sujeto a restricciones legales, incluidas las de la LOH. Todos los documentos y contratos cubiertos por esta Ley están sujetos a un régimen jurídico especial de confidencialidad y secreto, conforme a lo dispuesto en el artículo 37. Con base en esas disposiciones, PDVSA consideró que el artículo 9 de la LOH debía ser inaplicable y, por ello, podía celebrar contratos con inversores privados para producir y comercializar. Este marco irregular allanó el camino para nuevas fórmulas contractuales conocidas como *"acuerdos de servicios compartidos"* (ASC) o *"acuerdos de servicios productivos" (ASP).* Estos contratos fueron un componente central del plan de reorganización de PDVSA, diseñado por el entonces ministro de petróleo Tarek El Aissami. Según ese plan, los ASC y ASP permitieron que las filiales y empresas mixtas de PDVSA celebrasen contratos no amparados en la LOH, lo que permitió a la inversión privada ejercer las actividades primarias.

2. *El modelo del CPP*

Las Licencias Generales nº 41 y 44, emitidas por la OFAC en 2022 y 2023, autorizaban a Chevron y, posteriormente, a cualquier otra compañía petrolera internacional a llevar a cabo actividades de producción y comercialización de

---

contratistas en la industria petrolera, y de la nacionalización de las actividades auxiliares o conexas con la industria," en *Revista de Derecho Público n° 153-154*, Caracas, 2018, pp. 281y ss.

29 Véase el Decreto nº 5 dictado en el marco del estado de excepción, contentivo del Decreto nº 4.131, que creó a la comisión presidencial "para la Defensa, Restructuración y Reorganización de la Industria Petrolera bajo el nombre de "Alí Rodríguez Araque" (Gaceta Oficial nº 41.825 de 19 de febrero de 2020). La llamada "Ley constitucional antibloqueo para el desarrollo nacional y la garantía de los derechos humanos", o Ley Anti-Bloqueo, fue publicada en la Gaceta Oficial nº 6.358, extraordinario, de 12 de octubre de 2020. Véase a Brewer-Carías, Allan R., "La Ley Antibloqueo: una monstruosidad jurídica para desaplicar, en secreto, la totalidad del ordenamiento jurídico", en *Boletín de la Academia de Ciencias Sociales y Políticas n° 161*, 2020, pp. 1.499 y ss.

petróleo bajo contratos firmados por PDVSA, sus filiales y empresas mixtas. Sin embargo, como explicó la sección anterior, la LOH y la regulación petrolera dictada en 2006 no autorizaban ningún contrato por el cual se transfiriese, directa o indirectamente, la operación de la empresa mixta al socio minoritario. Concretamente, Chevron, como accionista minoritario en empresas conjuntas, tenía legalmente prohibido producir y comercializar petróleo[30]. Para superar esas barreras legales, PDVSA recurrió una vez más a la Ley Anti-Bloqueo, diseñando un nuevo modelo contractual: el CPP [31].

Aunque el modelo CPP surgió dentro del marco de las Licencias Generales nº 41 y 44, siguió siendo utilizado por PDVSA tras la revocación de dichas licencias en 2024 y 2025. Este modelo se convirtió en un componente central de las políticas de Maduro para impulsar la inversión privada en la industria petrolera, más allá del alcance de la LOH. A pesar de la confidencialidad que rodea al modelo CPP, su contenido básico puede resumirse de la siguiente manera:

- PDVSA, a través de empresas mixtas o de filiales como PDVSA Petróleo, S.A., arrenda activos de producción a inversores privados, especialmente a socios minoritarios.

---

30 Estas prohibiciones no solo derivaban de la LOH, sino del marco regulador dictado para implementar las arbitrarias políticas de la plena soberanía petrolera. Así, el artículo 3 de la -hoy derogada- Ley de Regularización de la Participación Privada en las Actividades Primarias Previstas en el Decreto N° 1.510 con Fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos, dispuso que "*ningún nuevo contrato podrá otorgar participación en las actividades de exploración, explotación, almacenamiento y transporte inicial de hidrocarburos líquidos, o en los beneficios derivados de la producción de dichos hidrocarburos, a persona alguna de naturaleza privada, natural o jurídica, salvo como accionista minoritario en una empresa mixta, constituida de conformidad con el Decreto Nº 1.510 con Fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos, en la cual el Estado asegure el control accionario y operacional de la empresa*". Además, el también derogado Acuerdo de la Asamblea Nacional de 31 de marzo de 2006, estableció que "*la Empresa Mixta no podrá celebrar contrato alguno o conjunto de contratos mediante los cuales, directa o indirectamente, transfiera su función de operadora*". Estas normas corroboraban la ilegalidad de cualquier contrato por el cual se transfiriese, directa o indirectamente, derechos petroleros a la inversión privada, incluyendo socios minoritarios.

31 Tovar, Cristina y Andrade, Juan Carlos, "Industria petrolera y desarrollo sostenible en Venezuela: retos y estrategias para el futuro"), en Balza, Ronald (ed.), *Sobre las sanciones en Venezuela,* AB Ediciones, Caracas, 2024, pp. 29 y ss. Los autores realizan un mero estudio descriptivo, sin entrar a considerar la validez de los CPP basados en la inconstitucional Ley Anti-Bloqueo.

- PDVSA delega al inversor privado la responsabilidad de realizar las operaciones requeridas para ejercer los derechos petroleros otorgados a las empresas mixtas y filiales. En este acuerdo, el contratista actúa en nombre de PDVSA para llevar a cabo todas las actividades necesarias relacionadas con esos derechos. El inversor privado, al asumir el uso de los activos y el ejercicio de los derechos petroleros, también asume la obligación de cubrir los gastos operativos y, eventualmente, los gastos de capital.
- PDVSA también concede al inversor privado el derecho a vender el petróleo producido, dirigiéndose principalmente a compradores internacionales para exportación. Es probable que el contratista ya haya elegido al comprador (*offtaker*) y tenga un acuerdo de suministro para apoyar la operación. El inversor privado asume la carga económica de pagar las contribuciones fiscales al Estado (*government take),* a pesar de que las empresas operativas (filiales y empresas mixtas) son los contribuyentes o pagadores *de iure*.
- Además, el inversor privado podría aceptar transferir un porcentaje de la producción a PDVSA, en línea con la participación accionarial de la empresa mixta. Del mismo modo, el inversor puede destinar una parte del crudo producido como pago por productos derivados suministrados a PDVSA, mediante trueque o *swap*.
- Si el inversor es acreedor de PDVSA –incluida la deuda derivada de las operaciones de la empresa mixta con el socio minoritario– podrían incluirse disposiciones para compensar la deuda con el petróleo producido. En tales casos, una parte del petróleo retenido por el contratista podría utilizarse para saldar la deuda.
- La remuneración del inversor privado –si la hubiere– es la diferencia entre el crudo producido y los gastos incurridos para cubrir los pagos del *government take*, los gastos, el reembolso de la deuda y el intercambio de productos derivados[32].
- El modelo CPP también podría incluir una cláusula de arbitraje internacional para mejorar la protección del contratista privado, más allá de lo que los tratados bilaterales de inversión (BITs) podrían ofrecer.

---

32 En cuanto a las condiciones financieras del CPP, véase Herrera, Tamara, "Venezuela ante el riesgo de una nueva ola de sanciones", en *Sobre las sanciones en Venezuela*, *cit*. p. 29 y ss.

El CPP era, entonces, un contrato de servicio petrolero, similar al contrato operativo suscrito durante la Apertura Petrolera, y que las políticas del Gobierno de Chávez consideraron ilegal. Sin embargo, mientras que el contrato operativo fue resultado de políticas petroleras democráticas, ancladas en el artículo 5 de la LOREICH, el CPP formó parte de la regulación económica autocrática, agravada por el manto de confidencialidad impuesto por la "Ley Anti-Bloqueo". Por ello, como insistimos, este modelo era no solo insuficiente, sino contraproducente, pues no contribuía a la democratización de Venezuela. En contra, otra aproximación justificó el modelo del CPP por sus beneficios económicos, considerando el importante rol de empresas como Chevron, que suministraron divisas al mercado. Por su parte, algunas aproximaciones legales, desde una visión positivista, se limitaron a observar que esos contratos se basaban en la "Ley Anti-Bloqueo", vigente y no derogada ni declarada nula por la Sala Constitucional[33].

La reforma de la LOH confirmó que estas aproximaciones pragmáticas y positivistas eran incorrectas, ya que, como se explicará más adelante, la nueva Ley establece la conversión de los CPP y otros contratos similares a las nuevas fórmulas contractuales. Esto significa que termina la base jurídica de los contratos petroleros bajo la "Ley Anti-Bloqueo". Asimismo, el nuevo artículo 1 introduce el principio de "transparencia contractual", lo que, al menos en teoría, pone fin a la confidencialidad de los CPP.

3. *La naturaleza jurídica de los contratos suscritos entre 2018 y 2025 y sus limitaciones regulatorias*

Estos tres modelos (los contratos de servicios, los ASC y ASP, y el CPP) eran contratos ad hoc basados en la regulación *de facto* promulgada por el régimen de Maduro, que excedían los derechos de los inversores privados bajo la LOH. Siguiendo los modelos contractuales de la *lex petrolera*, es posible concluir que esos contratos no eran concesiones, porque los inversores privados no eran titulares de los derechos petroleros. Según la LOH, las filiales y las empresas mixtas, como las operadoras, eran las titulares exclusivas de esos derechos. Por tanto, esos modelos se parecen al llamado "contrato de servicio petrolero"[34].

---

33 Resumimos este debate, con las correspondientes citas, en *Sanciones económicas y nuevos contratos petroleros en Venezuela (El contrato de participación productiva), cit.*

34 Para un análisis legal detallado de estos contratos, en particular el modelo CPP, véase lo que exponemos en Hernández G., José Ignacio, "Los nuevos contratos petroleros en el Derecho venezolano", en *Revista Legislación y Jurisprudencia* n° 22, Caracas, 2024, pp. 79 y ss.

Así, el inversor privado, incluido el accionista minoritario, realiza actividades de producción y comercialización en nombre de las empresas operativas, entre ellas la mejora del petróleo pesado. Como resultado, el inversor privado asume los gastos operativos y los riesgos. El petróleo producido se distribuye entre el inversor privado y las empresas operadoras. La confidencialidad impuesta por la "Ley Anti-Bloqueo" impide una estimación precisa de cómo se distribuyeron los ingresos petroleros. En un posible acuerdo, el inversor privado transferiría la mitad de los ingresos a la empresa operadora, lo que permitiría el pago del *government take* al Gobierno de Venezuela. El inversor retenía el resto para cubrir gastos y amortizar la deuda.

Más allá de su fragilidad y de su opacidad regulatoria, esos modelos contractuales, especialmente el CPP, favorecían la inversión privada para realizar tareas que PDVSA no podía cumplir. Por ello, esos modelos contribuyeron a un aumento de la producción de aproximadamente un 20% entre 2020 y 2022. Bajo el modelo CPP, la producción aumentó aproximadamente un 34% entre 2022 y 2025, cuando expiró la Licencia General nº 44. En ese momento, las compañías petroleras internacionales que operaban bajo el modelo CPP (Chevron, Repsol y Maurel & Prom) representaban aproximadamente un tercio de la producción total de Venezuela[35].

Sin embargo, la fragilidad regulatoria del modelo CPP, como parte del colapso estatal y de la destrucción del Estado de Derecho, impidió una mayor recuperación de la producción de petróleo. Según fuentes secundarias de la OPEP, la producción nunca alcanzó el millón de barriles diarios[36]. Eso significa que, a pesar de la mejora, dos tercios del petróleo que Venezuela producía en 1998, cuando Hugo Chávez fue elegido, fueron destruidos.

El modelo CPP corrobora que la restricción vinculante a la producción no son las sanciones petroleras, sino el marco institucional. Antes de la flexibilización de las sanciones bajo la Licencia General nº 41 emitida en 2022, la producción de petróleo aumentó, en parte porque un nuevo contrato petrolero transfirió responsabilidades a inversores privados que PDVSA no podía gestionar.

---

35 Debido a la falta de transparencia en la información económica proporcionada por el Gobierno de Venezuela, preferimos basarnos en las propias estimaciones de la OPEP o en fuentes secundarias. Según el *Informe Mensual del Mercado Petrolero de la OPEP* de enero de 2026, la producción media en 2025 fue de 935 mbpd.

36 Hernández G., José Ignacio, *Sanciones económicas y nuevos contratos petroleros en Venezuela (El contrato de participación productiva),* cit.

Al mismo tiempo, el modelo del CPP mostró que sin instituciones inclusivas basadas en el Estado de Derecho[37], los inversores privados no podrán aportar el gasto de capital masivo necesario para restaurar la producción de petróleo a niveles similares a los de 1998. El gasto de capital necesario para alcanzar ese objetivo podría superar los 100.000 millones de dólares, como parte de políticas a largo plazo destinadas a reconstruir la capacidad del Estado y el Estado de Derecho[38].

La falta de instituciones inclusivas también fomentó la corrupción, como parte de los abusos sistemáticos de derechos humanos cometidos por Nicolás Maduro, especialmente tras su fraudulenta reelección en 2024[39]. Las industrias extractivas, incluido el petróleo, tienden a favorecer regímenes autocráticos que desvían los ingresos del petróleo para financiar políticas depredadoras, incluidas violaciones de derechos humanos[40]. La opacidad del modelo CPP, impuesto por la "Ley Anti-Bloqueo", agravó esos riesgos.

En resumen, el modelo CPP creó condiciones favorables para atraer la inversión privada necesaria para sostener un aumento gradual y modesto en la producción de petróleo. Sin embargo, ese modelo era claramente insuficiente para restaurar la producción al umbral de 3.000.000 de barriles diarios, cercano a la media de producción cuando Chávez fue elegido. Más importante aún, este modelo opaco no fomentó condiciones propicias para la democratización venezolana. En cambio, permitió políticas depredadoras, principalmente para apoyar al gobierno de Maduro tras el fraude en las elecciones presidenciales de 2024.

---

37 Las instituciones inclusivas consisten en normas que contienen los principios del Estado de Derecho, previenen abusos gubernamentales y salvaguardan los derechos económicos. Véase Acemoglu, Daron y Robinson, James, *Why nation fails,* Crown Business, 2012, pp. 70 y ss.

38 Sobre las condiciones generales para la recuperación de la industria petrolera, nos hemos pronunciado en *La privatización de facto de PDVSA y la destrucción del Petro-Estado venezolano. Del colapso de la industria petrolera a la licencia de Chevron, cit*., pp. 409 y ss.

39 Véase Hernández G., José Ignacio), "Oil Licenses and Repression: The Human Rights Impact of Sanctions Policy in Venezuela", Georgetown Journal of International Affairs, 14 de mayo de 2025, en: https://gjia.georgetown.edu/2025/05/14/oil-licenses-and-repression -the-human -rights-impact-of-sanctions-policy-in-venezuela/ (consultado el 30-1-26).

40 Wenar, Leif, *Blood oil. Tyrant, violence and the rules that run the world*, Oxford University Press, Oxford, 2016, pp. 67 y ss.

III. EL NUEVO MARCO REGULATORIO PETROLERO ADOPTADO POR EL GOBIERNO DE ESTADOS UNIDOS

Tras la captura y extracción de Nicolás Maduro por las fuerzas estadounidenses en las primeras horas del 3 de enero de 2026, el Departamento de Estado diseñó un plan en tres etapas para Venezuela: estabilización, recuperación y transición. El primer paso evita un colapso político tras el derrocamiento de Maduro. El segundo paso promueve políticas para reconstruir la capacidad del Estado, del Estado de Derecho y de la economía. Por último, la transición debería conducir a elecciones libres y justas[41].

Más allá de ese plan, la verdad es que el régimen autoritario de Maduro ha continuado bajo la vicepresidencia de Delcy Rodríguez. Ante ello, la Sala Constitucional –herramienta clave para las políticas autocráticas– ordenó a Rodríguez, el 3 de enero, que ejerciera las competencias de la Presidencia. Sin embargo, la vacante de Maduro no ha sido declarada formalmente. Como resultado, Rodríguez asume la presidencia sin tener que convocar nuevas elecciones presidenciales[42].

El 5 de enero, Rodríguez promulgó un nuevo "decreto de emergencia", supuestamente firmado por Maduro, que concentra más todavía las funciones en la Presidencia y facilita nuevas medidas autoritarias, especialmente para la represión política[43]. Todas las ramas del Gobierno, especialmente el poder judicial, siguen bajo el control de Rodríguez. Bajo la presión estadounidense, el gobierno de Rodríguez ha avanzado en una política de liberación de presos

---

[41] Hasta ahora, este plan no ha sido articulado formalmente, pero el Departamento de Estado lo ha explicado en varias ocasiones. Véase "Secretario de Estado Marco Rubio ante el Comité del Senado de Relaciones Exteriores sobre la Política de EE.UU. hacia Venezuela", Departamento de Estado, 28 de enero de 2026, en: https://www.state.gov/releases/2026/01/secretary-of-state-marco-rubio-before-the-senate-committee-on-foreign-relations-on-u-s-policy-towards-venezuela/ (consulta: 30-1-26).

[42] José Ignacio Hernández, *Constitutional Authoritarian Populism in Venezuela after Maduro*, Int. J. Const. L. Blog, Jan. 5, 2025, at: http://www.iconnectblog.com/constitutional-authoritarian-populism-in-venezuela-after-maduro/ (retrieved: 1-30-26).

[43] Gaceta Oficial n° 6.954 de 3 de enero de 2026.

políticos.[44] Sin embargo, las instituciones políticas responsables de promover violaciones sistemáticas de los derechos humanos siguen en pie[45].

1. *La política del Gobierno de Estados Unidos para la estabilización de la producción petrolera*

La fase de estabilización diseñada por el Departamento de Estado no pretende acelerar la democratización, sino prevenir una gran crisis política que podría empeorar las condiciones socioeconómicas de Venezuela y crear más obstáculos para las fases de recuperación y transición. Una condición clave para evitar este colapso es asegurar ingresos fiscales suficientes para que el gobierno de Rodríguez siga operando. Además, es crucial garantizar el suministro de dólares a la economía venezolana, necesarios para la importación de bienes y servicios esenciales. El Departamento de Estado consideró que, para alcanzar esos objetivos inmediatos, es necesario estabilizar la producción de petróleo, ya que los ingresos petroleros constituyen la principal fuente de ingresos fiscales. Para este fin, el Gobierno de Estados Unidos diseñó un plan petrolero para Venezuela[46].

En resumen, este plan se basa en tres pilares principales: *(i)* disminuir la influencia de Irán, China, Rusia y Cuba; *(ii)* apoyar un aumento gradual de la producción de petróleo; y *(iii)* proteger los ingresos petroleros del gobierno autocrático de Rodríguez.

Irán, China y Rusia han tenido un papel cada vez mayor en la industria petrolera venezolana. En particular, China mantiene intereses en la producción y exportación de petróleo para ayudar a saldar la deuda multimillonaria que Venezuela debe, como parte del acuerdo de cooperación firmado durante la presidencia de Chávez.

---

44 Según la ONG Foro Penal, a fecha del 28 de enero había 711 presos políticos en Venezuela. Al 1° de septiembre de 2026 se contabilizan 328 presos. Véase: https://foropenal.com/articulo/foro-penal-contabiliza-382-presos-politicos-en-venezuela-cuatro-nuevos-casos-elevaron-la-cifra

45 José Ignacio Hernández, 'Venezuela: Is a democratic transition possible?', *ConstitutionNet*, International IDEA, 22 January 2026, https://constitutionnet.org/news/voices/venezuela-is-a-democratic-transition-possible (retrieved: 1-30-26).

46 El esquema del plan puede verse aquí: "Hoja informativa: El presidente Trump está restaurando la prosperidad, la seguridad y la protección para Estados Unidos y Venezuela", Departamento de Energía, 7 de enero de 2025, en: https://www.energy.gov/articles/fact-sheet-president-trump-restoring-prosperity-safety-and-security-united-states-an (consultado el 30-1-26).

En consecuencia, antes del 3 de enero, aproximadamente el 80% del petróleo venezolano estaba destinado a China. Cuba, a su vez, se ha beneficiado de un suministro favorable de petróleo, también posible gracias a acuerdos de cooperación[47].

El plan petrolero pretende reducir esas influencias, favoreciendo a las empresas petroleras occidentales y aumentando las exportaciones a Estados Unidos. Para apoyar la estabilización del gobierno de Rodríguez, el plan petrolero propone un aumento de aproximadamente un 30% en la producción[48]. Ese objetivo requiere promover inversores privados, y en especial, las compañías petroleras occidentales, para llevar a cabo la producción y exportación de petróleo. Sin embargo, como se explicó en la primera sección, la LOH no permitía a los inversores privados realizar actividades aguas arriba. Una posible solución era confiar en los nuevos contratos petroleros analizados en la segunda sección, incluido el CPP. De hecho, Chevron sigue produciendo petróleo en Venezuela bajo el modelo CPP. Sin embargo, como ya se ha explicado, el modelo CPP no estableció estabilidad regulatoria ni transparencia para fomentar la inversión en capital. Por lo tanto, el plan del Gobierno de Estados Unidos requeriría una reforma regulatoria, como se explica en la sección siguiente.

Por lo anterior, como adelantamos en la introducción, la reforma de la LOH responde al plan del Gobierno de Estados Unidos, lo que explica no solo la premura con que fue dictada, sino, en especial, su limitado alcance. Esta no es la reforma que acompañará la reconstrucción de la industria petrolera. Es, tan solo, la reforma que corrige las restricciones regulatorias más vinculantes para acompañar las políticas orientadas a aumentar la producción petrolera en un 30%.

---

47 Hernández G., José Ignacio, *La privatización de facto de PDVSA y la destrucción del Petro-Estado venezolano. Del colapso de la industria petrolera a la licencia de Chevron,* cit., pp. 230 y ss.

48 "Wright dice a los ejecutivos petroleros que la producción de Venezuela puede aumentar un 30%, según fuentes", *Reuters*, 21 de enero de 2026, en: https://www.reuters.com/business/energy/wright-tells-oil-executives-that-venezuelas-output-can-rise-30-sources-say-2026-01-21/ (consultado el 30.1.26).

2. *El control de las exportaciones petroleras por el Gobierno de Estados Unidos: la Orden Ejecutiva 14.373 y las licencias generales. La incompatibilidad de esta regulación con las reglas fiscales del Derecho público venezolano*

El plan petrolero procura un equilibrio entre ofrecer un salvavidas financiero al régimen de Rodríguez y prevenir que las instituciones cleptocráticas que aún persisten desvíen los ingresos petroleros. Por ello, es necesario inmunizar los ingresos del petróleo, impidiendo que el Gobierno venezolano utilice libremente los petrodólares. Con ese fin, el presidente Trump emitió la Orden Ejecutiva 14.373, denominada "*Salvaguardando los ingresos petroleros venezolanos para el bien del pueblo estadounidense y venezolano*"[49].

La Orden Ejecutiva se asemeja a un "fondo petrolero", una propuesta que ha sido considerada para Venezuela.[50] Los ingresos petroleros de exportación, cubiertos por licencias o autorizaciones similares y pertenecientes al Gobierno de Venezuela, se depositarán en cuentas bancarias controladas por el Gobierno de Estados Unidos. Estos depósitos solo pueden utilizarse conforme a las directrices del Departamento de Estado. Por lo tanto, el Gobierno de Venezuela no puede captar ni disponer de esos ingresos.

Desde una perspectiva regulatoria, el fondo petrolero cubierto por la Orden Ejecutiva 14.373 funciona de la siguiente manera:

- Las compañías petroleras internacionales, como Chevron, producirán y exportarán petróleo a Estados Unidos, siguiendo modelos contractuales similares a los del CPP. Para ello, es necesario mejorar el marco regulatorio del CPP, lo que explica la reforma de la LOH. Las empresas privadas (intermediarios o *traders*) también pueden vender petróleo producido directamente por PDVSA. Las licencias de OFAC deben cubrir esas operaciones.

---

49 Véase https://www.federalregister.gov/documents/2026/01/15/2026-00831/safeguarding-venezuelan-oil-revenue-for-the-good-of-the-american-and-venezuelan-people (consultado el 30-1-26).

50 The Atlantic Council (2022), *Explorando marcos humanitarios para Venezuela,* en: https://www.atlanticcouncil.org/in-depth-research-reports/report/exploring-humanitarian-frameworks-for-venezuela/ (consultado: 1.30.26). Sobre el funcionamiento de ese fondo, de Transparencia Venezuela, véase: *Tras la Pista del Fondo,* agosto de 2026, tomado de: https://transparenciave.org/tras-la-pista-del-fondo/

- Los pagos por la compra de petróleo se realizarán en cuentas bancarias bajo el control del Gobierno de los Estados Unidos, denominadas *Foreign Government Deposit Funds* (FGDF). Las compañías petroleras internacionales retiran su aporte de la cuenta de pago. Por ejemplo, bajo el modelo CPP, hasta el 50% de los ingresos podrían destinarse al inversor privado para cubrir gastos y el pago de la deuda. El saldo restante pertenece al Gobierno venezolano como su parte del *government take.* Cuando las exportaciones consisten en petróleo producido por PDVSA, todos los ingresos son del Gobierno y, por lo tanto, permanecen en las cuentas.
- Esta porción del ingreso permanecerá en las cuentas bancarias y será administrada por Estados Unidos. Como aclara la Orden Ejecutiva, esos fondos son propiedad del Gobierno de Venezuela y, por tanto, están protegidos por la Ley de Inmunidades Soberanas Extranjeras. Según esta Ley, los acreedores tienen prohibido presentar reclamaciones contra Venezuela y PDVSA, a menos que cumplan los requisitos para las excepciones basadas en la renuncia a la inmunidad de jurisdicción.
- Las licencias generales dictadas, y que luego analizaremos, reafirman que todo pago por la venta de petróleo autorizado por esa licencia será depositado en las cuentas bajo control del Gobierno de Estados Unidos. Esto es importante, pues los ingresos por exportación del petróleo producido directamente por PDVSA no serán administrados por el Gobierno de Venezuela. Estos ingresos serán depositados en cuentas bajo el control del Gobierno de Estados Unidos.
- Esta regulación se aplica tanto a los pagos por exportación del petróleo producido directamente por PDVSA como al petróleo producido por contratistas privados, bajo el modelo CPP y, ahora, bajo los nuevos contratos reconocidos en la reforma de la LOH, incluyendo a los socios minoritarios de las empresas mixtas.
- La Orden Ejecutiva prohíbe cualquier embargo o medida similar contra esos fondos. Por lo tanto, los acreedores de la deuda externa venezolana no podrán embargar los ingresos petroleros del Gobierno venezolano.
- Como capa final de protección, esos ingresos son propiedad sujeta a sanciones económicas y, por tanto, están excluidos de medidas de embargo y otras similares, sin licencia de la OFAC.
- El Gobierno de Estados Unidos hará desembolsos del fondo petrolero para financiar actividades relacionadas con las políticas de Venezuela, incluyendo el suministro de diluyentes y la inversión en infraestructura

crítica, como la red eléctrica. Además, los ingresos del petróleo podrían destinarse a financiar la ayuda humanitaria, lo que restauraría la centralidad de los derechos humanos.

- Para garantizar que el petróleo venezolano no se desvíe a otros destinos, Estados Unidos se apoyará en el "bloqueo petrolero", es decir, la confiscación civil del petróleo transportado en violación de la normativa estadounidense[51].

La comentada Orden no autoriza la realización de operaciones prohibidas por la regulación de las sanciones ni, en concreto, autoriza la celebración de contratos con PDVSA, sus empresas mixtas y filiales, que siguen siendo sujetos de sanciones. La autorización para realizar esas operaciones se ha otorgado mediante licencias generales. A la fecha, se han dictado seis licencias generales, que pueden clasificarse en dos categorías: las que autorizan operaciones especiales y de alcance general.

En la primera categoría encontramos la autorización para las *operaciones aguas abajo* de levantamiento, exportación, reexportación, venta, reventa, suministro, almacenamiento, comercialización, compra, entrega o transporte de petróleo de origen venezolano, incluyendo el refinado de dicho petróleo o de productos petroquímicos de origen venezolano para su importación a Estados Unidos, por parte de una entidad estadounidense establecida (licencia general 46D, de 27 de agosto de 2026). Asimismo, se autorizó la *venta de diluyentes* de origen estadounidense, materia prima del crudo mejorado (licencia 47B , de la misma fecha). El *procedimiento de procura* a PDVSA, respecto de bienes y servicios provenientes de Estados Unidos o de sujetos estadounidenses, fue autorizado mediante la licencia 48C, dictada ese mismo día. Las *negociaciones con PDVSA* para celebrar contratos, incluidos los introducidos en la reforma, fueron autorizadas mediante la licencia 49A (dictada el 13 de marzo de 2026). Finalmente, se autorizó a British Petroleum, Chevron, Eni, Maurel & Prom, Repsol y Shell a realizar operaciones (licencia 50C, de la misma fecha).

Para impulsar la producción petrolera, se otorgó una licencia de alcance general: la 52B (27 de agosto de 2026), que autoriza toda operación prohibida con PDVSA. En tanto el alcance de esta licencia es general, esta cubre las operaciones especiales autorizadas mediante las licencias antes indicadas.

---

51 "Fuerzas estadounidenses incautan sexto petrolero vinculado a Venezuela", The New York Times, 15 de enero de 2026, en: https://www.nytimes.com/2026/01/15/us/politics/oil-tanker-seized-venezuela.html (consultado: 30-1-26).

Estas licencias autorizan operaciones prohibidas, en especial con PDVSA, incluida la celebración de nuevos contratos regulados por la Ley de reforma. Aun cuando esas licencias solo autorizan las operaciones prohibidas realizadas en Estados Unidos o por personas estadounidenses. Sin embargo, en la respuesta a la pregunta frecuente número 1.247 de 31 de marzo de 2026, la OFAC acotó que las operaciones fuera de Estados Unidos por personas que no sean de ese país, deben en todo caso seguir los lineamientos derivados de las licencias generales.

Ahora bien, las licencias generales reforzaron el control derivado de la Orden Ejecutiva. Así, todo pago a PDVSA y, en general, al Gobierno de Venezuela, relacionado con las actividades autorizadas, debe efectuarse en las cuentas administradas por el Departamento del Tesoro de acuerdo con la citada Orden, lo cual no aplica, en todo caso, a los pagos en moneda local por tributos y otras contribuciones no petroleras. En especial, el control sobre estos ingresos incluye los pagos debidos a la República por concepto de regalía e impuesto integrado, o sea, el *government take,* como luego ampliamos.

Además, las licencias garantizan que los pagos, incluidos los de exportaciones petroleras, se realicen en condiciones comerciales normales. Por ello, no se autorizan operaciones orientadas al pago de bonos de la deuda pública, la celebración de un acuerdo de transacciones con modalidad de pago en especie, términos de pago que no sean comercialmente razonables, que impliquen swaps de deuda o pagos en oro, o que estén denominados en moneda digital, moneda digital o tokens digitales emitidos por el Gobierno de Venezuela, así como cualquier transacción que involucre a una persona ubicada en u organizada bajo las leyes de la Federación Rusa, la República Islámica de Irán, la República Popular Democrática de Corea, la República de Cuba, o cualquier entidad que sea propiedad o controlada, directa o indirectamente, por o en una empresa conjunta con dichas personas. Tampoco se autorizan transacciones que involucren a entidades controladas, directa o indirectamente, por una persona organizada conforme a las Leyes de la República Popular China.

La Orden Ejecutiva 14.373 y las licencias analizadas contradicen las reglas fiscales esenciales del Derecho público venezolano. PDVSA debe vender al BCV, como principio general, todas las divisas provenientes de las exportaciones petroleras, que representan la práctica totalidad de las divisas generadas por las exportaciones. Esto le otorga a PDVSA los bolívares que requiere para cubrir sus gastos en Venezuela, mientras que el BCV utiliza los petrodólares para implementar la política cambiaria, de acuerdo con la autonomía reconocida en la Constitución. Pero este arreglo no puede aplicarse,

en el sentido de que PDVSA ya no captará divisas por exportaciones petroleras, ni podrá disponer de éstas para venderlas al BCV. Por el contrario, el Gobierno de Estados Unidos asignará al Gobierno de Venezuela las divisas derivadas de las exportaciones petroleras que considere necesarias para satisfacer la demanda de dólares de la economía venezolana y cubrir los gastos del Gobierno en moneda local. Eventualmente, estas transferencias pueden permitir pagar, en bolívares, las regalías e impuesto integrado a la República. Para estos fines, el Departamento de Tesoro ordenará la transferencia a cuentas del BCV, o de terceros actuando bajo instrucciones de éste, para la venta de estas divisas en el mercado cambiario venezolano.

IV. LA REFORMA DE LA LEY ORGÁNICA DE HIDROCARBUROS Y LOS NUEVOS CONTRATOS PETROLEROS

El 29 de enero de 2026, la Asamblea Nacional, elegida en 2025, aprobó la reforma de la LOH. El debate parlamentario duró solo una semana, lo que indica una consulta pública deficiente. La prisa parlamentaria por aprobar esta reforma podría explicarse por dos consideraciones políticas.

Las reformas introducidas en la LOH divergen oficialmente de las políticas petroleras de Chávez, lo que podría generar tensiones internas en el gobierno de Rodríguez. Además, se necesitaba un debate acelerado para reducir el coste político de adoptar una nueva legislación petrolera claramente influida por las políticas estadounidenses. La aprobación acelerada socavó la técnica legislativa, lo que derivó en un marco regulatorio oscuro[52].

En todo caso, más que una reforma de la LOH, el proyecto aprobado por la Asamblea Nacional es una nueva Ley petrolera que, por primera vez desde 1976, autoriza formalmente a los inversores privados a realizar actividades primarias, es decir, exploración y producción. Eventualmente, los inversores privados también pueden comercializar petróleo. Estas actividades pueden realizarse con base en los nuevos contratos petroleros regulados por la reforma. Aunque el modelo de CPP inspiró esos contratos, la reforma ordenó que los CPP

---

52 Las reformas derogaron los actos regulatorios promulgados por el gobierno de Chávez que implementaron las políticas de expropiación de 2006 (véase las disposiciones derogatorias nº 1, 2 y 4). Así, se derogaron la *Ley de Regularización de la Participación Privada en las Actividades Primarias Previstas en el Decreto N° 1.510 con Fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos,* la *Ley Orgánica que reserva al Estado Bienes y Servicios Conexos a las Actividades Primarias de Hidrocarburo* y el *Decreto N° 5.200, con Rango, Valor y Fuerza de Ley de Migración a Empresas Mixtas de los Convenios de Asociación de la Faja Petrolífera del Orinoco; así como los Convenios de Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas.*

ya firmados se convirtieran en los nuevos contratos petroleros, como veremos más adelante. Por ello, la reforma también marcó el fin del modelo del CPP y, con él, la influencia de la "Ley Anti-Bloqueo".

El alcance de la reforma puede clasificarse en dos áreas. Primero, la reforma introdujo nuevos contratos petroleros que las filiales y empresas mixtas de PDVSA pueden firmar. En segundo lugar, la reforma introdujo un nuevo marco del *government take*, materia que ha sido complementada reglamentariamente[53].

1. *Los nuevos contratos petroleros*

Los nuevos contratos petroleros se dividen en dos categorías: los firmados por las filiales de PDVSA (denominados genéricamente "contratos para el desarrollo de actividades primarias") y los suscritos por empresas mixtas y accionistas minoritarios (denominados "acuerdos operativos"). Aunque la distinción no es clara, parece que solo la primera categoría permite el ejercicio de los derechos petroleros. En la práctica, siguen denominándose CPP, aun cuando en ocasiones también se alude al CPPH, para destacar que se trata de contratos de hidrocarburos.

Así, según el artículo 23, las actividades primarias pueden ser llevadas a cabo por empresas estatales de propiedad exclusiva del Estado, es decir, las filiales de PDVSA como PPSA (numeral 1), empresas mixtas (numeral 2) e inversores privados, mediante un contrato suscrito por las empresas mencionadas en el numeral 1 (sección 3)[54]. Solo esas tres categorías pueden considerarse empresas operadoras. En la LOH de 2001, como se explicó, los operadores eran únicamente las filiales y las empresas mixtas. La reforma, por ende, autorizó a los inversores privados a actuar como empresa operadora, pero con importantes limitaciones.

Ese es el cambio principal introducido en la Ley de reforma, porque es la primera vez desde 1976 que se autoriza a inversores privados a realizar directamente actividades de exploración y producción. Sin embargo, el alcance de este derecho no está claramente definido.

---

53 La Ley de reforma de la LOH entrará en vigor en su publicación en Gaceta Oficial, salvo por las disposiciones relativas a regalías e impuestos integrados (artículos 51, 55, 56 y 57), que entrarán en vigor 60 días después. En los siguientes 30 días, el Ministerio del área de petróleo debe emitir reglamentos para la aplicación de la nueva legislación (disposición transitoria nº 4).

54 Como se explicó, la LOH no menciona explícitamente PDVSA, sino que se refiere a empresas estatales. Por lo tanto, los artículos 1 y 3 se aplican exclusivamente a las empresas cuyo único accionista es el Estado, como PDVSA y sus filiales PPSA. La norma obliga al inversor a constituir una sociedad mercantil en Venezuela.

Según el nuevo artículo 25, el Ejecutivo solo puede otorgar derechos petroleros a filiales y a empresas mixtas. Sin embargo, el último párrafo autoriza a las filiales a transferir, total o parcialmente, los derechos petroleros conferidos por el Ejecutivo, previa autorización del Ministerio del área de hidrocarburos. No está claro si los inversores privados actúan como titulares de los derechos petroleros o como contratistas que ejercen los derechos concedidos a las filiales.

La distinción entre inversores privados, como titulares de derechos petroleros, y los contratistas de las filiales de PDVSA resulta relevante para determinar la naturaleza del nuevo contrato petrolero. Si los inversores privados actúan como titulares, entonces el contrato es una concesión, que era el contrato petrolero tradicional en Venezuela, hasta la nacionalización de 1976. Si los inversores privados actúan como contratistas, el nuevo contrato será un acuerdo de prestación de servicios petroleros, similar al CPP.

A. *Nuevos contratos petroleros entre inversores privados y las filiales de exclusiva propiedad de PDVSA (los contratos para el desarrollo de actividades primarias).*

La reforma introdujo el marco regulatorio del nuevo contrato petrolero que las filiales de PDVSA pueden suscribir. En realidad, la reforma se refiere a los contratos firmados por empresas cuyo único accionista es el Estado, lo cual, en la práctica, equivale a las filiales de PDVSA, en concreto, PPSA. De esa manera, los inversores privados pueden llevar a cabo todas las actividades de exploración y producción, asumiendo los gastos y riesgos asociados. La selección de inversores privados no está sujeta a la Ley de Contrataciones Públicas, sin que la reforma establezca un procedimiento especial de contratación[55].

El Reglamento no estableció las condiciones generales de este contrato, lamentablemente. La única disposición relevante es el último párrafo del artículo 14, que somete la celebración de ese contrato al control autorizatorio ministerial, a fin de evaluar la capacidad financiera y técnica, así como la idoneidad y la capacidad para ejercer las actividades primarias.

---

[55] El artículo 40 aclara que la República mantendrá la propiedad de los yacimientos petrolíferos, lo cual es una acotación innecesaria ya que esta propiedad está reconocida en el artículo 12 de la Constitución. Asimismo, la norma indica que "*para la contratación de empresas privadas domiciliadas en Venezuela se deberá previamente evaluar su idoneidad y capacidad para el ejercicio de las actividades primarias*". Según el Artículo 42, el contrato puede incluir el arrendamiento de los activos propiedad de la filial en el área de operación y la región designada para exploración y producción, sujeto a autorización previa del Ministerio del área. Al expirar o terminar el contrato, los inversores privados están obligados a devolver los activos arrendados, junto con cualquier otro activo utilizado para cumplir el contrato, como las bases de datos (Artículo 43). Esta cláusula de reversión es común en la concesión.

La remuneración de los inversores se especificará en el contrato. Según el artículo 41, podría ser una parte de la producción de petróleo (similar a un contrato de producción compartida) o de los ingresos por la venta de petróleo (similar a un acuerdo de riesgo compartido). Por lo tanto, los inversores asegurarán el pago del *government take*, cubrirán los gastos y recibirán su compensación, como se explicará más adelante.

Según los términos de este nuevo contrato, podría tratarse de un acuerdo de servicios petroleros o, en última instancia, de una concesión. En ambos modelos, el inversor privado realiza la exploración y la producción, incluyendo la cobertura de gastos y la asunción de riesgos. Además, en ambos modelos, la remuneración de los inversores depende de la producción, una vez pagado el *government take*. La principal diferencia es que en un acuerdo de servicios petroleros, el contratista privado no es titular de los derechos petroleros, mientras que en una concesión sí lo es. Por tanto, en el primer caso, el inversor no adquiere el petróleo producido a boca de pozo, porque la propiedad pertenece al Gobierno. En el modelo de concesión, el inversor es propietario del petróleo producido[56].

Algunas disposiciones sugieren que el nuevo contrato petrolero no es una concesión. El artículo 44 establece que solo las filiales son contribuyentes de las regalías y del impuesto integrado (los principales componentes del *government take*, como se explica más adelante). Una posible interpretación es que la filial de PDVSA será titular de los derechos petroleros, lo que implica que solo podrá transferir su ejercicio a inversores privados. Como titulares, son formalmente los contribuyentes. Además, según el artículo 68, el contrato no cubre la comercialización, la cual está sujeta a una regulación separada. Por tanto, parece que el nuevo contrato petrolero es un contrato de servicios petroleros y no una concesión.

Esta diferencia es, además, útil para analizar las implicaciones de los artículos 302 y 303 de la Constitución. Como hemos explicado en otro lugar, estos artículos no reservan la actividad petrolera al Estado, ni crean un monopolio a favor de PDVSA. Por lo tanto, bajo la Constitución, no solo es

---

56 En el Derecho venezolano, la concesión del dominio público traslada derechos reales de uso, en este caso, sobre los yacimientos de hidrocarburos. El concesionario asume a título propio los derechos de exploración y producción, costos y riesgos, así como la propiedad del crudo producido, salvo la parte que corresponde por regalía. En contraposición, el contrato de servicio petrolero no otorga derechos reales. *Vid.*: Hernández G., José Ignacio, "Los nuevos contratos petroleros en el Derecho Venezolano", *cit.*

posible que el Legislador regule contratos de servicios petroleros, sino incluso la concesión del dominio público sobre los yacimientos de hidrocarburos[57].

Con lo cual, el contrato para el desarrollo de actividades petroleras suscrito con PPSA es, en esencia, el mismo contrato CPP, en el sentido de que el operador privado asume el ejercicio de las actividades primarias y, eventualmente, la comercialización, captando con ello todo el ingreso petrolero. Posteriormente, distribuye este ingreso a PPSA, de acuerdo con lo dispuesto en el contrato. En todo caso, PPSA debe recibir los montos correspondientes a la regalía y al impuesto integrado, ambos debidos a la República.

B. *Nuevos contratos petroleros entre inversores privados y empresas mixtas (acuerdo de operación)*

La Ley de reforma de la LOH también modificó el marco de las empresas mixtas, reduciendo el alcance del control parlamentario y excluyéndolas de la Ley de Contrataciones Públicas[58]. La nueva LOH no introdujo cambios significativos en las condiciones generales de las empresas mixtas, pero el artículo 35 aclaró que PDVSA tiene derecho de preferencia para adquirir las acciones si los accionistas minoritarios deciden vender[59].

La modificación más relevante al marco de las empresas mixtas se introduce en el artículo 36, que autoriza al Ejecutivo a permitir que la empresa mixta transfiera al accionista minoritario la gestión de la empresa, la comercialización del petróleo producido y la administración de las cuentas bancarias. Con ese fin, la empresa mixta y el accionista modificarán el contrato de sociedad o celebrarán un nuevo contrato, como un acuerdo de servicios[60].

---

57 Hernández G., José Ignacio, *Derecho Administrativo y regulación económica*, Editorial Jurídica Venezolana, Caracas, 2006, pp. 459 y ss.

58 Artículo 34. Según la LOH de 2001, la Asamblea Nacional tenía la autoridad para definir las condiciones generales y autorizar la creación de empresas conjuntas. Las reformas introducidas en 2026 establecieron únicamente el deber de notificar a la Asamblea Nacional la creación de la empresa mixta mediante decreto presidencial. Además, el artículo excluye a estas empresas de la Ley de Contrataciones Públicas, otorgándoles la autoridad para regular sus propios procedimientos de contratación.

59 La disposición transitoria segunda facultó al Ministerio del área para reorganizar las empresas conjuntas. Esto socava los derechos de PDVSA como accionista, y podría sugerir que PDVSA carece de verdadera autonomía respecto al Ejecutivo.

60 El coste de esos contratos debe considerarse "razonable", es decir, el gasto directo de producir un barril bajo el contrato debe igualar o ser menor que el petróleo producido por la filial, bajo condiciones comerciales similares.

Sin embargo, la Ley de reforma de la LOH no aclaró el contenido ni el alcance de este contrato, lo que significa que las condiciones contractuales se definirán caso por caso, bajo el control del Ministerio del área. A todo evento, las condiciones generales establecidas en el artículo 36 sugieren que el contrato entre la empresa conjunta y el accionista es similar a un contrato de servicios petroleros.

El artículo 2.3 del Reglamento define el "Acuerdo de Operación" como el contrato que regula la cooperación, los costos, los derechos, los riesgos y las obligaciones entre los socios de la empresa mixta y designa a un operador para la gestión diaria de las actividades de producción. Según el artículo 27 del Reglamento, el accionista minoritario que desee asumir la gestión técnica y operativa del proyecto debe solicitar la autorización previa del ministerio, acompañando dicha solicitud el "acuerdo de operación" suscrito con el accionista mayoritario. Así, el socio minoritario asume la realización del objeto social de la empresa mixta, que incluye la exploración, la producción y, eventualmente, la comercialización. Por ende, asume también el riesgo de la operación y los costos asociados. Con el ingreso derivado de la venta de petróleo, el socio minoritario, como operador, compensará los gastos, incluida su remuneración, descontando, en todo caso, el pago del *government take*. La diferencia, si la hubiera, podrá ser distribuida a los accionistas, mediante el pago de dividendos.

Una solución más eficiente, como de hecho propusimos durante el breve debate, hubiese sido regular un solo contrato, con condiciones generales uniformes, independientemente de quién sea el ente público contratante. En cualquier caso, el marco jurídico de los contratos que pueden suscribir las filiales se aplica, por analogía, al contrato que puede celebrar la empresa mixta.

La ausencia de condiciones generales y uniformes El Reglamento no desarrolla el contenido del contrato celebrado entre la inversión privada y las filiales de propiedad exclusiva de la República, previsto en el artículo 23 de la Ley, y apenas esboza el contrato celebrado entre el socio minoritario y la empresa mixta, denominado "Acuerdo de operación". Peor aún, el artículo 3 subordina los instrumentos contractuales al Reglamento y a las normas técnicas, por lo cual las protecciones que la inversión privada pacte quedan expuestas a las potestades de ordenación y limitación del ministerio. Esto quiere decir que la calidad del contrato de participación productiva puede verse reducida por la carga regulatoria derivada de los poderes de planificación centralizada del ministerio.

C. *Regulación común para los nuevos contratos petroleros*

Aunque los contratos petroleros firmados por las filiales y las empresas mixtas están sujetos a normativas diferentes, estimamos que el régimen contractual previsto en la Ley debe aplicarse tanto a los contratos firmados por PPSA como a los suscritos con las empresas mixtas, incluso, de manera analógica. Con ello en mente, analizaremos la regulación común a los nuevos contratos.

a. *La cláusula de estabilidad económica. Los contratos petroleros son contratos públicos y no "contratos administrativos"*

Según el artículo 26, los contratos petroleros firmados por filiales y empresas mixtas garantizarán la estabilidad de las condiciones económicas bajo las que se firmaron, evitando cualquier reforma regulatoria que pueda alterarlas, especialmente si aumenta la carga fiscal. La implementación de esta cláusula de estabilización planteará numerosos desafíos prácticos, dada la dinámica de la regulación del petróleo.

Es importante advertir que esta cláusula de estabilidad económica no corresponde a la figura conocida en el Derecho administrativo como el "equilibrio económico-financiero del contrato administrativo", sino a una previsión común de protección de inversiones privadas, que garantiza la confianza legítima mediante la estabilidad del marco económico y fiscal, en especial en proyectos intensivos en capital a largo plazo. Sería muy contraproducente interpretar este artículo como un indicio de que los nuevos contratos petroleros son "contratos administrativos", pues ello elevaría la inseguridad jurídica. Al respecto, reiteramos que, en nuestra opinión, la figura de los "contratos administrativos" ya no tiene vigencia en Venezuela y que, por lo tanto, los nuevos contratos son contratos públicos, en los que PDVSA no puede ejercer potestades exorbitantes, sino únicamente los derechos contractuales definidos en el contrato[61].

---

[61] Hernández G., José Ignacio, *La privatización de facto de PDVSA y la destrucción del Petro-Estado venezolano. Del colapso de la industria petrolera a la licencia de Chevron,* cit., pp. 438 y ss. En la práctica del Derecho administrativo venezolano, como sucedía con los CPP, los nuevos contratos petróleos podrían ser considerados como administrativos, pero ello violaría el espíritu de la Ley, cual es mejorar la seguridad jurídica de la inversión privada. Este aspecto requiere, en todo caso, un tratamiento que excede de los límites de este estudio.

Tanto el Reglamento como la Resolución n° 024/2026 han desarrollado el mecanismo para implementar la garantía del equilibrio económico-financiero definida en el artículo 26 de la Ley de reforma. Según el artículo 46 del Reglamento, en concordancia con su artículo 5, la empresa operadora puede solicitar al ministerio del ramo la reducción de las alícuotas, con los soportes correspondientes. El artículo 32 de la Resolución n° 024/2026 limita las solicitudes que, en este sentido, pueden presentarse: solo podrán formularse cada cinco (5) años contados a partir del último ajuste, y no más de tres (3) veces durante el ciclo de vida del proyecto, incluidas sus prórrogas.

Estas limitaciones reducen la garantía del equilibrio económico, en el sentido de que, aun adoptándose políticas que incrementen la carga fiscal, la empresa operadora (incluido el contratista privado de filiales) podrá verse impedida de solicitar el ajuste del equilibrio fiscal.

Por su parte, los artículos 33 y 34 fijan los parámetros conforme a los cuales el ministerio evalúa la solicitud, incluyendo la naturaleza del proyecto, la inversión de capital, la economicidad del proyecto y la necesidad de asegurar la competitividad internacional. Estos criterios reducen la discrecionalidad ministerial y elevan la garantía del equilibrio financiero. Sin embargo, no se introduce ningún mecanismo de simplificación de trámites, por lo cual cualquier medida para restablecer el equilibrio requerirá la decisión expresa del ministerio.

Cabe destacar que el citado artículo 33, al enumerar los elementos de inversión en capital que pueden considerarse, incluye los riesgos asociados a la ejecución y a la recuperación de la inversión previamente establecida. Sin embargo, el artículo dispone que ese criterio "no podrá incorporarse como elemento de calificación en los casos en que existan condiciones de arbitraje internacional para la resolución de controversias". Esta previsión desincentiva la inclusión de cláusulas de arbitraje internacional, como ampliaremos más adelante.

En resumen, de esta regulación se derivan dos barreras a la inversión privada. Por un lado, encontramos la debilidad de la garantía del equilibrio económico-financiero. Si bien los artículos 33 y 34 de la Resolución n° 024/2026 acotan la discrecionalidad ministerial mediante parámetros tasados, el artículo 32 limita las solicitudes de revisión a una por cada cinco años y a un máximo de tres durante el ciclo de vida del proyecto. Tampoco se prevén un plazo de decisión ni un mecanismo de simplificación ante la inactividad del ministerio. La garantía de equilibrio financiero del artículo 26 de la Ley de reforma queda, así, sensiblemente reducida. Además, otra barrera es la penalización implícita del arbitraje internacional. El artículo 33 de la Resolución n° 024/2026 excluye, como elemento de calificación de la solicitud de

reequilibrio, los riesgos asociados a la ejecución y recuperación de la inversión cuando el contrato prevea condiciones de arbitraje internacional. La norma desincentiva precisamente el mecanismo de solución de controversias que exigen las licencias generales de la OFAC.

b. *Vigencia*

No existe previsión expresa sobre la duración de los nuevos contratos petroleros. En todo caso, según el artículo 35.1 de la Ley de reforma, las empresas mixtas solo pueden constituirse por un plazo de veinticinco años, prorrogable por quince años más.

En el caso del contrato firmado entre el socio minoritario y la empresa mixta, este lapso constituye su límite temporal. Entendemos que ese mismo límite aplica, por analogía, respecto del contrato firmado con las empresas de propiedad exclusiva del Estado, como es el caso de PPSA.

c. *La confusa regulación de la comercialización*

La comercialización de "hidrocarburos naturales" y de ciertos productos derivados solo puede realizarse por las filiales, según lo dispuesto en el artículo 28. Eso significa que ni las empresas mixtas ni los inversores privados pueden comercializar dichos productos[62]. Sin embargo, el Ministerio del área tiene la discreción para autorizar a empresas mixtas e inversores privados a comercializar hidrocarburos naturales y ciertos derivados, según el artículo 68[63]. En todo caso, la Ley de reforma acota, innecesariamente, que transferir los derechos de comercialización no equivale a transferir derechos de propiedad sobre los yacimientos de petróleo.

El derecho a comercializar está regulado por la normativa que dicte el Ministerio del área, de acuerdo con el artículo 69. Estas regulaciones exigen el cumplimiento de las políticas de comercialización, asegurando que los precios

---

62 Esta es la misma regulación del artículo 57 de la LOH de 2001, reformulado en 2006. La reforma estableció explícitamente que el derecho exclusivo a la comercialización solo se aplica a los "hidrocarburos naturales" (además de los productos derivados que mediante decreto sean reservados) Hemos concluido que este término no cubre el petróleo pesado mejorado ("crudo mejorado"), lo que implica que las empresas mixtas pueden vender el crudo mejorado. Véase Hernández G., José Ignacio, *La privatización de facto de PDVSA y la destrucción del Petro-Estado venezolano. Del colapso de la industria petrolera a la licencia de Chevron,* cit., pp. 353 y ss.

63 Aunque el artículo 36, como se explicó, autoriza al Ministerio a permitir que el accionista minoritario comercialice, esta comercialización también está sujeta al artículo 68. Por tanto, el Ministerio del área también puede autorizar al accionista minoritario a comercializar el petróleo pesado mejorado, como ocurre actualmente bajo el modelo CPP.

sean comparables a los de las operaciones realizadas por PDVSA y que se cumplan las normativas fiscales y medioambientales. Además, deberá satisfacerse la demanda interna.

A estos fines, el Reglamento diferencia entre la comercialización interna y la externa, es decir, las exportaciones. La primera se destina a abastecer el mercado interno y requiere del correspondiente permiso ministerial (artículo 68), para lo cual se dará prioridad al suministro nacional (artículo 69). La norma establece que "*el Ministerio con competencia en materia de hidrocarburos, en situaciones que lo ameriten, podrá establecer medidas de contingencia que dispongan la priorización del suministro hacia sectores estratégicos*". Esta potestad indeterminada otorga pleno control sobre toda la producción, incluso más allá de lo que establezca el contrato correspondiente, en la medida en que ello sea necesario para mantener el suministro interno[64].

Además del control sobre la comercialización, el Reglamento somete a control la actividad de almacenamiento (artículo 70), transporte (artículo 71), distribución (artículo 72) y expendio (artículo 73). El control ministerial integral sobre el comercio interno se extiende al precio de venta de los productos derivados de hidrocarburos que se comercialicen dentro del territorio nacional, para su uso como materia prima por las empresas industrializadoras o como combustible (artículo 74), así como al precio (o tarifa) del servicio de transporte (artículo 75) y a los márgenes de comercialización (artículo 76).

En cuanto a la comercialización externa, el artículo 80 exige la autorización ministerial y, en todo caso, establece que la exportación solo puede realizarse por las empresas operadoras. Para la inversión privada, esto implica dos limitaciones. La primera es que, en principio, el socio minoritario de la empresa mixta, mediante el llamado "acuerdo de operación", no podría exportar, pues no es la empresa operadora[65]. La segunda es que, en todo caso, el derecho a exportar no deriva del contrato de participación productiva sino de la autorización ministerial. A estos efectos, el control ministerial, según el artículo 81, se extiende al Plan de Comercialización, acotándose que el ministerio "*en casos excepcionales, podrá intervenir estos planes de comercialización, por razones de interés nacional, sin perjuicio de las compensaciones verificables que hubiere que realizar a las Empresas Operadoras*".

---

64 Para estos efectos, el ministerio debe definir el "Balance Nacional de Hidrocarburos", según el artículo 77.

65 El socio minoritario puede exportar o comercializar petróleo de acuerdo con el artículo 36.1 de la Ley de reforma, pero ese derecho no está claramente definido en el Reglamento.

Esta potestad abierta ratifica el control centralizado del ministerio del ramo sobre la actividad de comercialización[66].

Además, de acuerdo con el artículo 85, el ministerio tiene la potestad de definir la "*metodología para la determinación y cálculo de los precios de venta de exportación de los hidrocarburos naturales o mejorados, así como sus derivados, por parte de la empresa de exclusiva propiedad de la República o su filial autorizada para tal fin*". Esta norma refuerza el control ministerial sobre la comercialización exterior o exportación de petróleo, incrementando los controles definidos en la Ley de reforma, incluido su artículo 69. Como resultado, la comercialización no es una actividad de libre desenvolvimiento ni depende de los términos del contrato.

En resumen, el Reglamento reduce aún más la calidad del derecho de inversión privada para exportar el petróleo producido. Más allá de lo que pueda disponer el contrato, esa comercialización se subordina a la regulación del ministerio, de amplio contenido discrecional. Además, el Reglamento genera dudas sobre el derecho del socio minoritario a exportar petróleo en el marco del llamado acuerdo de operación.

Este marco jurídico confuso es una de las mayores debilidades regulatorias de la nueva Ley, ya que no autoriza con claridad a los inversores privados a comercializar el petróleo producido en virtud de los nuevos contratos petroleros. Además, como se explicó, esta restricción respalda la interpretación de que el contrato petrolero suscrito por las filiales no constituye una concesión, sino un acuerdo de prestación de servicios petroleros.

d. *Las amplias e indeterminadas potestades minerales establecidas en el Reglamento*

El artículo 1 del Reglamento define su objeto como el establecimiento de las normas técnicas, operativas, fiscales y de control necesarias para la aplicación de la Ley Orgánica de Hidrocarburos a lo largo de toda la cadena de valor. Este ámbito es excesivamente amplio. El reglamento ejecutivo no debe contener normas técnicas, que deberían ser dictadas por el ministerio mediante procedimientos abiertos y transparentes. En este punto queda en evidencia una de las principales deficiencias de la Ley de reforma: la ausencia de un ente técnico regulador, lo que se traduce en la concentración de las potestades regulatorias en el ministerio del ramo.

---

66 El artículo 82 somete a control la exportación de productos derivados, mientras que el artículo 84 define amplias potestades de inspección de calidad a favor del ministerio.

El artículo 4 del Reglamento intenta matizar el riesgo de una sobrecarga regulatoria, al disponer que las potestades de ordenación y control serán ejercidas "*atendiendo a criterios de motivación, proporcionalidad y razonabilidad en relación con los impactos técnicos, económicos y contractuales*". Sin embargo, la ausencia de un regulador técnico y de una legislación sobre mejora regulatoria impide el cumplimiento efectivo de esta garantía orientada a favorecer la calidad regulatoria.

Esta sobrecarga regulatoria se manifiesta, en *primer lugar*, en el Plan de Negocios como fuente material de los derechos contractuales y el control centralizado del ministerio. La pieza central del modelo regulatorio es el Plan de Negocios. El artículo 2.35 del Reglamento lo define como el documento técnico-financiero presentado por las empresas operadoras y aprobado por el ministerio, que contempla la planificación de la explotación y el desarrollo de las reservas probadas. El artículo 26 exige la aprobación de la Memoria Descriptiva del Plan de Negocios, que constituirá el compromiso de inversión de la operadora y mediante la cual se medirá el cumplimiento del ejercicio de las actividades primarias[67].

El artículo 26 fija un plazo de noventa días continuos para que el ministerio decida si aprueba, rechaza o propone la modificación del Plan de Negocios. La existencia del plazo representa un avance frente a las autorizaciones sin término. Pero no se establece consecuencia alguna por el vencimiento del plazo sin decisión, ni se prevé el silencio administrativo con efectos positivos. Tampoco se definen los criterios conforme a los cuales el ministerio aprobará o rechazará el Plan, ni el estándar de motivación exigible para la propuesta de modificación.

Es importante recordar que el concepto de empresa operadora, de acuerdo con el artículo 2.18 del Reglamento y el artículo 23 de la Ley, abarca las filiales y las empresas mixtas de PDVSA, así como al inversor privado que realiza actividades petroleras mediante contratos con dichas filiales. No se considera operador al socio minoritario de la empresa mixta que asume la realización de dichas actividades mediante contrato, tal como lo permite el artículo 36 de la Ley, como ampliamos en la siguiente sección. En todo caso, el control ministerial sobre el Plan de Negocios incide en el núcleo financiero de la inversión privada, tanto como empresa operadora (como contratista de la filial) como contratista de la empresa operadora (en el caso de la empresa mixta). Como resultado, son las potestades de ordenación y limitación del ministerio del ramo, y no el contrato, las que definen ese núcleo financiero. Esta conclusión se

---

67 El artículo 15 desarrolla estos controles ministeriales sobre el Plan de Negocios, el Programa Mínimo Exploratorio y el Plan de Delineación y Captura de Información.

refuerza por la concentración de controles administrativos en el ministerio sobre todas las operaciones, como luego ampliamos[68].

En *segundo lugar*, encontramos los controles sobre las actividades primarias. El artículo 10 establece la autorización ministerial para la tramitación de actos jurídicos ante registros y notarías relativos a la constitución de figuras jurídicas, la cesión de derechos y la participación accionaria, los gravámenes o la modificación de los términos estatutarios. Esta norma sí fija plazos –veinte días para resolver, cinco días para informar la omisión de requisitos– y aclara que los actos jurídicos distintos no requieren autorización. Es cuestionable, en todo caso, la indeterminación del control ministerial sobre los actos corporativos, que deben quedar regidos por la libertad de empresa.

Además, la realización de actividades primarias, según el artículo 12, se somete a control previo ministerial, al igual que las actividades de exploración (artículo 15), el Programa Mínimo Exploratorio y el Plan de Delineación y Captura de Información (artículos 16 y 17), y las garantías que deben presentarse (artículo 18). El sometimiento de reservas por descubrimiento también se somete a control ministerial (artículos 19, 20 y 23). Las actividades de extracción solo pueden realizarse de conformidad con las autorizaciones ministeriales, incluyendo el Plan de Delineación (artículo 25), el comentado Plan de Negocios (artículo 26), el contrato con el accionista minoritario de la empresa mixta (artículo 27), el Plan de Trabajo (artículos 28 a 30), así como los Proyectos de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos y de recuperación secundaria (artículos 31 y 32).

En la práctica, es el ministerio del ramo quien delimita los derechos de la inversión privada, tanto en su condición de empresa operadora con contratos celebrados con filiales, como en su rol de accionista minoritario a cargo de la operación. Ninguno de estos controles fue flexibilizado mediante técnicas de simplificación de trámites, incluida la figura del silencio administrativo de efectos positivos, lo cual no contribuye a la calidad regulatoria. El resultado es un marco regulatorio centralizado contrario a las garantías jurídicas de la libertad de empresa.

---

68 Por ejemplo, el control ministerial es concentrado por otras normas del Reglamento, que establecen el principio general de autorización previa para realización de actos corporativos (artículo 10), realización de actividades primarias por las empresas operadoras (artículo 12), actividades exploratorias (artículo 15), incluyendo el Programa Mínimo Exploratorio (artículo 16), y el Plan de Delineación y Captura de Información de Datos Geofísicos y Geológicos (artículo 17).

En *tercer lugar*, el Reglamento desarrolla los controles en las actividades aguas abajo, que están sometidas a un amplio control ministerial. El artículo 50 establece el Plan Nacional de Infraestructura de Refinación, enmarcado en el Plan de Desarrollo Económico de la Nación, el cual es definido por el ministerio del ramo. El artículo 51 exige la licencia para el ejercicio de las actividades de refinación, y el artículo 54 añade un registro obligatorio. El mismo esquema se reproduce en la industrialización: el artículo 60 exige el permiso, mientras que el artículo 61 exige el registro correspondiente[69]. Como vimos, las potestades ministeriales se extienden a la comercialización, hasta el punto de que el derecho a comercializar depende de ellas.

En *cuarto lugar*, el Reglamento desarrolla las potestades de inspección y fiscalización. El artículo 7 obliga a garantizar al ministerio "*el acceso irrestricto y permanente*" a las instalaciones administrativas y operativas, así como a la información derivada, relacionada y vinculada al ejercicio de las actividades. El artículo 93 establece que la potestad de inspeccionar y fiscalizar "*es permanente e integral*" y abarca los aspectos técnicos, operativos, económicos, financieros y ambientales. Los artículos 94 a 96 facultan a las Unidades Administrativas Regionales para realizar visitas técnicas, requerir información, examinar registros y datos operacionales y auditar el volumen de hidrocarburos extraídos[70].

En general, el ministerio tiene amplias potestades de regulación en materia de los sistemas de medición fiscal (artículo 98), lo cual se extiende a la emisión del acta de producción fiscalizada (artículo 99). La inspección a cargo de las Unidades se extiende, además, a los lineamientos de los protocolos de seguridad (artículo 102).

Estas amplias potestades de inspección ratifican la concentración de funciones de regulación en el ministerio, el cual se erige como la principal autoridad de control, incluso, desplazando el rol de las filiales y empresas mixtas como entes contratantes de los nuevos contratos introducidos en la Ley de reforma.

---

69 El artículo 60 exige, además, que con carácter previo al permiso el interesado obtenga "*la verificación de la disponibilidad de la corriente de refinación a industrializar*". Esta previsión subordina el acceso al mercado de la industrialización a una decisión ministerial de contenido impreciso.

70 El artículo 95 introduce los criterios de riesgo, materialidad, historial de cumplimiento, criticidad operativa y eficiencia como parámetros de la inspección. Estos criterios acotan la discrecionalidad en la inspección.

Especial mención merece, *en quinto lugar*, el régimen sancionador y la revocatoria de derechos.

Así, la potestad de regulación del ministerio del ramo se extiende a la potestad sancionadora mediante multas y órdenes de suspensión de actividades (artículo 108)[71]. A estos efectos, el artículo 110 dispone que las infracciones se clasificarán en leves, graves y gravísimas, atendiendo a la entidad del daño causado al interés general, al perjuicio económico a la República y a la reincidencia. Estas infracciones se describen en los artículos 111, 112 y 113, pero los dos últimos establecen que "*las infracciones aquí señaladas son meramente enunciativas y no taxativas*". Esta previsión pretende facultar al ministerio para imponer sanciones por infracciones no tipificadas previamente, lo cual contradice el principio de legalidad de las penas y sanciones previsto en el artículo 49.6 de la Constitución, en desmedro de la seguridad jurídica.

Además, el artículo 118 regula la revocatoria de los derechos de ejercicio de las actividades primarias por parte de las empresas mixtas. Cinco de sus seis causales están razonablemente delimitadas: incumplimiento del Plan de Negocios aprobado, incumplimiento en el pago de obligaciones fiscales o de ventajas especiales, cesación de la producción por doce meses acumulados en tres años, sin causa de fuerza mayor ni autorización, cambio en la composición accionaria de la empresa mixta sin autorización previa, y pérdida demostrable de la idoneidad y capacidad. La sexta causal –"*cualquier otro incumplimiento demostrado en las obligaciones sustanciales de las Empresas Operadoras*"– vacía de contenido a las cinco anteriores. En la práctica, este supuesto otorga un margen de discrecionalidad indebido al ministerio para revocar los derechos petroleros otorgados a la empresa mixta, lo que conllevaría la revocación del contrato o del acuerdo de operación con inversión privada[72].

El artículo 120 añade una causal general de revocatoria de permisos por infracción de "las disposiciones establecidas en la Ley Orgánica de Hidrocarburos, en las leyes aplicables a la materia y en otras disposiciones establecidas en dichos permisos" (numeral 5). Esta norma parece regir sobre

---

71 Las multas previstas en la Ley Orgánica de Hidrocarburos "*oscilan entre cincuenta (50) y cincuenta mil (50.000) veces el tipo de cambio oficial de la moneda de mayor valor publicada por el Banco Central de Venezuela*".

72 El citado artículo 118 dispone que el ministerio con competencia en materia de Hidrocarburos "podrá revocar el derecho del ejercicio de las Actividades Primarias de las Empresas Operadoras a las que se refiere el numeral 2 del artículo 23 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos". Ese numeral rige a las empresas mixtas. Luego, el citado artículo no se aplica a la revocatoria de los derechos de las filiales ni a la revocatoria del contrato celebrado entre éstas e inversores privados.

todo permiso o autorización, esto es, la resolución ministerial que autoriza o permite la realización de actividades de hidrocarburos, incluyendo, por ende, las actividades primarias y la contratación de inversores privados, en contratos suscritos con filiales o con empresas mixtas. Como resultado, esta norma eleva la incertidumbre respecto de los derechos que la inversión privada puede ejercer.

En resumen, la potestad sancionadora del ministerio del ramo reduce aún más la certidumbre jurídica de la inversión privada, hasta el punto de poner en riesgo la estabilidad de sus derechos contractuales para realizar actividades petroleras en el marco de los contratos de participación productiva celebrados con filiales o, de ser el caso, con empresas mixtas.

De este régimen amplio e indeterminado de potestades ministeriales de ordenación y limitación derivan varias barreras a la inversión privada que contradicen el espíritu, el propósito y la razón de la Ley de reforma.

La primera barrera es la *concentración de todas las potestades regulatorias en el ministerio del ramo*, hasta el punto de que este diseñe un sistema de planificación centralizado. En la práctica, el ministerio controla todos los actos de la cadena de valor, desde la exploración hasta la exportación, mediante facultades discrecionales. Además, no hay ninguna herramienta de mejora regulatoria que mida el impacto de estas regulaciones. En la práctica, la conducción de las actividades petroleras no depende de lo que establezca el contrato de participación productiva correspondiente, sino de la potestad regulatoria del ministerio. La ausencia de una agencia regulatoria técnica en la Ley de reforma agrava los riesgos de esta sobrerregulación.

La segunda barrera consiste en la *subordinación de los derechos contractuales al Plan de Negocios*. Conforme a los artículos 2.35 y 26 del Reglamento, es este documento –y no el contrato– el que define el núcleo financiero de la inversión privada. El ministerio retiene potestades indeterminadas que le permiten intervenir en ese plan de negocios, en detrimento de la estabilidad de los derechos contractuales.

La tercera barrera es el *control autorizatorio generalizado sobre las actividades primarias*, que abarca los actos corporativos (artículo 10), el ejercicio mismo de la actividad (artículo 12), la exploración (artículos 15 a 18), el sometimiento de reservas (artículos 19, 20 y 23), la delineación de yacimientos (artículo 25), el Plan de Negocios (artículo 26), el acuerdo con el socio minoritario (artículo 27), el Plan de Trabajo (artículos 28 a 30) y los proyectos de recuperación mejorada y secundaria (artículos 31 y 32). Ninguno de estos controles fue flexibilizado mediante técnicas de simplificación de trámites, incluido el silencio administrativo de efectos positivos.

El *control centralizado de la comercialización* es la cuarta barrera. Esta barrera es de particular gravedad, dado que la remuneración del inversor privado depende de la distribución de la producción, preservar el derecho de la inversión privada a comercializar es esencial. Empero, en el Reglamento, la comercialización externa exige autorización ministerial y solo puede ejercerla la empresa operadora (artículo 80), lo que suscita dudas indebidas sobre el derecho del socio minoritario a exportar. El Plan de Comercialización puede ser intervenido por razones de interés nacional (artículo 81) y el ministerio fija la metodología de los precios de exportación (artículo 85). El derecho a comercializar no deriva, así, del contrato, sino de la autorización administrativa discrecional. Esto puede restringir la capacidad del inversor privado para financiar sus operaciones, por ejemplo, mediante un contrato "offtake", en la medida en que ponga en duda su derecho a comercializar.

La quinta barrera consiste en las *potestades de inspección y fiscalización indebidamente amplias*. El artículo 7 impone al ministerio el deber de garantizar el acceso irrestricto y permanente a las instalaciones y a la información, y el artículo 93 califica la potestad de inspección como permanente e integral. Los artículos 94 a 96, 98, 99 y 102 amplían esas facultades en términos que elevan el riesgo de medidas administrativas arbitrarias.

Finalmente, la sexta barrera es la *vulneración del principio de legalidad de las penas y sanciones*. Los artículos 112 y 113 califican expresamente sus supuestos como enunciativos y no taxativos, lo cual contraviene el artículo 49.6 de la Constitución. A ello se añade la causal residual del artículo 118, que permite revocar los derechos para el ejercicio de actividades primarias ante cualquier incumplimiento sustancial de las obligaciones, y la cláusula abierta del artículo 120.5, que extiende la revocatoria a todo permiso o autorización. Este esquema afecta la certeza de los derechos contractuales de la inversión privada, derivados del nuevo contrato de participación productiva.

e. *La regulación confusa sobre el Derecho aplicable, la resolución de controversias y los cambios en las licencias generales*

El artículo 8 de la Ley de reforma establece mecanismos de solución de controversias Estado-inversor, según los cuales cualquier disputa entre las filiales y empresas conjuntas de PDVSA, por un lado, y los inversores privados, por otro, será resuelta por los tribunales venezolanos, más allá de la posibilidad de acudir a mecanismos alternativos de resolución de disputas, incluido el arbitraje. Las cláusulas de arbitraje, si se incluyen, serán autorizadas por el

Ministerio del área y no estarán sujetas al control administrativo que normalmente se aplica a dichas cláusulas en los contratos públicos[73].

Esta norma rige los contratos para la realización de las actividades reguladas en la Ley, es decir, las actividades aguas arriba y aguas abajo. Por el contrario, no aplica a los contratos de obras, bienes y servicios suscritos con las empresas operadoras.

No está claro si el artículo 8 autoriza cláusulas de elección del Derecho extranjero o cláusulas de arbitraje comercial internacional, por ejemplo, conforme a las normas de la Cámara de Comercio Internacional. Bajo la "Cláusula Calvo" del artículo 151 de la Constitución, los gobiernos de Chávez y Maduro, con el respaldo de la Sala Constitucional del Tribunal Supremo, adoptaron una postura restrictiva respecto del arbitraje internacional en la industria petrolera. Sin embargo, el artículo 151 de la Constitución no prohíbe, en general, pactar la aplicación del Derecho extranjero en contratos públicos, ni se opone a la inclusión de cláusulas arbitrales. Además, este artículo no entra en conflicto con los TBIs ni con ningún otro tratado similar que proteja a los inversores extranjeros mediante estándares[74].

Sin embargo, el artículo 8 parece restringir la posibilidad de pactar la resolución se disputas por tribunales extranjeros, ya que solo permite dos mecanismos de solución de controversias: a través de los tribunales venezolanos o mediante mecanismos alternativos, como el arbitraje. La resolución de controversias por tribunales extranjeros no está expresamente autorizada por la norma. Pero, incluso admitiendo esta restricción, lo cierto es que la referencia al arbitraje, al no efectuar ninguna distinción, debe incluir el arbitraje internacional, tanto el contractual como el basado en tratados[75].

El artículo 107 del Reglamento dispone que las "*dudas y controversias de cualquier naturaleza que surjan o puedan surgir en el marco de la ejecución de*

---

73 Estos controles están establecidos en la Ley Orgánica de la Procuraduría General de la República y la Ley de Arbitraje Comercial. Véase Hernández G., José Ignacio, *Derecho administrativo y arbitraje internacional de inversione*s, CIDEP-Editorial Jurídica Venezolana, Caracas, 2016, pp. 170 y ss.

74 Hernández G., José Ignacio, *Derecho administrativo y arbitraje internacional de inversione*s, cit. Hay otros muchos aspectos que deben ser considerados, pero ellos exceden de los límites de este trabajo.

75 Pues donde no distingue el Legislador, no debe distinguir el intérprete. La referencia al arbitraje en el artículo 8, debe incluir el arbitraje internacional comercial, y no solo el arbitraje doméstico. Además, este artículo solo rige a disputas contractuales, dejando a salvo disputas basadas en TBIs. Muchos otros aspectos deben ser tratados en otra oportunidad.

los contratos que se suscriban para la realización de las actividades reguladas por Ley Orgánica de Hidrocarburos, que no puedan ser resueltas de mutuo y amistoso acuerdo entre las partes, podrán ser sometidas a la decisión de los Tribunales competentes de la República o mediante los mecanismos alternativos de resolución de controversias como la mediación, conciliación, negociación y el arbitraje". Esta norma se ajusta al artículo 8 de la Ley de reforma.

Las licencias generales dictadas por la OFAC generaron tensiones con este régimen, que fueron, en todo caso, resueltas al menos parcialmente. Así, esas licencias han establecido, a lo largo del tiempo, tres regímenes distintos respecto del Derecho aplicable.

En el *primer régimen jurídico*, todas las licencias condicionaban la autorización a dos exigencias acumulativas: que el Derecho de Estados Unidos (o de una jurisdicción dentro de ese país) rigiera el contrato y que la resolución de disputas se llevara a cabo en ese país. Esto implicaba, por un lado, desplazar la aplicación del Derecho venezolano a favor del Derecho (federal o estadal) de Estados Unidos. Por otro lado, la resolución de disputas solo podía realizarse en Estados Unidos.

Este régimen no solo generaba problemas jurídicos de compatibilidad con la Ley de reforma, sino también problemas prácticos, en tanto que aspectos netamente locales de las actividades petroleras no podían regirse por el Derecho foráneo. Por ello, el 10 de junio de 2026, la OFAC introdujo simultáneamente, en toda la serie, una doble modificación que marcó el *segundo régimen jurídico*. Por una parte, mantuvo la exigencia respecto del Derecho de Estados Unidos, pero acotada a la interpretación y la ejecución del contrato. En este sentido, las licencias incorporaron una nota que reconoció expresamente que ciertos aspectos de la actividad petrolera en Venezuela quedan sujetos al Derecho venezolano, incluidos las normas sobre la autoridad regulatoria soberana, los permisos y licencias administrativas, las concesiones, la materia laboral, ambiental y de seguridad. Por el otro lado, se ampliaron los foros de solución de controversias al Reino Unido, Francia o Singapur.

Con esta modificación se buscó evitar cualquier incompatibilidad práctica derivada del Derecho aplicable. De esa manera, todo lo relacionado con la actividad petrolera se sometía al Derecho venezolano, incluido su Derecho constitucional y administrativo. Pero los aspectos contractuales de los derechos y obligaciones se regían por el Derecho de Estados Unidos.

Finalmente, en una *tercera etapa*, se eliminó la mención a la aplicación del Derecho de Estados Unidos. Así, el 27 de agosto de 2026, la OFAC eliminó el

requisito de que el contrato se rigiera o interpretara conforme al Derecho de Estados Unidos. Con lo cual, los contratos petroleros pueden pactar la aplicación del Derecho de Venezuela. Sin embargo, la resolución de controversias sí mantuvo la exclusión absoluta de tribunales o arbitrajes con sede en Venezuela, en tanto que son obligatorias las cláusulas de resolución de controversias ubicadas en Estados Unidos, el Reino Unido, Francia o Singapur. Esta obligación puede cumplirse pactando que cualquier controversia será resuelta por los tribunales de esos países, o por tribunales arbitrales constituidos en ellos. No queda claro, sin embargo, el régimen aplicable al arbitraje basado en tratados bilaterales de inversión, que, en sentido estricto, no tienen sede en ningún país.

f. *La conversión de los CPP y la vuelta a la juridicidad de los contratos firmados entre 2018 y 2025. El confuso régimen de adecuación*

La disposición transitoria tercera estipula que las partes del CPP y de otros contratos similares tendrán 180 días para convertir dichos contratos en nuevos contratos petroleros, según corresponda, si la parte contratante es una filial o una empresa conjunta. En consecuencia, la reforma puso fin a los contratos petroleros firmados desde 2018. Esta es una solución razonable que elimina el riesgo legal derivado de la base dudosa de esos contratos y promueve la unificación de los contratos petroleros, tal y como habíamos sugerido[76].

La versión aprobada en primera discusión mantenía los CPP firmados, lo cual resultaba inconveniente, dada su base constitucional dudosa[77]. La Ley de reforma responde a este riesgo, pues las partes del CPP –y otros contratos similares– ajustarán su contenido a la nueva Ley. Esto implica, además, someter estos controles a las demás normas del Derecho venezolano y, en especial, a las normas sobre transparencia, poniendo fin a la "burbuja" de antijuridicidad que la "Ley Anti-Bloqueo" quiso imponer. El rescate del principio de transparencia se confirma en la nueva regulación del artículo 1, que alude a la transparencia contractual, en el marco de los principios de la Administración Pública definidos en el artículo 141 constitucional.

---

76 Hernández G., José Ignacio, *Sanciones económicas y nuevos contratos petroleros en Venezuela (El contrato de participación productiva),* cit., pp. 198 y ss.

77 Sobre los cambios del proyecto aprobado en primera discusión, vid. Brewer-Carías, Allan, "Comentario explicativo sobre el alcance del proyecto de reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos de enero de 2026", tomado en https://allanbrewerCarías.com/. Nuestros comentarios pueden verse en Hernández G., José Ignacio, "Comentarios preliminares al proyecto de reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos de 22 de enero de 2026", tomado de: https://www.joseignaciohernandezg.com/documents/ (consulta 31-1-26).

El procedimiento para la adecuación de los contratos suscritos antes de la entrada en vigor de la Ley merece especial consideración, sobre todo si se tiene en cuenta que el lapso establecido a esos efectos venció el 28 de julio de 2026.

Hay tres plazos que vencieron el 28 de julio: *(i)* el plazo para modificar la empresa mixta; *(ii)* el plazo para ajustar los contratos petroleros firmados antes de la reforma (los "contratos antiguos"); y *(iii)* el plazo para definir el *government take* aplicable a dichos contratos petroleros. Todos esos plazos se definieron en un plazo de 180 días a partir de la entrada en vigor de la Ley.

De acuerdo con la disposición transitoria segunda, el ministerio del ramo debe evaluar las empresas mixtas constituidas antes de la entrada en vigor de la Ley para acordar los ajustes necesarios. Además, hasta ese día, las filiales y empresas conjuntas de PDVSA deberán revisar los contratos de participación productiva y otros modelos contractuales firmados bajo la Ley Antibloqueo, como vimos, para introducir los ajustes necesarios a dichos contratos (disposición transitoria tercera).

Las nuevas regulaciones petroleras introdujeron un tercer plazo: los operadores de contratos antiguos deben solicitar la aplicación del nuevo –y potencialmente más favorable– régimen fiscal, como veremos más adelante.

Estas disposiciones establecen un mecanismo legal común para regular la transición de los contratos firmados con inversores privados del marco regulatorio anterior al nuevo. Esta institución, conocida como la "conversión de contratos" (*conversio tituli*), ajusta los contratos antiguos al nuevo marco regulatorio, preservando el alcance de los derechos definidos en el título habilitante correspondiente.

Las disposiciones transitorias segunda y tercera rigen los dos nuevos contratos introducidos por la reforma, a saber: el contrato de sociedad entre inversores privados y la Corporación Venezolana de Petróleo (CVP) para crear una empresa mixta. El segundo es el contrato de participación productiva (CPP) firmado entre inversores privados y las empresas mixtas o PPSA. Ambas categorías deben ajustarse para cumplir con el nuevo marco regulatorio. En el primer caso, las empresas conjuntas preexistentes se reorganizarán, según sea necesario, para cumplir con las condiciones establecidas en el nuevo marco. En el segundo caso, los CPP preexistentes deben reformarse para cumplir con el marco regulatorio de los dos nuevos contratos petroleros incorporados en la Ley de reforma.

La revisión y el ajuste de los antiguos contratos deben basarse en una negociación consensuada: cualquier decisión unilateral del Ministerio, de la empresa conjunta, de CVP o de PPSA puede considerarse una acción ilícita perjudicial para los derechos contractuales.

En este sentido, actualizar los contratos antiguos puede conducir a dos posibles resultados: que no sea necesario reformar el acuerdo o que deba modificarse para ajustarse al nuevo marco regulatorio. En el segundo caso, a su vez, existen dos grandes escenarios: las partes acuerdan las reformas que deben introducirse o no alcanzan acuerdo. Si se llega a un acuerdo, las partes reformularán el contrato petrolero, lo que dará lugar a un contrato completamente ajustado al nuevo marco.

En cualquier caso, el Gobierno de Venezuela tiene el deber de iniciar el procedimiento para revisar los contratos. Por tanto, según los casos, el Ministerio, CVP o PPSA debería haber notificado al contratista privado del inicio del procedimiento de revisión poco después de la aprobación de la reforma.

¿Qué ocurre si no se llega a ningún acuerdo después del 28 de julio? Ni la reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos ni sus regulaciones complementarias especifican consecuencias. La ausencia de un acuerdo podría deberse al Gobierno de Venezuela, por ejemplo, si el contratista solicitó una revisión contractual y el Gobierno no adoptó medidas adicionales. O bien, el proceso de negociación podría haber comenzado, pero las partes no llegaron a un acuerdo el 28 de julio.

Aunque la nueva regulación petrolera no ofrece una solución, los principios generales del Derecho administrativo sí lo hacen. Si no se alcanza ningún acuerdo antes del 28 de julio, los contratos vigentes continuarán y el Gobierno de Venezuela seguirá teniendo el deber de revisarlos y ajustarlos con base en las negociaciones con el contratista privado.

Se justifica un breve análisis de un escenario hipotético. Supongamos que el Gobierno inicia un proceso de revisión y PPSA notifica al contratista de un CPP antiguo, desde el inicio del procedimiento. Si el contratista se niega a aceptar la modificación y expira el plazo, la PPSA podría entonces rescindir el contrato conforme a sus disposiciones contractuales. Dicha terminación no se derivaría de la expiración del plazo en sí, sino de la incapacidad del contratista para desempeñarse conforme al nuevo marco regulatorio. En este contexto, la buena fe es un estándar crucial que la PPSA debe mantener para acreditar que la falta de cooperación de los contratistas ha generado una imposibilidad que impide la ejecución del contrato.

Ajustar contratos antiguos a los nuevos modelos contractuales introducidos por la reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos y su regulación complementaria está justificado para mejorar la gobernanza de las actividades petroleras realizadas por inversores privados.

El cambio central introducido por la reforma fue el de una gobernanza basada en empresas estatales a una impulsada por inversores privados, operando bajo los dos modelos contractuales introducidos por la reforma. Por tanto, el desempeño del sector petrolero depende, en parte, de una buena gobernanza de esos contratos.

Una condición clave para garantizar una buena gobernanza contractual es la uniformidad de los contratos petroleros. Antes de la reforma, esos contratos petroleros se basaban en un marco difuso y opaco, que incluía decretos de emergencia y la Ley Antibloqueo, aún vigente. Esta falta de uniformidad incrementó los costes de gobernanza de las filiales y las empresas conjuntas de PDVSA. Para reducir esos costes, las disposiciones transitorias segunda y tercera exigen ajustar los contratos antiguos a los nuevos modelos.

Hay otra razón: algunos contratos antiguos pueden haberse adjudicado mediante procesos opacos e ineficientes, a favor de contratistas que carecen de capacidad operativa pero que aún mantienen derechos contractuales sobre el campo. Para impulsar la producción de petróleo, es esencial permitir la entrada de nuevos operadores al mercado y proporcionar las capacidades y los recursos financieros necesarios. El proceso de ajuste también apoya este objetivo.

g. *Una tarea pendiente: la reestructuración de PDVSA*

Los nuevos contratos petroleros no los firma directamente la República, sino las filiales y empresas mixtas de PDVSA. Por ello, la calidad de la gobernanza corporativa de PDVSA incidirá en la calidad de estos contratos. Esta es una de las reformas importantes que se han omitido, ya que la Ley no solo no contribuye a mejorar la gobernanza de PDVSA, sino que además, reduce su autonomía técnica. Así, la reforma refuerza el control político del Ministerio del ramo, lo que puede interpretarse como otra señal de que, en realidad, PDVSA no constituye una entidad distinta de la República.

h. *A modo de recapitulación. La verdadera reforma: los nuevos contratos petroleros*

Debido a la amplitud del marco contractual y, en especial, la discrecionalidad del Poder Ejecutivo para diseñar el régimen fiscal, como se explica más adelante, la verdadera reforma no provendrá de la nueva Ley sino del contenido de los nuevos contratos. La comentada Licencia General nº 46, en este sentido, sugiere que el Gobierno de Estados Unidos no está tan preocupado por la fragilidad de la nueva Ley, en tanto confía en el correcto diseño de contratos que establezcan estándares de protección a la inversión privada, además, inmunes al Poder Judicial de Venezuela, visto su rol en avanzar en regulaciones económicas autocráticas.

Desde esta perspectiva, la amplia discrecionalidad del Ejecutivo y el reducido rol del control parlamentario, en las condiciones políticas actuales de Venezuela, generan riesgos de prácticas contractuales que se aparten de principios y valores constitucionales, en especial en empresas privadas no tradicionales, no sujetas a los estándares corporativos de las empresas petroleras internacionales. Por ello, la importancia del principio de transparencia contractual, que debe llevar a la divulgación de los contratos suscritos, más allá de la protección de la confidencialidad de ciertas cláusulas. Asimismo, es aconsejable aprobar condiciones generales o modelos contractuales. Esta práctica contractual será la que defina con mayor precisión el alcance de la reforma petrolera.

D. *Breves comentarios al modelo de CPP de mayo de 2026*

A pesar de que el artículo 1 de la Ley establece el principio de transparencia contractual, a la fecha, no se ha publicado el texto de ninguno de los contratos suscritos. Tampoco se han aprobado sus condiciones generales. Por ello, el contenido de los CPPs suscritos desde enero de 2026 permanece en un manto de opacidad. Sin embargo, en mayo de 2026 circuló un borrador de contrato (en lo sucesivo, el Modelo) que resumiría las condiciones generales de la primera modalidad contractual establecida en la Ley, esto es, el contrato suscrito con PPSA[78].

a. *La naturaleza jurídica del modelo contractual*

Desde el punto de vista de la *lex petrolera*, el Modelo se inscribe en la categoría de contratos de servicios petroleros, en la modalidad de producción compartida. La cláusula 7.1 define el objeto del contrato como la cesión, por parte de PPSA a la Empresa Operadora (la inversión privada contraparte del contrato), de las actividades de exploración, producción, extracción, explotación, tratamiento, transporte, almacenamiento y comercialización de hidrocarburos en el área geográfica delimitada. Esta caracterización conjuga dos rasgos distintivos. Por un lado, como contrato de servicios, el inversor privado se obliga a ejecutar las actividades primarias por su cuenta y riesgo, asumiendo los costos de operación y de capital, sin adquirir derechos reales sobre los yacimientos: la cláusula 7.3 es explícita al excluir cualquier transferencia de la propiedad del yacimiento o de los hidrocarburos *in situ*. Por otro lado, como acuerdo de producción compartida, la contraprestación del inversor consiste en una porción del Valor Total de la Producción –fijada en el Anexo 3, no incluido

---

78 Véase lo que explicamos en Hernández G., José Ignacio, "Comentarios al modelo de contrato petrolero de participación productiva (mayo de 2026)", en *Revista de Derecho Público* nº 185-186, Caracas, 2026, pp. 226 y ss.

en el Modelo– que opera tanto como mecanismo de recuperación progresiva de costos como de remuneración propiamente dicha (cláusulas 27.2.1 y 27.2.2).

Como explicamos, de acuerdo con el artículo 25 de la Ley de reforma, el Ejecutivo solo puede transferir derechos reales petroleros a las filiales y a las empresas mixtas, mientras que estas últimas pueden ceder el ejercicio de dichos derechos a la inversión privada. Precisamente, la cláusula 7.1 cede el ejercicio de esos derechos, no así su titularidad, razón por la cual la cláusula 7.3 establece que la cesión no implica el traspaso de la propiedad de los hidrocarburos producidos. De allí que estemos ante un contrato de servicio y no un contrato concesional. Como resultado, la protección de la inversión requiere, desde una perspectiva económica, el pleno derecho a comercializar, aspecto que, como veremos, presenta deficiencias significativas.

Asimismo, debemos insistir en que el CPP debe ser valorado como un contrato público y no como un contrato administrativo, figura que no tiene vigencia en Venezuela. Por lo tanto, el ente contratante (PPSA) solo puede ejercer los derechos expresamente reconocidos en el contrato, sin que pueda invocar supuestas potestades exorbitantes de modificación, dirección y rescisión unilaterales. La preservación de esta distinción es esencial para la viabilidad del Modelo: si las cláusulas que examinaremos se interpretasen en clave administrativista, las garantías formales del inversor quedarían reducidas a expectativas precarias, susceptibles de ser moldeadas unilateralmente por el ente contratante. Como adelantaremos en el apartado correspondiente, el propio Modelo introduce una facultad expresa de rescisión unilateral por PPSA (cláusula 47.5) que reabre, materialmente, el debate sobre la persistencia de potestades exorbitantes.

El Modelo tiene una duración originaria de veinte (20) años, contados a partir de la Fecha Efectiva de Entrada en Vigor (cláusula 4), prorrogable por un período que no podrá exceder el originario, previa solicitud con al menos dos (2) años de anticipación al vencimiento y sujeta a la aprobación de PPSA y a la opinión favorable del Ministerio del área (cláusula 6). La entrada en vigor está sujeta, además, al cumplimiento de varias condiciones suspensivas de eficacia (cláusula 5.1)[79].

[79] A saber, prueba de los fondos o recursos que acrediten capacidad financiera, presentación del Plan de Negocio inicial, obtención del Certificado de Explotación y demás permisos de autoridades competentes, y constitución de las garantías contractuales. El plazo de ciento veinte (120) días hábiles para cumplir tales condiciones –prorrogable por sesenta (60) días más– es estrecho para una operación de

El Modelo presenta un grado notable de detalle en lo relativo a las obligaciones técnicas y operativas del inversor –metas volumétricas, planes de trabajo, estándares operacionales, obligaciones de información, régimen de inspección y auditoría–, pero un tratamiento marcadamente más débil de las garantías de la inversión privada, lo cual es de especial importancia, tomando en cuenta las muchas lagunas que derivan de la Ley de reforma.

b. *Los derechos contractuales de la inversión privada*

Los derechos contractuales del inversor en el Modelo se articulan en cuatro planos: *(i)* el derecho a ejecutar las actividades primarias y conexas dentro del Área Operacional; *(ii)* el derecho de uso sobre el Área Delimitada y de arrendamiento sobre los Activos y Materiales asignados por PPSA; *(iii)* el derecho a recibir una participación porcentual sobre el Valor Total de la Producción, y *(iv)* el derecho –condicionado, como veremos– a comercializar (exportar) la porción de hidrocarburos fiscalizados que le corresponda.

De esa manera, el principal derecho del inversor es el ejercicio de las actividades primarias, en las condiciones que se explicarán más adelante. Esta gestión debe ser cumplida por la Empresa Operadora de forma racional y económicamente eficiente (cláusula 7.2), pero siempre bajo la supervisión técnica y operativa de PPSA, quien verificará el cumplimiento operativo de las obligaciones de la Empresa Operadora conforme a las políticas, planes, directrices y lineamientos del ministerio del área (cláusula 8.3). Este derecho incluye, además, el derecho de uso sobre el Área Delimitada y el de arrendamiento sobre los Activos y Materiales, siempre sujeto a autorización ministerial, conforme a la cláusula 7.4. El uso de estos bienes se materializa mediante el contrato de arrendamiento, cuyo pago consiste en un porcentaje del Valor Total de la Producción (cláusula 7.7). Por lo tanto, este canon de arrendamiento forma parte de la participación de PPSA en la producción.

La cláusula 7 perfila al CPP como un contrato de servicio petrolero, en el sentido de que el inversor asume, a su riesgo, la conducción de todas las actividades, lo cual implica la obligación de asumir los costos, en especial los gastos de capital, como se reitera, entre otros, en la cláusula 13.2.3. Este riesgo va más allá del principio de riesgo y ventura de todo contrato público, pues implica que las cargas económicas de la operación deben recaer en el inversor,

---

la complejidad técnica y financiera prevista, y su incumplimiento faculta a PPSA a rescindir automática y unilateralmente el Contrato sin necesidad de intervención judicial y sin derecho a indemnización alguna (cláusula 5.3).

quien podrá cubrir esos gastos con los ingresos percibidos de la operación, lo cual requiere adelantar la fase de explotación y comercialización.

Por ello, la importancia del régimen económico y de la participación del inversor o de la Empresa Operadora en la producción, como veremos luego.

La fórmula del contrato de servicios limita el alcance de los derechos del inversor privado, lo que puede obstaculizar la recuperación integral de la producción petrolera. Como explicamos, esta recuperación requiere cuantiosos gastos de capital que PDVSA no puede afrontar, razón por la cual la Ley de reforma permitió a la inversión privada asumir dichos gastos, confiándole el ejercicio de las actividades primarias. Sin embargo, bajo el Moldeo, el inversor privado no es titular de derechos reales sobre los yacimientos, que incluso pueden ser empleados para apalancar el financiamiento. Por el contrario, el Modelo solo le otorga derechos para ejercer las actividades petroleras por cuenta y bajo el control de PDVSA. El Modelo mantiene este marco jurídico restringido, en el cual el inversor no es propietario de derechos reales, ni adquiere por ello de pleno Derecho la propiedad sobre el crudo producido.

c. *Los derechos del ente contratante (PPSA)*

Además, el Modelo reconoce amplios derechos del ente contratante (PPSA) relacionados con la supervisión, control y aprobación de la actividad operativa, de los actos jurídicos y de las operaciones societarias de la Empresa Operadora, y, en especial, el ejercicio de cláusulas penales, incluyendo el derecho de rescisión unilateral.

De esa manera, el Capítulo VIII (cláusulas 33 a 41) establece los derechos de PPSA para la inspección de la ejecución del contrato (cláusula 34), lo que se traduce en obligaciones de la Empresa Operadora de facilitar dichas inspecciones (cláusula 35), todo lo cual se regula como el "seguimiento operativo permanente", incluso respecto de activos (cláusulas 36 y 37). Este marco se complementa con el régimen de auditorías independientes (cláusula 39) y el de fiscalización (cláusula 40). En términos generales, este marco coincide con el control que el ente público ejerce en otros contratos públicos similares.

Lo peculiar del Modelo es que también incluye la inspección y la supervisión del ministerio del ramo, es decir, el Ministerio de Hidrocarburos. Por ejemplo, la citada cláusula 33 rige no solo para PPSA, sino también para el ministerio, o sea, la República, que no es parte contratante.

Esto genera confusión, pues el ámbito de los poderes del ministerio depende de la Ley, no del contrato[80].

La mejor evidencia de esta superposición es el tratamiento otorgado al Plan de Negocios en la cláusula 17. Así, el Plan de Negocio es el plan marco, del cual se derivan diversos planes específicos que concretan los derechos y obligaciones de la Empresa Operadora. En todo caso, este Plan debe ser autorizado (bajo la forma de "emisión de conformidad") tanto por PPSA como por el ministerio del ramo (cláusula 17.1). Empero, la potestad autorizatoria del ministerio deriva de la Ley, no del contrato.

Similar solapamiento se encuentra (cláusulas 42 y 43) en relación con el control sobre diversos actos corporativos sujetos al Derecho mercantil, como, por ejemplo, los cambios accionarios en la Empresa Operadora (impliquen o no un cambio de control). En estas cláusulas, como sucede con otras previsiones del Modelo, se aprecia el esfuerzo por simplificar el control a cargo de PPSA, al definir el plazo dentro del cual el ente contratante debe ejercerlo, con la advertencia de que la falta de respuesta dentro del plazo equivale a una autorización tácita.

Sin duda, la disposición más cuestionable es la terminación unilateral del contrato por decisión de PPSA (cláusula 47), que refleja las llamadas "cláusulas exorbitantes" del contrato administrativo. En especial, esta terminación unilateral procede por causas de interés público nacional debidamente justificadas y notificadas a la Empresa Operadora por PPSA, mediante acto motivado (cláusula 47.5.2). En este supuesto, la cláusula 47.6 dispone que la Empresa Operadora tendrá derecho a recibir una indemnización líquida en divisas, bajo las siguientes condiciones: *(i)* la indemnización solo procede si la rescisión ocurre durante los primeros seis (6) años de vigencia del Contrato, y *(ii)* "hasta por el monto máximo que no haya sido recuperado por la Empresa Operadora del capital efectivamente invertido". Esta cláusula, en realidad, permite la expropiación de derechos contractuales, pero al margen de las garantías derivadas del artículo 115 constitucional. Esto es especialmente grave si tomamos en cuenta que, precisamente, la terminación unilateral arbitraria de

---

80 Así, el Modelo reconoce "derechos" al ministerio, a pesar de que la República no es parte del contrato. Entre otras, corresponde al ministerio la aprobación previa del Plan de Negocio y de los Planes Operativos Anuales (cláusulas 17.1 y 18.1), la autorización para comercializar los hidrocarburos fiscalizados (cláusula 12.4), la facultad discrecional para tomar la porción del Área Operacional ante un desacuerdo sobre comercialidad (cláusula 9.7), y la opinión favorable para la prórroga del Contrato (cláusula 6.2) y para las modificaciones contractuales (cláusula 52.1).

contratos fue la forma abusiva mediante la cual se adelantó la política de nacionalización petrolera desde el 2006[81].

Las cláusulas 47.5.2 y 47.6 afectan notablemente la calidad de los derechos contractuales, pues permiten a PPSA terminar unilateralmente el contrato "*por causas de interés público nacional debidamente justificadas y notificadas a la Empresa Operadora*". En la práctica, PPSA tiene la potestad discrecional de terminar el contrato, limitando las garantías jurídicas del inversor privado a la compensación, tratada con notable imprecisión. Junto con las demás cláusulas del Modelo, estas cláusulas pueden convertir los derechos contractuales en meras expectativas moldeables por la Administración, en desmedro de la garantía de la propiedad privada. El resultado son mayores obstáculos, incluso, para apalancar la recuperación inicial de la producción.

d. *Régimen económico*

El régimen económico del Modelo confirma que, en esencia, nos encontramos ante un contrato de producción compartida, o contrato de participación en la producción, según la clasificación de la *lex petrolera*. Por lo tanto, y como explicamos en la primera parte, la participación debe evaluarse desde dos perspectivas. Por un lado, el Estado participa en la producción, a través de las contribuciones del "government take" pagadas a la República, y del porcentaje en la producción que corresponde a PPSA. Además, y al menos en teoría, el inversor (Empresa Operadora) tiene derecho a recibir un porcentaje del crudo producido para su libre disposición y, con ello, sufragar los costos y obtener su remuneración. Interesa estudiar tres aspectos, a saber, los esquemas de participación en la producción, el régimen de comercialización y la garantía del equilibrio financiero.

De esa manera, las partes del contrato reciben porcentajes del Valor Total de la Producción –es decir, del valor de los hidrocarburos fiscalizados producidos en el Área Operacional, conforme a la definición de la cláusula 1.51–. El marco general de esta participación está definido en la cláusula 27, la cual distingue la participación de PPSA, el régimen aplicable a regalías e impuestos, y la participación de la Empresa Operadora.

En *primer lugar*, la participación de PPSA se define en cada concreto, en el llamado Anexo 3. Esta participación incluye no solo el porcentaje que le corresponde por concepto de retribución, sino, en especial, la participación

---

81 Hernández G., José Ignacio, *La privatización de facto de PDVSA y la destrucción del Petro-Estado venezolano. Del colapso de la industria petrolera a la licencia de Chevron, cit.*

relacionada con las siguientes obligaciones: *(i)* el porcentaje destinado al canon de arrendamiento y por concepto de cesión de uso del área delimitada (artículo 42 de la Ley de reforma), y *(iii)* el porcentaje destinado a un fondo de compensación por estabilidad jurídica o equilibrio económico-financiero, que luego comentaremos.

En *segundo lugar*, PPSA opera como agente de retención y percepción de las regalías y del impuesto integrado de hidrocarburos (cláusulas 27.1.2.1 y 27.1.2.4), conforme al artículo 44 de la Ley de reforma. Esto implica que PPSA retendrá, de la producción, el porcentaje correspondiente para cumplir con estos dos títulos del "*government take*".

El remanente, y en *tercer lugar*, corresponde a la Empresa Operadora, aspecto que tampoco se aborda en el Modelo, sino en el señalado Anexo 3 (cláusula 27.2). La cláusula acota que este porcentaje será "*la única contraprestación que corresponderá a la Empresa Operadora por asumir el desarrollo, de manera exclusiva, de las actividades indicadas en las Cláusulas 7 y 8 de este Contrato, así como las distintas obligaciones que le corresponden conforme a lo establecido en este Contrato*". Por ello, el Modelo dispone que la Empresa Operadora podrá "*recuperar, progresivamente, los costos, gastos e inversión asociados a la ejecución del objeto de este Contrato, a partir de los ingresos obtenidos producto de la comercialización de Hidrocarburos" correspondientes a su Participación en la Producción*" (cláusula 27.2.4)[82].

Tal y como advertimos al estudiar la Ley de reforma, un componente clave para el funcionamiento de los nuevos contratos petroleros es el derecho a comercializar el crudo producido, especialmente en el mercado internacional. La cláusula 12 reconoce el derecho de la Empresa Operadora a comercializar los hidrocarburos, de acuerdo con el plan de comercialización derivado del plan de negocios. Sin embargo, la cláusula 12.2 precisa que una vez extraídos los hidrocarburos y transportados a los puntos fiscales, se procederá a la distribución del crudo de acuerdo con el esquema de participación, para su comercialización por cada una de las partes. Luego, la Empresa Operadora solo tiene derecho a comercializar el crudo que recibe por su participación en la operación, sujeto a los controles derivados de la autorización ministerial.

---

82 Como la Empresa Operadora no ejerce derechos reales, no adquiere la propiedad del crudo producido, que pertenece a PPSA. La transferencia de propiedad ocurre con ocasión al esquema de participación, con lo cual, como acota el Modelo, no se trata de una venta de crudo por parte de PPSA.

En todo caso, de acuerdo con la cláusula 12.11, PPSA puede encomendarle la comercialización del crudo de su propiedad, lo cual debería quedar sujeto al contrato correspondiente.

Sin embargo, el derecho contractual del inversor a comercializar crudo se enfrenta a lo dispuesto en el comentado artículo 68 de la Ley de reforma, según el cual solo las filiales de propiedad exclusiva, como PPSA, tienen el derecho legal a comercializar. Las empresas mixtas y los inversores que celebren contratos con filiales solo pueden comercializar tras la autorización del ministerio. Esta autorización, conforme a la teoría general del Derecho administrativo venezolano, levanta el obstáculo que impide el ejercicio del derecho de comercialización[83]. Pero además de autorizar la comercialización, el ministerio del ramo también regula y controla dicha actividad, en los términos del comentado artículo 69 de la Ley y el propio contrato, en especial, mediante el control ejercido sobre el plan de comercialización[84].

Por lo tanto, el contrato no puede reconocer el derecho a comercializar, pues siempre se requiere la autorización ministerial, como, por lo demás, reconoce la cláusula 12.4, que, en todo caso, alude solo a la comercialización internacional[85]. Aun cuando toda la actividad de comercialización se somete a autorización ministerial, el Contrato alude a la exportación pues, desde la perspectiva de los derechos económicos del inversor, lo que resulta clave es la comercialización internacional.

De esa manera, la cláusula 12 debe interpretarse en el marco de la Ley de reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, lo que permite concluir que el Contrato no reconoce el derecho a comercializar, sino el derecho a solicitar al ministerio la autorización para comercializar la porción de los hidrocarburos producidos que pertenece a la Empresa Operadora. La implicación práctica de lo anterior es que la Administración petrolera puede considerar que, más allá del contrato, no existe el derecho adquirido a comercializar, en tanto el ministerio tiene la potestad discrecional de autorizar o no la comercialización. A esta tesis se refiere la cláusula 12.6, que regula cómo debe procederse en caso de imposibilidad de la Empresa Operadora para comercializar directamente en el

---

83 Hernández G., José Ignacio, *Derecho Administrativo y regulación económica*, cit.

84 Además, la cláusula 12.7 crea un Comité de Comercialización integrado por representantes del ministerio del área, de PPSA, de la Empresa Operadora y un experto independiente, que formula sugerencias sobre mercados y precios. Aunque sus pronunciamientos son consultivos (cláusula 12.8), el comité añade un nivel adicional de supervisión que, en la práctica, puede operar como filtro de las decisiones comerciales del inversor.

85 La cláusula 12.6 reconoce este control autorizatorio, acotando que podrá ser incluso parcial, o sea, solo para una parte del crudo producido.

mercado internacional la proporción que le corresponde de los hidrocarburos Fiscalizados. En este caso, la Empresa Operadora venderá su participación a PPSA, que, a su vez, revenderá el crudo a la empresa comercializadora internacional (offtaker). El problema que genera esta cláusula es que la negativa de autorización para comercializar, en el caso de PPSA, puede no constituir un caso fortuito ni un evento de fuerza mayor, sino un evento predecible e incluso previsto en el contrato.

Esto nos lleva al último punto, referido a la implementación de la garantía del equilibrio financiero prevista en el artículo 26 de la Ley. La cláusula 29 detalla el procedimiento aplicable para el restablecimiento del equilibrio económico-financiero, que rige frente a cualquier modificación que afecte de manera negativa y sustancial la economía del proyecto, incluyendo modificaciones en el marco legal, fiscal, regulatorio o contractual (cláusula 29.1), así como la promulgación de leyes o normas sub-legales que impliquen cambios en regulaciones laborales, tributarias, devaluación monetaria, o cualquier acto del Poder Público o hecho del príncipe (cláusula 29.2).

La Empresa Operadora tiene derecho a notificar cualquiera de estos eventos, lo cual da lugar al procedimiento establecido en la cláusula comentada, que permite solucionar la ruptura del equilibrio mediante acuerdo entre las partes o mediación. Agotadas estas instancias, la Empresa Operadora tiene derecho a retener temporalmente el monto estimado del desequilibrio durante un plazo máximo de noventa (90) días (cláusulas 29.6 a 29.8). Es para estos fines que un porcentaje de la producción de PPSA debe destinarse al fondo de compensación por estabilidad jurídica o por equilibrio económico-financiero. Si, luego de ese lapso de noventa (90) días, persiste el desacuerdo, la Empresa Operadora podrá acudir al procedimiento de solución de controversias previsto en la cláusula 51 (cláusula 29.10)[86].

Hemos explicado este procedimiento desde la perspectiva del inversor, atendiendo al propósito de este trabajo. Pero lo cierto es que la cláusula 29 rige a las partes contratantes, incluida PPSA, lo cual, en principio, es peculiar, pues el equilibrio financiero es una garantía de estabilidad orientada a proteger al inversor privado, no un mecanismo de protección de la empresa pública contratante, en este caso, PPSA. Esta empresa es parte del Poder Ejecutivo Nacional, esto es, del Estado, por lo cual mal podría invocar afectaciones económicas derivadas de actos dictados por el Estado. Una posible interpretación es que la cláusula 29 pudiera ser invocada por PPSA ante cambios

[86] No queda claro qué debe hacerse con el monto retenido del fondo en caso de acudirse a los mecanismos de solución de controversia de la cláusula 51.

imprevistos e imputables que le impidan participar adecuadamente en los ingresos extraordinarios derivados de las dinámicas del mercado petrolero internacional. Esta sola posibilidad podría introducir incentivos perversos para que el Estado intente modificar las condiciones contractuales a fin de capturar la renta petrolera extraordinaria.

En resumen, el régimen económico no define con certeza los derechos económicos del inversor. Por un lado, la distribución de la producción se establece en un Anexo que no forma parte del Modelo. Aunado a la indeterminación de la regalía y del impuesto integrado, el resultado es un marco fiscal que genera incentivos para tratos discriminatorios y para posibles arreglos fiscales contrarios a los principios del artículo 311 de la Constitución. De otro lado, el derecho a comercializar no es un derecho adquirido, pues, más allá de lo dispuesto en el contrato, corresponde al ministerio del ramo autorizar o no dicha comercialización, así como controlar sus términos y condiciones. Tanto es así que el contrato incluso prevé que la comercialización internacional podrá realizarse por PPSA. Estas condiciones crean barreras para la efectiva protección de la inversión privada y, en especial, para el apalancamiento financiero de la operación, incluyendo el *offtaker*.

e. *Solución de controversias y articulación con las Licencias Generales de la OFAC*

El régimen de solución de controversias del Modelo y del Derecho aplicable, regulado en las cláusulas 51 y 58, aclara algunas de las tensiones derivadas del citado artículo 8 de la Ley de reforma y de los actos de la OFAC, en especial de la Licencia General 52B.

De esa manera, el Modelo reconoce el arbitraje internacional como forma de solución de controversias contractuales, lo que corrobora que dicho arbitraje no es incompatible con la Constitución. La ambigüedad del artículo 8 de la Ley de reforma respondió, entonces, a un error de técnica legislativa. De no alcanzarse un acuerdo sobre la controversia, incluida la mediación, las partes podrán someterla a arbitraje de Derecho conforme al Reglamento de Arbitraje de la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil Internacional (CNUDMI) de 1976, administrado por la Secretaría General de la Corte Permanente de Arbitraje (cláusula 51.4), con sede en París, Francia (cláusula 51.5). Además, se establece la confidencialidad del procedimiento (cláusula 51.8). Esta cláusula arbitral implica la "*voluntad inequívoca y expresa de sustraer el conocimiento de cualquier eventual controversia del conocimiento de los tribunales de la jurisdicción ordinaria*"[87]. Esta cláusula se ajusta a las

[87] Esta cláusula deja a salvo la protección derivada de tratados.

licencias generales, pues la resolución de controversias se basa en el arbitraje domiciliado en París, Francia.

Por su parte, la cláusula 58 establece que el Contrato se rige por el Derecho de Venezuela, como reitera la cláusula 51.9 al tratar el arbitraje. La cláusula 58.1 contiene dos excepciones, por demás equívocas: *(i)* lo relativo al régimen de "*medidas coercitivas unilaterales y sus Licencias asociadas, mientras estuvieren vigentes, el cual se regirá por las leyes del país que las hubiere dictado*", y *(ii)* las reglas aplicables al procedimiento de arbitraje. La primera excepción parece responder a la idea confusa según la cual la regulación de las sanciones económicas tiene efectos extraterritoriales.

La aplicación del Derecho de Venezuela, que generaba tensiones con las licencias generales, ahora está alineada con los cambios comentados, en especial con la licencia general 52B. Esto queda evidenciado en la cláusula 58.2, que ratifica el sometimiento de la Empresa Operadora al ordenamiento jurídico venezolano, incluidas las regulaciones dictadas por la Administración petrolera.

2. *El nuevo marco del government take y el régimen transitorio impreciso.*

La reforma introduce cambios significativos en el *government take*, no solo para reducir la carga fiscal de las actividades petroleras, sino también para permitir que el Ejecutivo fije, con amplia discreción, los términos fiscales de cada contrato petrolero.

El *government take* es la participación del Estado en los ingresos provenientes de las actividades petroleras y comprende elementos tributarios y no tributarios. Los primeros, a su vez, abarcan tributos especiales cuyo hecho imponible es la realización de actividades petroleras y tributos generales, como el impuesto sobre la renta. Los segundos abarcan la regalía, que es la participación de la República en la producción, definida como una contraprestación basada en la propiedad pública de los yacimientos. Además, se incluyen ventajas adicionales o especiales que puedan pactarse en los contratos con las empresas operadoras. Finalmente, en Venezuela, la República también captura parte del ingreso mediante los dividendos declarados y pagados por PDVSA.

Bajo la LOH derogada, esta participación se componía de la combinación de regalías (30% de la producción), pagos contractuales o ventajas especiales, impuestos especiales (incluidos el impuesto de extracción, que en la práctica representaba el 3,3% de la producción, y un impuesto sobre precios extraordinarios) y tributos generales (incluyendo la tasa del 50% del impuesto sobre la renta, así como tributos más específicos). Bajo las

condiciones aprobadas por la Asamblea Nacional en 2006, esta participación, independientemente de sus fuentes, no debería ser inferior al 50% de la producción, en lo que se conoció como "impuesto sombra"[88]. Como se explicó, bajo el modelo CPP, los inversores privados transferían el 50% de los ingresos a las empresas conjuntas, lo que les permitía pagar el "government take"[89].

La reforma elimina el impuesto sobre la extracción, pero crea un nuevo impuesto integrado de hasta el 15% sobre los ingresos brutos, según los artículos 55 y 56. Además, excluye a los operadores de tributos y de contribuciones especiales[90]. Finalmente, la nueva Ley abolió el impuesto sobre precios extraordinarios y el "impuesto sombra"[91].

Por lo tanto, la estructura general del *government take* en la legislación petrolera ahora incluye las regalías y el impuesto integrado. Asimismo, podrán establecerse ventajas especiales en el contrato, quedando a salvo los ingresos por dividendos pagados por las empresas operadoras[92]. Además, regirán, con las modificaciones que mencionaremos, los tributos generales y, en especial, el impuesto sobre la renta. En todo caso, el componente correspondiente a las regalías, el impuesto integrado e impuesto sobre la renta –los principales componentes de la participación fiscal del Estado– son definidos discrecionalmente por el Ejecutivo.

La regalía la define el Ejecutivo, pero no puede superar el 30% de la producción. El Ministerio del área determinará la tarifa en función de las

---

88 Este es un enfoque preliminar e introductorio que debería complementarse con un estudio detallado de "government take" original. Véase Carmona, Juan Cristóbal, *Actividad petrolera y finanzas públicas en Venezuela*, Academia de Ciencias Políticas y Sociales-Asociación Venezolana de Derecho Tributario, Caracas, 2016, pp. 49 y ss.

89 Hernández G., José Ignacio, *Sanciones económicas y nuevos contratos petroleros en Venezuela (El contrato de participación productiva),* cit., pp. 171 y ss.

90 Artículo 59. La exención se aplica a los siguientes tributos: Impuesto a los Grandes Patrimonios, y las contribuciones especiales previstas en la Ley Orgánica de Ciencia, Tecnología e Innovación, en la Ley Orgánica de Deporte, Actividad Física y Educación Física, en la Ley Orgánica de Drogas, y en la Ley de Protección de las Pensiones de Seguridad Social Frente al Bloqueo Imperialista. También se excluye el compromiso de responsabilidad social de la Ley de Contrataciones Públicas.

91 Disposiciones derogatorias nº 3, 5 y 6. Así, se derogó la *Ley que crea Contribución Especial por Precios Extraordinarios y Precios Exorbitantes en el Mercado Internacional de Hidrocarburos*, y el *Acuerdo de la Asamblea Nacional mediante el cual se aprobaron los Términos y Condiciones para la Creación y Funcionamiento de las Empresas Mixtas y el Modelo de Contrato*, de 2006, modificado en 2009.

92 Las ventajas especiales están reguladas en el artículo 38.

condiciones específicas de cada proyecto, así como de los requisitos de gasto de capital y de la competitividad internacional. La tasa fijada puede modificarse para preservar el equilibrio económico del proyecto, todo ello, según el artículo 51.

La tasa del impuesto integrado es de hasta el 15% sobre los ingresos brutos mensuales (artículo 55)[93]. El Ministerio definirá la tasa tras consultar previamente con el Ministerio del área de finanzas, aplicando los mismos estándares que rigen la definición de la tasa de la regalía (artículo 56). Este impuesto puede pagarse en especie o en efectivo, según el reglamento que se emita (artículo 57)[94].

Además, el Ministerio del área de finanzas, en consulta con el ministro del petróleo, reducirá el tipo impositivo sobre la renta, siguiendo los mismos estándares que rigen la regalía, cuando ello sea necesario para asegurar el equilibrio financiero del proyecto (artículo 58).

Si las regalías y el impuesto integrado se aplican a sus tasas máximas, la participación fiscal podría ser similar a la del régimen derogado. Por tanto, la eficiencia de las contribuciones fiscales, como condición para promover la inversión privada, dependerá de las regulaciones discrecionales aprobadas por el Ejecutivo. Más allá de la incertidumbre de este marco fiscal, la modificación de los tipos impositivos mediante una regulación administrativa entra en conflicto con el principio de legalidad previsto en el artículo 317 de la Constitución.

Ahora bien, la indeterminación de la Ley, al no definir cuál es la alícuota de la regalía y del impuesto integrado que regirán en cada caso, fue parcialmente suplida por la reglamentación.

---

93 Según el artículo 55, la base imponible de este impuesto es el total de los ingresos brutos devengados mensualmente, sin que se admitan deducciones, salvo en los casos de "*devoluciones, descuentos incondicionales pactados al momento de la operación y reintegros por errores de facturación o pagos indebidos debidamente soportados*". Por ello en los proyectos de extracción se entenderá como ingresos brutos devengados, el valor total de los hidrocarburos extraídos y no reinyectados. La base impone es diferente a la regalía, pues esta aplica sobre los volúmenes producidos. Cuando el pago es en efectivo, en todo caso, será necesario determinar el valor de esos volúmenes. Por ello, en la práctica, los ingresos por comercialización deberían coincidir con la valoración económica los volúmenes que corresponden a la regalía.

94 El artículo 57 acota que el impuesto integrado de hidrocarburos será determinado y anticipado de forma mensual y liquidado en su totalidad anualmente.

Así, el artículo 43 del Reglamento establece la Alícuota Agregada –suma de la regalía y del impuesto integrado de hidrocarburos– en función del tipo de proyecto, en los siguientes términos: veinte por ciento (20%) para campos sin desarrollar *(greenfield*); veinticinco por ciento (25%) para campos de petróleo extrapesado; treinta por ciento (30%) para campos desarrollados (*brownfield)* sin producción; y treinta y cinco por ciento (35%) para campos desarrollados con producción. Los proyectos costa afuera y aquellos que incluyan la construcción o ampliación de plantas de mejoramiento o refinación integradas al Plan de Negocios cuentan con una reducción de hasta cinco (5) puntos porcentuales .

De esa manera, la carga fiscal se gradúa inversamente al riesgo y a la inversión requerida. Un campo sin desarrollar, que exige exploración e infraestructura desde cero, soporta la alícuota más baja; un campo desarrollado y en producción, con infraestructura amortizada y flujo de caja inmediato, soporta la más alta. Comparado con el government take previo a 2026, que incluía, para algunos proyectos, el llamado "impuesto sombra" de hasta el cincuenta por ciento (50%), se aprecia una rebaja en la alícuota, lo que, por un lado, reducirá los ingresos fiscales del Estado en términos porcentuales, pero, por otro, podría contribuir al aumento de la producción y, por ello, al aumento del ingreso fiscal en términos brutos. Sin embargo, lo cierto es que este nuevo régimen fiscal se basa en reglas fijas, lo que otorga una indebida rigidez a la participación fiscal que, frente a los vaivenes del precio del petróleo, puede generar incentivos perversos para que el Estado intente capturar la renta .

Pareciera que el artículo 43 fija el monto máximo de la participación fiscal determinada por la regalía y el impuesto integrado. Esto quiere decir que, a falta de una determinación expresa, la alícuota agregada de ambos títulos será la definida en el citado artículo. Empero, el artículo 44 del Reglamento permite, mediante decreto, definir alícuotas específicas por proyecto, "*una vez obtenida la opinión favorable del Ministerio con competencia en materia de finanzas*". Esta alícuota especial será incorporada *"en el Decreto o Resolución de Términos para el Desarrollo de las Actividades Primarias o en el Contrato con empresas de exclusiva propiedad de la República o sus filiales que han de suscribirse, y deberán cumplir con lo previsto en las Normas que, a tal efecto, dictará el Ministerio con competencia en materia de hidrocarburos*".

En todo caso, la alícuota agregada no determina cómo se distribuye la participación por título. La citada Resolución n° 024/2026 no aclara el tema y se limita a reiterar los montos máximos de la regalía (30%, artículo 4) y del impuesto integrado (15%, artículo 11). La suma de ambos máximos, en todo caso, excede la alícuota agregada mayor, que es del treinta y cinco por ciento

(35%). Con lo cual, la distribución entre la regalía y el impuesto debe definirse en cada caso concreto mediante el decreto presidencial correspondiente y el contrato.

La Resolución n° 024/2026 precisa que la base imponible de la regalía es el volumen de hidrocarburos de la producción fiscalizada en los puntos de fiscalización autorizados, valorizado conforme a la metodología definida en la Resolución (artículos 5 a 10). El impuesto integrado de hidrocarburos tiene por base imponible los ingresos brutos de las actividades de extracción de hidrocarburos y gas asociado "a los que se adicionarán los Ingresos Brutos relativos a otras actividades que realicen los Sujetos Pasivos de este impuesto" (artículo 12). A efectos de liquidación, según el artículo 13, "el valor de los Ingresos Brutos para los Sujetos Pasivos del Impuesto Integrado de Hidrocarburos será igual al valor total de los beneficios económicos recibidos por la actividad que realicen, según su objeto social, y que hayan recibido durante el ejercicio económico gravable, y corresponderá a los ingresos brutos reflejados en los Libros de Ventas".

Nótese que la base imponible en uno y otro caso es distinta, por lo cual la única manera de determinar el monto de la participación fiscal con base en las alícuotas integradas es conocer cómo se distribuye dicho monto. En otros términos, la alícuota agregada del treinta y cinco por ciento (35%) no se determina con base en la producción, pues, técnicamente, esta es la base imponible de la regalía. Sin embargo, asumiendo que los ingresos brutos por la venta del petróleo producido deben corresponder a la valoración de esa producción y, solo a efectos aproximativos, el monto de la alícuota agregada podría corresponder al valor de la producción.

La Resolución n° 002/2026 define la alícuota del impuesto para actividades aguas abajo: cinco por ciento (5%) para actividades de mejoramiento y refinación (artículo 6), tres por ciento (3%) para industrialización (artículo 9), cero por ciento (0%) para comercialización interior (artículo 12) y cinco por ciento (5%) para servicios petroleros (artículo 15).

Un aspecto que no quedaba del todo claro es quiénes son los sujetos pasivos, pues el artículo 44 de la reforma dispone que solo las filiales son agentes de retención o percepción de las regalías y el impuesto, a pesar de que, según el artículo 23, son empresas operadoras, además de las filiales, las empresas mixtas y los contratistas privados de las filiales. El artículo 3 del Reglamento define a los sujetos pasivos como las empresas operadoras, esto es, las filiales, las empresas mixtas y los contratistas de las primeras, tal como lo reitera el artículo 2.7. Además, según los artículos 8 y 11, son esas empresas operadoras las pagadoras de la regalía y el impuesto.

Con lo cual, las regalías y el impuesto integrado, como componentes del *government take*, deben ser pagados a la República por las filiales y empresas mixtas de PDVSA, o por el contratista del contrato para el desarrollo de actividades primarias firmado con las filiales, esto es, PPSA. Sin embargo, cuando la operación es asumida por el accionista minoritario de la empresa mixta, es ésta quien mantiene la condición de sujeto pasivo. Esto no se opone a que, en la práctica, sea el socio minoritario quien asuma toda la comercialización, debiendo, en todo caso, enterar a la empresa mixta el monto debido a la República[95].

En cuanto al régimen transitorio, las disposiciones transitorias segunda y tercera establecen que "el régimen fiscal vigente antes de la publicación de esta Ley seguirá siendo aplicable". Sin embargo, la solución no ha sido tan sencilla.

La fragmentación de los contratos firmados antes de la reforma también se tradujo en una participación fiscal fragmentada. Los antiguos contratos se regían por los títulos definidos en la Ley de 2001, reformada en 2006, que diferenciaba entre regalías y un impuesto de extracción (33,3%), más otras contribuciones e impuestos que, bajo las condiciones generales de las empresas mixtas, podían alcanzar el umbral del 50% (el llamado "impuesto en la sombra"). Una posible solución es que, una vez transcurrido el plazo establecido en las disposiciones transitorias, es decir, el 28 de julio de 2026, esa dispersión se resolvería, ya que todos los contratos quedarían sujetos al nuevo régimen fiscal.

Sin embargo, el artículo 28 de la Resolución nº 024/2026 establece una condición para la implementación del nuevo régimen fiscal. Según dicha norma, las empresas operadoras mencionadas en las disposiciones transitorias segunda y tercera podrán solicitar la aplicación del nuevo régimen fiscal, siempre que presenten ajustes en sus Planes de Negocio que incluyan nuevas inversiones destinadas a generar potencial productivo, así como la incorporación de infraestructuras para el desarrollo, la operación y la gestión de la producción en sus proyectos.

Por lo tanto, la nueva regulación fiscal se aplica a los contratos existentes cuando la empresa operadora solicita un ajuste por nuevas inversiones. Dado que la tasa o alícuota acumulada de las regalías e impuesto integrado podría ser inferior a la alícuota de la participación fiscal previa a la reforma, esta norma crea un incentivo: para beneficiarse de una reducción de las cargas fiscales, los operadores incumbentes deben presentar un plan de nuevas inversiones.

---

95 Sin embargo, el artículo 48 del Reglamento, reiterando el artículo 44 de la Ley de reforma, establece que las filiales serán agentes de retención o de percepción, no el inversor privado.

La solicitud para modificar el régimen fiscal debía presentarse como parte del procedimiento de ajuste, que, según se explicó, debía resolverse antes del 28 de julio. Dado que el régimen fiscal específico debe definirse mediante decreto o resolución, la adecuación, de ser el caso, solo comenzará a regir una vez que se especifique dicho régimen fiscal.

En resumen, la principal mejora introducida en el Reglamento y la Resolución nº 024 consiste en definir el monto máximo de los dos componentes más importantes del *government take,* esto es, la regalía y el impuesto integrado. Empero, esta definición, a través de la alícuota agregada, es insuficiente, porque no se aclara cómo se distribuye esa alícuota entre la regalía y el impuesto integrado, y, además, es necesario considerar los otros títulos de la participación fiscal, como las ventajas especiales que pueden definirse en los términos del artículo 34 de la Ley de reforma.

Mención especial merece la alícuota del impuesto sobre la renta, que no fue alterada por la Ley de reforma, aun cuando el artículo 58 del Reglamento permite rebajarla "*por órgano del Ministerio con competencia en materia de finanzas, previa opinión del Ministerio con competencia en materia de hidrocarburos*". Aun cuando el artículo 45 del Reglamento reitera la potestad de rebajar esa alícuota, su segundo párrafo incluye una rebaja para proyectos tipificados como campos sin desarrollar (*greenfield*), que tendrán una alícuota del impuesto sobre la renta del treinta y cuatro por ciento (34%). Nótese que esa rebaja no se acordó conforme a los términos del artículo 58 de la Ley.

La mayor claridad en torno al *government take* deja sin resolver la distribución de la regalía y del impuesto integrado, lo que se presta a un régimen disperso que impida determinar con certeza los ingresos fiscales petroleros del fisco nacional.

Esta indeterminación del régimen fiscal constituye una barrera para la inversión privada. Aun cuando el artículo 43 del Reglamento fija la alícuota agregada por tipo de proyecto, ni ese artículo ni la Resolución n° 024/2026 precisan cómo se distribuye dicha alícuota entre la regalía y el impuesto integrado, títulos que responden a bases imponibles distintas. A ello se suma la potestad ministerial de definir alícuotas específicas por proyecto, conforme al artículo 44, así como la rigidez de un régimen basado en reglas fijas que, ante los vaivenes del precio del petróleo, incentiva al Estado a intentar capturar la renta.

CONCLUSIONES

En el pensamiento jurídico venezolano sobre el Derecho de los hidrocarburos, la Ley de reforma de la LOH se separa del pensamiento estatista, pero sin retornar al pensamiento propietarista. Así, el Estado mantiene poderes de regulación sobre las actividades petroleras, ahora, a través de los nuevos contratos. Estos poderes son, en todo caso, de naturaleza contractual, dejando a salvo la regulación que dicte el Ministerio del área. El Estado no solo actúa como propietario de los yacimientos, sino también como planificador, regulador y gestor de las actividades petroleras.

Al mismo tiempo, los nuevos contratos petroleros, y en especial los que firmen filiales de PDVSA, permiten a la inversión privada ejercer derechos de exploración, producción y, eventualmente, comercialización, en lo que parecen ser modelos inspirados en el contrato de servicio petrolero. Ya el Estado, por medio de PDVSA, no tiene el monopolio de *iure*. La privatización *de facto*, traducida en contratos como los CPP, ahora pasa a ser una privatización formal, al menos, en lo que respecta al ejercicio de derechos petroleros. Ello supone un distanciamiento notable del pensamiento jurídico estatista que ha imperado, en especial, durante el último medio siglo.

Este cambio no fue el resultado de dinámicas internas, sino de las políticas diseñadas por el Gobierno de Estados Unidos tras los sucesos del 3 de enero de 2026. Por ello, estamos ante una Ley coyuntural, lo que debería marcar una duración más bien breve. El tiempo dirá si la Ley de reforma de la LOH fue el último capítulo del pensamiento estatista, o el primer paso de un nuevo pensamiento jurídico petrolero.

Venezuela necesita un nuevo pensamiento jurídico petrolero que deje atrás el pensamiento estatista, de acuerdo con el rol del Estado garante o regulador. El rol del Estado debe ser atender los fallos de mercado que obstruyen la realización de actividades petroleras, maximizando los ingresos petroleros y, con ello, el ingreso fiscal. El Estado, además, debe crear instituciones inclusivas que favorezcan las masivas inversiones en capital requeridas para llevar la producción petrolera al umbral de los tres millones de barriles diarios, considerando la diversidad energética, con crudos convencionales, crudos pesados y gas natural.

La nueva Ley no introdujo las bases de este nuevo pensamiento, simplemente, pues ese no era su rol. Ni las condiciones políticas actuales, ni la legitimidad de la sexta legislatura de la Asamblea Nacional, permiten avanzar en un debate democrático para sentar las bases de un nuevo pacto social petrolero. Por ello, en su función más bien instrumental, la nueva Ley de reforma

de la LOH podría crear condiciones favorables para avanzar en la primera etapa de la recuperación de la industria petrolera, en la fase de estabilización tras los eventos del 3 de enero de 2026. Pero incluso para cumplir este objetivo, la nueva Ley requerirá de mejores condiciones jurídicas, suplantando las instituciones predatorias que continúan en pie, con instituciones inclusivas que garanticen los derechos contractuales y además, permitan al Estado cumplir funciones básicas para acompañar la recuperación de la producción, pasando por garantizar el control del territorio y la seguridad, hasta la garantía del suministro eléctrico. Si no se inicia un proceso de transición hacia esas instituciones inclusivas, la nueva Ley no permitirá alcanzar las metas de producción.

Pero más allá de este momento coyuntural, los cambios introducidos en la Ley de reforma de la LOH deberían dar lugar a un debate plural sobre el nuevo marco jurídico para la Venezuela postpetrolera. Pues como hemos explicado en otro lugar, el petróleo ya le quedó pequeño a Venezuela, en el sentido de que la recuperación económica no va a poder depender, solo, del petróleo. La Venezuela postpetrolera requerirá promover la generación de riqueza a partir del esfuerzo individual, lo cual exige restablecer el Estado de Derecho y los mecanismos de mercado. Pero, incluso avanzando en este objetivo de diversificación económica, es necesario superar definitivamente el pensamiento jurídico estatista, mediante una nueva Ley de hidrocarburos que siente las bases del Estado garante. Esto es, además, necesario para desmontar las bases del Petro-Estado, que, pese al colapso, todavía se mantienen en pie. Si estas bases no se desmontan, la recuperación de la producción podrá volver a generar las mismas condiciones bajo las cuales, y a partir de 2002, la renta petrolera concentrada en la Presidencia favoreció políticas autoritarias y populistas[96]. Resumiremos, a modo de conclusión, los grandes principios que esa nueva Ley debe cumplir, para consolidar los cambios introducidos en la Ley de reforma de 2026.

En *primer lugar*, la nueva Ley de hidrocarburos debe reconocer con claridad el contrato de exploración y producción, y terminar de eliminar el monopolio legal del Estado para gestionar actividades petroleras, a través de PDVSA, sus empresas filiales y las empresas mixtas. Para este fin, deben separarse las funciones de regulación y de gestión, creando una agencia regulatoria que supervise a todas las empresas operadoras, tanto privadas como públicas. Asimismo, es necesario reestructurar a profundidad PDVSA, pues su colapso la hace irrecuperable, como sociedad mercantil. Ello puede incluso aconsejar la creación de una nueva empresa estatal petrolera, lo cual requerirá

---

96 *La privatización de facto de PDVSA y la destrucción del Petro-Estado venezolano. Del colapso de la industria petrolera a la licencia de Chevron,* cit., pp. 409 y ss.

renegociar la deuda externa de PDVSA y, por ende, toda la deuda pública. Todo lo anterior debe ir de la mano de reglas de gobernanza que fomenten la transparencia en las industrias extractivas, incluso fusionando en un mismo marco jurídico todas las actividades de hidrocarburos. Esta nueva Ley, a su vez, debe formar parte de las políticas para restablecer la capacidad estatal, el Estado de Derecho y los mecanismos de mercado.

En *segundo lugar,* debe rescatarse el fondo de estabilización macroeconómico, como un fondo soberano e independiente que administre todo el ingreso fiscal petrolero. Esto privará al Poder Ejecutivo del poder discrecional para captar y distribuir el "government take", incluso, en un modelo de gestión privada, por medio de instituciones que, fácilmente, pueden degenerar en clientelismo y corrupción. Al inmunizar la renta petrolera dentro de los ingresos fiscales, el Ejecutivo dependerá del ingreso tributario no petrolero para sufragar el gasto. Con ello, el Estado volverá a depender fiscalmente de la riqueza generada por la sociedad, lo que propiciará condiciones favorables a la rendición de cuentas y a la transparencia. Estas reformas deben formar parte de las políticas para reconstruir instituciones fiscales eficientes y transparentes y restablecer la autonomía constitucional del BCV.

Hasta que estas reformas de fondo no se implementen, el Petro-Estado seguirá siendo un riesgo latente y con él, sus tentaciones autoritarias y populistas. Pues la verdadera reforma petrolera que Venezuela necesita no es solo aquella que genere condiciones favorables para atraer las inversiones en capital necesarias para recuperar la industria destruida por las políticas predatorias. Es, en realidad, la reforma que desmonte las instituciones del Petro-Estado, rescatando con ello el principio republicano, según el cual el Estado sirve a la sociedad libre y organizada para el bien común, y no ya, como sucede en el Petro-Estado, el principio inverso, según el cual la sociedad depende de la renta distribuida por el Estado.

Brookline, MA., 31 de enero – 5 de septiembre de 2026