

Asociación Público – Privada en Infraestructuras Energéticas

EXPERIENCIAS EN AMÉRICA LATINA
AUTOR: MIGUEL ÁNGEL CHAMOCHÍN GÓMEZ

Asociación Público-Privada en Infraestructuras Energéticas:
Experiencias en América Latina (2017)

Documento elaborado bajo la coordinación de la Dirección de Análisis y Estrategias de Energía, Vicepresidencia de Infraestructura, CAF.

Mauricio Garrón, Director, Dirección de Análisis y Estrategias de Energía

Albert Ribeiro, Ejecutivo, Dirección de Análisis y Estrategias de Energía

Edición: Dirección Corporativa de Comunicación Estratégica

(*) Se agradecen los comentarios y sugerencias recibidas de Pablo Sanguinetti, Mónica López, Pablo Cisneros y Ángel Cárdenas de CAF, así como de la Asociación Iberoamericana de Entidades Reguladoras de la Energía (ARIAE) a través de su Secretario Ejecutivo.

Título: Asociación Público-Privada en Infraestructuras Energéticas: Experiencias en América Latina

Editor: CAF, Vicepresidencia de Infraestructura

Autor: Miguel Ángel Chamochín Gómez

La versión digital de este libro se encuentra en <http://scioteca.caf.com>

© 2017 Corporación Andina de Fomento, todos los derechos reservados

Pequeñas secciones del texto, menores a dos párrafos, pueden ser citadas sin autorización explícita siempre que se cite el presente documento. Los resultados, interpretaciones y conclusiones expresados en esta publicación son de exclusiva responsabilidad de su(s) autor(es), y de ninguna manera pueden ser atribuidos a CAF, a los miembros de su Directorio Ejecutivo o a los países que ellos representan. CAF no garantiza la exactitud de los datos incluidos en esta publicación y no se hace responsable en ningún aspecto de las consecuencias que resulten de su utilización.

© 2014 Corporación Andina de Fomento

CONTENIDO

<u>INTRODUCCIÓN A LAS APP</u>	10
1.1 LA ASOCIACIÓN PÚBLICO-PRIVADA	10
.....	13
1.2 FORMAS DE CONTRATACIÓN QUE SE CONSIDERAN ASOCIACIÓN PÚBLICO-PRIVADA	13
A. APP de Infraestructura	14
B. APP de infraestructura con financiación privada	15
i. Contratos de diseño, construcción, operación, financiación y mantenimiento	15
ii. Gestión a largo plazo y monetización de activos	18
C. APP de servicio.....	19
1.3 FORMAS DE CONTRATACIÓN QUE NO SE CONSIDERAN ASOCIACIÓN PÚBLICO-PRIVADA	20
A. La contratación tradicional.....	20
B. La privatización	21
<u>LAS ASOCIACIONES PÚBLICO-PRIVADAS EN EL SECTOR ENERGÉTICO</u>	25
2.1 INTRODUCCIÓN	25
2.2 CONTRATOS DE COMPRA DE ENERGÍA (PPA)	26
2.3 APP EN LAS LÍNEAS ELÉCTRICAS Y DUCTOS	32
A. Electricidad	33
B. Hidrocarburos.....	34
i. Basados en pagos de usuarios (“APP con pagos de usuarios” o concesión)	34
ii. Basados en pagos del gobierno (“APP con pagos del gobierno”).....	35
2.4 APP EN LA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN (E&P) DE HIDROCARBUROS	36
A. Acuerdos de Producción Compartida o “ <i>Petroleum Sharing Agreement</i> ” (PSA)	38
B. Acuerdos de Servicios de Riesgo o “ <i>Risk Service Agreements</i> ” (RSA)	39
C. Contrato de Concesión basado en Impuestos y Regalías	40
D. Modelo Híbrido, Empresa Conjunta o <i>Joint Venture</i> (JV).....	41
<u>APP EN EL SECTOR DE HIDROCARBUROS Y GAS NATURAL EN AMÉRICA LATINA</u>	42
3.1 PANORAMA	42
<u>APP EN EL SECTOR ELÉCTRICO EN AMÉRICA LATINA</u>	48
4.1 PANORAMA	48
<u>CONCLUSIONES</u>	53

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	59
LAS ASOCIACIONES PÚBLICO-PRIVADAS EN EL SECTOR ENERGÉTICO	59
APP EN EL SECTOR ENERGÉTICO EN AMÉRICA LATINA	60
Introducción.....	60
Chile	63
Brasil	63
Perú.....	64
Colombia.....	66
Argentina	67
ACRÓNIMOS.....	69
GLOSARIO	75

ILUSTRACIONES

Ilustración 1: Participación Privada en Infraestructura y Servicios Públicos..... 13

TABLAS

Tabla 1: Comparación de las características más relevantes que definen una APP con otras contrataciones.....	25
Tabla 2: Subastas Competitivas de Energías Renovables en América Latina.....	32
Tabla 3: Ofertas de precio más bajas para proyectos de ERNC en subastas recientes	33
Tabla 4: APP en la Exploración y Producción (E&P) de hidrocarburos en América Latina y el Caribe	39
Tabla 5: Indicadores del Sector Gas Natural de algunos países de América Latina y el Caribe 2014.....	47
Tabla 7: Nivel participación privada en cada segmento del sector eléctrico de América Latina	51

PRESENTACIÓN

En vista de que, a lo largo de su trayectoria, y bajo la premisa de que una infraestructura de calidad es un factor fundamental en el desarrollo de sociedades más inclusivas y competitivas, CAF –Banco de Desarrollo de América Latina– ha dado un importante apoyo a la infraestructura en la región.

En 2011, cumpliendo con una solicitud de la Secretaría General Iberoamericana (SEGIB), CAF elaboró un diagnóstico estratégico titulado *La Infraestructura en el Desarrollo Integral de América Latina* (IDEAL), que fue presentado en la XXI Cumbre Iberoamericana de Jefes de Estado y de Gobierno. Ese documento incluyó un análisis de la situación actual de la infraestructura y propuso una agenda estratégica para su desarrollo.

Existe una necesidad de duplicar las infraestructuras energéticas de la región en el medio-largo plazo. Actualmente en América Latina se invierte el 3% del PIB en infraestructuras, y debe invertir alrededor del 5% de su PIB para llegar en 20 años a la calidad de infraestructura actual de los países de la OCDE. Por ejemplo, en el caso de México, el consumo actual per cápita se eleva a 3.000 kWh/año, frente a los 5.000 kWh/año de los países de la Unión Europea (UE).

Todo indica que el sector público no podrá movilizar en solitario los gastos que se necesitan, por lo que se hace imprescindible incluir al sector privado a través de Asociaciones Público-Privadas (APP). El sector energético cuenta con unas características únicas y complejas respecto a otros sectores en lo que se refiere a la implementación de la APP. Las infraestructuras de cada sector (transporte, energía, telecomunicaciones, agua, etc.) cuentan con peculiaridades en cada país de América Latina, ya que han sufrido reformas de mercado diferentes. Estas particularidades se acentúan en el caso del sector energético, por las distintas regulaciones existentes en sus sub-sectores (por ejemplo, eléctrico, petróleo y gas), por las diferencias en su cadena de valor (transmisión, distribución, generación y comercialización), y por los diferentes grados de privatización de cada mercado.

Las infraestructuras energéticas en América Latina merecen un estudio particular en lo que se refiere a la APP. Sus distintos marcos regulatorios y grados de madurez institucional y operacional, la hacen contar con un mapa de riesgos, políticas y mejores prácticas que le son propias. Por ello, se plantea la realización de esta publicación sobre “APP en el Sector Energético” en América Latina.

El incremento demográfico y el crecimiento económico de los países de América Latina marcan la necesidad de grandes inversiones en infraestructura que permitan disminuir la brecha, y que se vinculen también a sus planes de desarrollo sostenible, acción climática e interconexión a las infraestructuras propias de la región (por ejemplo, redes eléctricas, gasoductos y terminales de gasificación), y los mercados regionales energéticos.

Se confía en que las Asociaciones Público-Privadas puedan canalizar estas inversiones. Para ello, los gobiernos deben crear un entorno en el que el sector privado pueda crecer, desarrollando marcos regulatorios transparentes. Esto permitirá ganar la confianza de los inversores en estos países, quienes compiten ahora con los restantes países por atraer la Inversión Extranjera Directa (IED) a sus mercados energéticos en un mundo globalizado; lo que lleva a reformas en cada país que permitan establecer un entorno más atractivo para hacer negocios. Se abre un terreno de oportunidades, empujadas por los planes de expansión nacional e internacional del sector privado, y la búsqueda de mejores rentabilidades por parte de los grandes fondos de inversión en un contexto de bajos tipos de interés. En este escenario, las Instituciones Financieras Internacionales (IFI) debemos continuar el apoyo al desarrollo de infraestructura.

El documento se organiza de la siguiente manera. El capítulo 1 formaliza el concepto de Asociación Público-Privada, presenta las categorías de contratación que se consideran APP, y proporciona ejemplos propios del sector energético. Destaca la importancia de la APP de infraestructura con financiación privada para disminuir la brecha de infraestructura.

El capítulo 2 trata con cierto detalle los tres escenarios de contratación principales en los que se constituyen las infraestructuras energéticas en modalidad APP de infraestructura con financiación privada: los Contratos de Compra de Energía (PPA), la

creación de líneas eléctricas y ductos, y las actividades de Exploración y Producción (E&P) de hidrocarburos. Se realiza un análisis de su utilización en América Latina.

El capítulo 3 da cuenta de la Asociación Público-Privada en el sector de hidrocarburos y gas en el ámbito latinoamericano. En consecuencia, se analizan los aspectos relativos a las APP en la Exploración y Producción y las reformas realizadas para atraer la inversión privada al sector de hidrocarburos.

El capítulo 4 se centra en el sector eléctrico. Para ello se estudian los Contratos de Compra de Energía a largo plazo que facilitan la creación de APP, así como las APP en las líneas de transmisión y distribución eléctricas. Este capítulo complementa el capítulo anterior para dar una visión profunda de las APP en infraestructuras energéticas en América Latina.

1

Introducción a las APP

1.1 La Asociación Público-Privada

La Asociación Público-Privada es una manera de contratar infraestructura y servicios públicos¹. Esta opción de contratación ofrece una oportunidad a los países de cubrir la brecha de infraestructura, mediante el acceso al capital y experiencia privada, de manera eficiente y estructurada. Esto supone una especial ayuda a los mercados emergentes y economías en desarrollo.

La APP es un método para comprar y entregar bienes públicos². El método de contratación de APP se puede utilizar para desarrollar y gestionar infraestructura nueva, o actualizar una infraestructura existente (denominadas “APP de infraestructura”), gestionar una infraestructura existente por medio del sector privado, u operar servicios públicos (denominadas “APP de servicio”).

¹ Los conceptos y definiciones introducidas siguen el estándar de certificación del programa APMG. Este programa de certificación es una iniciativa del Banco Mundial (BM), el Banco Asiático de Desarrollo (BASD), el Banco Europeo de Reconstrucción y Desarrollo (BERD), el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), y el Banco Islámico de Desarrollo (BIsD), y está financiado en parte por el Fondo de Asesoría en Infraestructura Público-Privada (PPIAF). APMG es una organización internacional especializada en servicios de acreditación y certificación.

² El bien público es un activo fijo comprado con una visión de uso a largo plazo, sujeto o dedicado al uso público, o a proveer un servicio público.

Muchas iniciativas están trabajando en homogeneizar, establecer estándares, y crear plataformas para el desarrollo de APP que faciliten la provisión de infraestructura³. A pesar de ello, no existe una definición universalmente aceptada del concepto de APP⁴.

El Banco Mundial define la Asociación Público-Privada como: "un contrato a largo plazo entre un ente público y un ente privado, para el desarrollo y/o la gestión de un bien o servicio público, en el que la parte privada asume un riesgo significativo y la responsabilidad de la gestión en la vida del contrato, y su remuneración se vincula significativamente a su rendimiento y/o la demanda o utilización, del bien o servicio".

La definición del Banco Mundial establece que existe un contrato que actúa como instrumento jurídico en el que se definen las obligaciones y derechos de ambas partes. También determina que existe un riesgo significativo y responsabilidades que asume la parte privada en el marco de una relación a largo plazo. La parte privada puede participar en la financiación de parte o la totalidad de la obra, y en la construcción/desarrollo y gestión (operación y mantenimiento) de la obra. Estas últimas actividades se suelen agrupar y se realizan conjuntamente.

La definición es amplia y se aplica tanto a infraestructura como a servicios nuevos o existentes⁵. Cubre tanto la adquisición de infraestructura nueva o mejorada, como la adquisición de servicios de gestión de infraestructura para activos que están ya financiados y construidos, e incluso servicios. Esto último se refiere a servicios públicos, como el suministro de energía y agua a los hogares, y el transporte de pasajeros.

³ Estas iniciativas se pueden clasificar en: iniciativas para la realización de plataformas (p.ej. Global Infrastructure Hub – GIH, International Infrastructure Support System – IISS, PPP Knowledge Lab, EIB's European PPP Expertise Center – EPEC, PPIAF database, the Interactive Platform, Global Infrastructure Facility – GIF, etc.); iniciativas para crear un entorno adecuado (p.ej. infraescope del Economist Intelligence Unit, un conjunto de indicadores para contratación de APP desarrollados por el Banco Mundial, el enfoque común para la priorización de proyectos de los Bancos de Desarrollo Multilateral, etc.); iniciativas para crear estándares (p.ej. programa de certificación global sobre APP del APGM con apoyo del Banco Mundial, PPP Legal Transition for Eastern Europe del BERD, estándares de APP para el desarrollo de Objetivos de Desarrollo Sostenible de UNECE, informe de recomendaciones sobre cláusulas contractuales del Banco Mundial, etc.).

⁴ Public-Private Partnerships: In Pursuit of Risk Sharing and Value for Money. OCDE 2008.

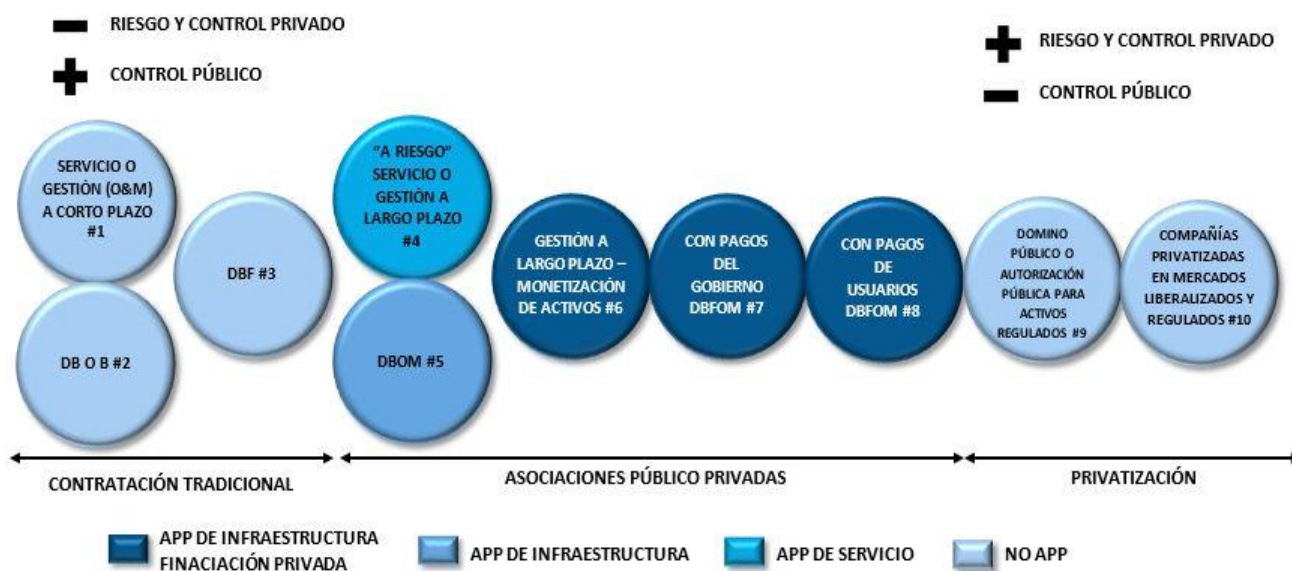
⁵ Public-Private Partnerships: reference guide version 2.0. World Bank 2014.

Este documento se focalizará en las infraestructuras energéticas, tanto en infraestructura nueva, como en mejoras significativas y renovaciones de infraestructura existente. Como tales, las infraestructuras energéticas permiten el acceso de los usuarios a la energía. En este sentido se clasifican según su fuente en:

- Infraestructuras de energía eléctrica: como pueden ser la red de transporte y distribución, así como instalaciones de generación y las conexiones eléctricas internacionales.
- Infraestructuras relacionadas con el gas: como pueden ser las plantas de regasificación, almacenamiento y puerto de descarga, estaciones de compresión, estaciones de regulación y medida, redes de transporte y distribución, así como los gasoductos de conexión internacional.
- Infraestructuras relacionadas con el petróleo: como pueden ser los puertos de descarga y almacenamiento, refinerías y plantas de transformación en energía, oleoductos o redes de transporte, y puntos de distribución.

Con el objetivo de contextualizar el enfoque de las APP, la Ilustración 1 presenta distintos ejemplos de participación privada en infraestructura pública. En esta ilustración se contempla que existen básicamente tres modalidades principales de provisión de infraestructura pública: la “contratación tradicional”, las Asociaciones Público-Privadas, y la privatización. Este documento se focaliza igualmente en la utilización de las Asociaciones Público-Privadas para contratar proyectos de infraestructura que requieran elevadas inversiones de capital y cuenten con financiación del sector privado (“APP de infraestructura con financiación privada”). Este énfasis se debe a que los países en desarrollo necesitan canalizar, al menos, USD 1 billón al año más en el desarrollo de infraestructura, en la que las infraestructuras de energía representan un montante principal. Los gobiernos por si solos son incapaces de movilizar estas grandes cantidades de dinero y requieren para ello del sector privado, cuya experiencia y

capacidad financiera pueden ayudar a hacer que estos proyectos de infraestructura sean una realidad.



- #1. Contrato de 2 años de O&M para una carretera.
- #2. Contrato para el diseño y construcción, o solamente construcción, de infraestructura (e.g. gasoducto, carretera, vía o toda una red férrea).
- #3. Como en el # 2, pero el contratista tiene prefinanciación de la obra frente a pagos futuros.
- #4. Contrato de siete años con una comercializadora de participación pública, para la gestión de cobros de la factura eléctrica. Contrato de 10 años para la gestión de un servicio de suministro de agua. A veces llamado contrato de alquiler, arrendamiento o concesión.
- #5. Contrato para la entrega de un activo (e.g. línea de transmisión), donde el contratista diseña, construye y proporciona O&M por un número de años.
- #6. En el sector O&G: el Acuerdo de Producción Compartida (PSA), el Acuerdo de Servicios de Riesgo (RSA), la Concesión basada en Impuestos y Regalías, y la Empresa Conjunta (JV). Contrato de 30 años de arrendamiento o concesión para operar una autopista de peaje existente, contra el pago de una cuota por adelantado.
- #7. Contrato DBFOM de un gasoducto por 35 años entre el gobierno o una NOC, y una empresa privada, con una participación privada del 45%. Contrato DBFOM por 25 años para construir, financiar y administrar una instalación, carretera o una planta de residuos, siendo compensado por rendimiento o disponibilidad.
- #8. Contrato de Compra de Energía (PPA) por 20 años de una distribuidora, pagado con la tarifa de los clientes regulados, con un Productor Independiente de Electricidad (IPP), que crea una planta de generación renovable para este fin.
- #9. Un operador privado para la generación de energía renovable operando en condiciones reguladas con un apoyo directo tradicional basado en precio (p.ej. FIT o FIP).
- #10. Un distribuidor de electricidad o un operador de telecomunicaciones, que compite en el mercado por clientes en un entorno regulado.

Ilustración 2: Participación Privada en Infraestructura y Servicios Públicos

Fuente: Banco Mundial y elaboración propia

1.2 Formas de contratación que se consideran Asociación Público-Privada

Las Asociaciones Público-Privadas deben considerarse una opción en un país con un marco (política pública, jurídico, institucional, fiscal, y soporte) suficientemente desarrollado que minimice riesgos. En los países que disponen de un marco débil, la “contratación tradicional” aparece como una opción preferible. La existencia adicional de riesgos por incertidumbre, hace que las empresas privadas exijan primas adicionales que le permitan participar en proyectos de infraestructura. Estos proyectos combinan

elevadas inversiones iniciales contra flujos de ingresos futuros en un horizonte de largo plazo.

Las APP vinculan la remuneración significativamente a su rendimiento y/o la demanda o utilización del bien o servicio, con el fin de alinear los intereses de ambas partes. Normalmente el rendimiento se ajusta a indicadores de niveles de servicio o nivel/volumen de utilización.

Las tres categorías de contratación que pueden considerarse Asociaciones Público-Privadas son: la APP de infraestructura, la APP de infraestructura con financiación privada, y la APP de servicio.

A. APP de Infraestructura

Forma parte de esta categoría el contrato de diseño, construcción, operación y mantenimiento o “*Design, Build, Operate and Maintain*” (DBOM). Algunos de estos contratos se financian por el gobierno contra el presupuesto, en el que el contratista seleccionado lleva a cabo los trabajos de construcción, operación y mantenimiento (O&M). Los trabajos de mantenimiento se pre contratan a un precio acordado.

El sector público financia generalmente gran parte sino la totalidad de la APP de infraestructura, en contraposición a la APP de Infraestructura con Financiación Privada. Además, el precio de la O&M está ligado a indicadores de rendimiento y se paga por separado. En comparación, con la “contratación tradicional”, esta modalidad puede ayudar a moderar los incentivos para que el contratista reduzca la calidad de la construcción, para ahorrar costes y aumentar margen.

El gobierno puede optar por esta forma de contratación, si considera que el beneficio de un enfoque de gestión más integrado, excede a la renuncia a un concurso separado para la contratación de la O&M. Este método de contratación aparece como alternativa, cuando los detalles del proyecto y el contexto financiero, no justifican una APP de Infraestructura con Financiación Privada.

B. APP de infraestructura con financiación privada

i. Contratos de diseño, construcción, operación, financiación y mantenimiento

Forman parte de esta categoría los contratos de diseño, construcción, operación, financiación y mantenimiento (DBFOM) basados en pagos del usuario y gobierno.

En los contratos DBFOM el contratista desarrolla la infraestructura asumiendo riesgos a través de fondos propios y de prestamistas. Asimismo, el contratista es responsable de la gestión del ciclo de vida de la infraestructura y de la O&M. Para llevar a cabo estas tareas, el contratista, por lo general crea una Sociedad Instrumental o Special Purpose Vehicle (SPV).

Si el contrato no incluye las operaciones recibe el nombre de DBFM. Los contratos DBFOM y DBFM, así como otros términos equivalentes⁶, cumplen las características iniciales necesarias para ser una APP de Infraestructura con Financiación Privada. Sin embargo, para que cumpla totalmente estas características, hay que analizar la transferencia de riesgo y los incentivos, ya que algunos DBFOM pueden ser un DBOM, en los que la financiación la proporciona la parte privada sin que los inversores asuman riesgo significativo. Si no hay transferencia de riesgo a los inversores, el proyecto proporcionará un Valor por Dinero o “Value for Money” (VfM) similar a un DBOM. Cuando el ente privado financia gran parte de la infraestructura y sus ingresos se basan en factores de rendimiento de la infraestructura (p.ej. disponibilidad y/o utilización), la financiación comprometida alinea los objetivos del ente público y privado.

En estos contratos, la parte privada proporciona una parte significativa de la financiación. Aunque el aporte significativo de financiación privada pueda ser una motivación importante para el ente público, debe ser valorado su interés. La financiación privada toma normalmente la forma de una estructura de *project finance*, bono de proyecto, y/o financiación bancaria.

En los contratos DBFOM basados en pagos del usuario (“APP con pagos de usuarios” o concesión), los ingresos esperados pueden utilizarse en el presupuesto general del

⁶ Como Build-Operate-Transfer [BOT], Build-Own-Operate-Transfer [BOOT], y Build-Transfer-Operate [BTO].

proyecto como fondos para un sector particular, o se pueden reservar para la infraestructura que los genera. Estos ingresos pueden ser suficientes para cubrir los gastos de O&M, y producir un excedente para pagar la financiación del activo. Los contratos de “APP con pagos de usuarios” se conocen como concesiones, especialmente en los países basados en el código civil⁷.

Un contrato en la modalidad “APP con pagos de usuarios” utilizado para financiar, entregar y gestionar una infraestructura, es una forma de contrato cuyo alcance incluye un DBFOM de manera integrada. La financiación de la infraestructura es privada y gran parte de los ingresos proviene del derecho a comercializar el uso del activo.

En estos contratos, a diferencia de la “contratación tradicional”, el socio privado no sólo construye y diseña la obra, sino que también opera y mantiene el activo gracias a un contrato a largo plazo. El socio privado es el propietario económico del activo durante la vida del contrato de concesión. Esto significa que el socio privado tendrá que mantener y renovar el activo por su propia cuenta y riesgo, sin posibilidad de demandar la parte pública⁸.

Se espera que el socio privado recupere la inversión gracias a los pagos de los usuarios. Por ejemplo, se puede dar un caso de generación eléctrica ajustado a este modelo de contratación, en el que se paga una tarifa indexada al precio del combustible, con ajustes mensuales o anuales.

Este podría ser el caso de un Contrato de Compra de Energía o “*Power Purchase Agreement*” (PPA) de una distribuidora a un Productor Independiente de Electricidad o “*Independent Power Producer*” (IPP), que crea una planta de generación renovable para este fin. El contrato se paga con la tarifa de los clientes regulados.

En ocasiones, si los ingresos esperados superan los ingresos necesarios para soportar la financiación del proyecto, la forma de contratación “APP con pagos de usuarios”

⁷ En los países de código civil, la concesión se puede aplicar a contratos DBFOM y contratos de servicio, o a contratos que otorgan el derecho a operar un activo existente. En el caso de que se aplique sobre un activo existente, los países que aplican el “*Common Law*” usan también el término “arrendamiento”.

⁸ Con las excepciones propias de un esquema de asignación adecuado de los riesgos.

incluye probablemente un pago de la parte privada a la autoridad contratante, en la forma de pago por adelantado o cuota diferida. En caso contrario, si el proyecto es razonablemente valioso para el contribuyente, el gobierno puede cofinanciar y estar dispuesto a cubrir la "brecha de viabilidad" con una variación de la forma de contratación DBFOM.

Los DBFOM basados en pagos del gobierno ("APP con pagos del gobierno", Iniciativa de Financiación Privada⁹ o "*Private Finance Initiative*" - PFI) se establecen cuando no hay ingresos de usuarios¹⁰, los ingresos son pequeños respecto a las necesidades de capital¹¹, o la infraestructura está disponible a los usuarios sin cargo¹². En este caso el gobierno puede decidir entre las siguientes opciones:

- Que el contratista asuma el ciclo de vida de la infraestructura, por ejemplo, desde su construcción a su renovación.
- Que el contratista financie las obras con fondos propios.
- Que el contratista mantenga u opere la infraestructura conforme a ciertos niveles de servicio o indicadores de rendimiento durante la vida del contrato.
- Que se pague al contratista/inversor por la construcción y la O&M durante el tiempo necesario, y en la medida en que, la infraestructura se encuentre disponible bajo los estándares de disponibilidad y calidad establecidos.

El contratista obtiene también ingresos de la infraestructura como en el caso de la concesión. Sin embargo, los ingresos provienen de la prestación adecuada de servicios al contratante. A pesar de ello, como ocurre en el caso de "APP con pagos de usuarios", la "APP con pagos del gobierno" puede incluir ciertos ingresos de los usuarios u otros

⁹ Como se ha señalado anteriormente en esta sección, hay una serie de países (especialmente en América Latina) que reservan el término PPP sólo para contratos de "PPP con pagos del gobierno", refiriéndose a contratos de "PPP con pagos de usuarios" como a concesiones. Por el contrario, algunos otros países usan el término PFI (Iniciativa de Financiación Privada o "*Private Finance Initiative*") para "PPP con pagos del gobierno".

¹⁰ Por ejemplo, si no hay ningún usuario final al que cobrar.

¹¹ Tal es el caso de los proyectos ferroviarios o de los grandes proyectos de ductos.

¹² Tal es el caso de las carreteras sin peaje.

ingresos comerciales. En cualquier caso, esta fuente de ingreso no debe ser la principal, para que el contrato APP se considere una forma de contratación “APP con pagos del gobierno”.

La cofinanciación y “*joint venture*”¹³, que aparecían en la contratación “APP con pagos de usuarios”, aparecen también en la contratación “APP con pagos del gobierno”. Un caso especial de “APP con pagos del gobierno” sucede cuando los usuarios pagan un peaje o una tarifa, pero este ingreso se excluye intencionadamente de los ingresos recibidos por el socio privado.

ii. Gestión a largo plazo y monetización de activos

Los gobiernos pueden crear Empresas de Propiedad Estatal o “*State Owned Enterprises*” (SOE) para construir, financiar y administrar la infraestructura con base en los ingresos generados o el servicio proporcionado por la infraestructura¹⁴. Se puede emular la estructura financiera y de gestión de una APP privada, cuando se crea una SOE con un contrato DBFOM del gobierno. En este caso, la estructura de contrato puede llamarse a veces “*Public Partnerships*” o Asociación Pública-Pública¹⁵. A efectos de este documento no son consideradas como APP.

Sin embargo, un gobierno puede realizar también una contratación DBFOM con una empresa cuya propiedad es de socios privados, que puede contar con participación pública, donde el gobierno mantiene cierto control y el sector privado tiene una contribución importante en la financiación y los riesgos del proyecto.

Este último escenario se ha planteado en ciertos tipos de contratos en los sectores del petróleo y gas (O&G). En estos sectores se ha considerado tradicionalmente que el

¹³ La “*joint venture*” se presenta raramente en la contratación “PPP con pagos de usuarios”.

¹⁴ Como peajes, tarifas de tránsito público, y tasas/tarifas por servicios de abastecimiento de agua.

¹⁵ Un ejemplo son las estructuras de contrato de servicio público desarrolladas por el Banco Europeo de Reconstrucción y Desarrollo (BERD) para la mejora del transporte urbano en algunos países europeos. En estos casos, la autoridad firma un contrato de servicio público con su operador público, que emula muchas de las características de PPP (en la que los pagos públicos necesarios para llegar a un equilibrio financiero se realizan en base al rendimiento). La autoridad también firma un “acuerdo municipal de soporte” con el BERD para reforzar su compromiso financiero con el proyecto. Ver *Accelerating Infrastructure Delivery*, WEF 2014, disponible en: <http://reports.weforum.org/accelerating-infrastructure-delivery-new-evidence-from-international-financial-institutions-info/> (accedido 08.06.16).

recurso bajo el suelo es un activo y tiene un valor. Por ello, se estima que este recurso se puede monetizar, y convertir en inversiones y/o pagos de la parte privada. Los acuerdos de producción compartida o “*Petroleum Sharing Agreement*” (PSA), los acuerdos de servicios de riesgo o “*Risk Service Agreements*” (RSA), los contratos de Concesión basados en Impuestos y Regalías (“*Tax and Royalty Agreement*”) y, una variedad de este último, la empresa conjunta o *Joint Venture* (JV), pertenecen a esta categoría y serán analizados posteriormente con mayor detalle.

C. APP de servicio

Forma parte de esta categoría el contrato "a riesgo" de gestión o servicio a largo plazo. Este contrato puede considerarse como APP, siempre y cuando exista una transferencia de riesgo significativa, esté orientado a mejorar el rendimiento, y tenga un horizonte de largo plazo¹⁶. Esta clasificación se refiere a “APP de servicio”, no a contratos DBFOM. La diferencia principal proviene de la inversión inicial, ya que los contratos de servicio o gestión, no tienen tanta inversión inicial como los contratos DBFOM.

Estos contratos no se consideran APP cuando los ingresos de la parte privada se fijan en función de una base de coste más un margen, en lugar de basarse en cantidades previamente acordadas. El hecho de pagar esta base para reflejar el coste real incurrido, transfiere poco riesgo.

En esta clasificación entraría un contrato de siete años, con una comercializadora de participación pública, para la gestión de cobros de la factura eléctrica, con penalizaciones por el rendimiento, y primas por aumento de la ratio de cobro. También podría considerarse un contrato de 10 años para operar y mantener unas plataformas petrolíferas.

No se considera una APP al contrato que no cumpla las características mencionadas anteriormente. Este es el caso de los contratos tradicionales de O&M o los contratos de servicio. Los contratos tradicionales de O&M se basan normalmente en un coste más un concepto, o se centran en el pago por los medios utilizados en lugar de basarse en

¹⁶ Si bien no hay un consenso universal acerca de cuándo se puede hablar con propiedad de largo plazo, contratos de menos de cinco años se conocen en general como de corto plazo.

los resultados proporcionados. A pesar de ello, los contratos de servicio a corto plazo, como los contratos tradicionales de operación y mantenimiento (O&M) o de mantenimiento (M), son adecuados en muchos contextos y tienen la ventaja de la flexibilidad.

1.3 Formas de contratación que no se consideran Asociación Público-Privada

A. La contratación tradicional

En la “contratación tradicional” el sector privado construye la infraestructura pública, recibe un pago y termina su relación contractual con el Estado. En el caso de la APP, el sector privado construye, opera, y mantiene la infraestructura pública durante el plazo contractual contra su presupuesto. En la privatización, el sector privado además de construir y realizar la operación y mantenimiento de la infraestructura, ostenta la propiedad de la misma, asumiendo los riesgos propios del negocio.

La “contratación tradicional” recibe el nombre de Ingeniería, Compra y Construcción o “*Engineering, Procurement and Construction*” (EPC) en algunos países. Suele presentarse según alguna de las siguientes formas:

- Contratos de construcción o “*Build only contracts*”/“*Design-Bid-Build*” (B): el contrato se licita tan sólo para construir la infraestructura y el diseño se completa por una entidad diferente.
- Contratos de diseño y construcción o “*Design-Build contracts*” (DB): el contrato se licita para el diseño y la construcción de la infraestructura.

Una forma de contratación similar son los contratos de diseño, construcción y financiación o “*Design, Build and Finance contracts*” (DBF), en los que el gobierno recibe el bien cuando se completa la construcción. Como en los contratos B y DB, el gobierno también asume la responsabilidad y el riesgo del estado de la infraestructura a largo plazo.

El objetivo de esta forma de contratación es el de permitir al sector público evitar una restricción de fondos a corto plazo. También pueden existir beneficios en la financiación,

ya que la deuda está dedicada al activo. Por ello, algunos países consideran el contrato DBF como un tipo de APP, basándose en su financiación y la capacidad de transferir más riesgos en la fase de construcción.

Los contratos B, DB y DBF carecen de incentivos para que el adjudicatario se preocupe de la calidad de la infraestructura. Sin embargo, el adjudicatario tiene una clara motivación en aumentar sus beneficios mediante reducción de costes o demandando pagos extras.

En cualquier caso, existen situaciones en las que el modelo de APP puede no ser el método de contratación más adecuado para un proyecto de infraestructura, pero un contrato DBF puede ofrecer algunas ventajas y beneficios a la autoridad pública, en comparación a la “contratación tradicional”.

La “contratación tradicional” puede ser una opción apropiada para el desarrollo de infraestructura, siempre que el sector público tenga las competencias, tenga clara la solución técnica que desea, prefiera mantener la responsabilidad de la O&M durante la vida útil del activo, y disponga de los fondos necesarios para costear las obras. No hay una opción de contratación universalmente mejor para cualquier infraestructura, cada proyecto requiere su forma de contratación específica.

B. La privatización

Forma parte de esta categoría los distintos modelos de contratación que han sucedido tras procesos de privatización. En esta categoría se encuentran la concesión de dominio público y autorización pública para invertir y operar infraestructura de interés público en un entorno regulado, y los contratos de compañías privatizadas en mercados liberalizados y regularizados.

A menudo se confunde privatización con Asociación Público-Privada. Existe una clara diferencia entre estas dos formas de participación del sector privado. La privatización implica la transferencia permanente al sector privado de lo que anteriormente constituía un bien de propiedad pública y la responsabilidad de proporcionar un servicio público al usuario final. En la APP la relación entre el sector público y privado va más allá,

implicando que el sector público asume un papel de asociado en una relación permanente con el sector privado¹⁷.

La confusión puede surgir al utilizar el término privatización de manera genérica para hacer mención a cualquier forma de gestión privada. Ello hace referencia a una amplia gama de modelos de contratación, entre los que se incluye la Asociación Público-Privada.

La concesión de dominio público y autorización pública para invertir y operar infraestructura de interés público en un entorno regulado forma parte de esta categoría. La concesión se suele realizar en países desarrollados.

Existen proyectos de desarrollo de infraestructuras en las que se autoriza a un promotor privado para desarrollar una infraestructura, y operar el activo en condiciones reguladas, a veces incluyendo subsidios y tarifas reguladas pagadas a la parte privada. Un ejemplo se encuentra en los mecanismos de apoyo directo tradicional basado en precio, como son los *Feed-in Tariffs* (FIT) y *Feed-in Premiums* (FIP), proporcionados a los operadores privados para la generación de energía renovable.

Dentro de estas formas de participación se encuentran las "concesiones de dominio público" en algunos países de código civil. Ocurre, por ejemplo, cuando se concede el uso del terreno por un largo plazo, potencialmente hasta 99 años, pero su uso está limitado, por ejemplo, al desarrollo de las instalaciones portuarias que se operan bajo cierta regulación y vuelve al estado después de ese período. Estos acuerdos no se consideran APP. No existe un contrato que gestione, en un sentido estricto, la relación entre la parte pública y privada en el largo plazo. Además, el gobierno actúa como un regulador relativamente pasivo, a diferencia de la APP en la que el gobierno gestiona activamente el contrato.

Los contratos de compañías privatizadas en mercados liberalizados y regulados forman parte también de la categoría de privatización y no se consideran Asociaciones Público-Privadas. No hay que confundir privatización con una "APP con pagos de usuarios". En

¹⁷ "How to Engage with the Private Sector in Public-Private Partnerships in Emerging Markets". World Bank - Farquharson, Torres de Mästle, y Yescombe, con Encinas. 2011.

los países desarrollados, las infraestructuras de tipo “*utility*”, como los sistemas de generación y distribución de electricidad, son generalmente propiedad privada. Aunque este esquema otorga al inversor el derecho de cobrar a los usuarios, como en el caso de una “APP con pagos de usuarios”, no constituye una APP. En este mercado no existe un contrato entre el gobierno y los operadores para desarrollar la infraestructura. Se supone que la competencia crea un incentivo natural a cada operador privado de desarrollar sus activos, asumiendo su propio riesgo empresarial.

Tampoco se consideran Asociaciones Público-Privadas la entrada del sector privado en participaciones de una empresa u operador público existente, que tiene la responsabilidad de gestionar cierta infraestructura. No existe un contrato, en el sentido estricto, y los inversores privados no tienen control sobre el servicio y las operaciones entregadas por el sector privado. Estas situaciones pueden considerarse como “privatizaciones parciales”, que comúnmente se estructuran a través de una Oferta Pública Inicial (IPO) en el mercado bursátil.

Existen también otras confusiones importantes en la terminología. Por ejemplo, el término general de Participación Privada en Infraestructura¹⁸ (PPI) no es un sinónimo de Asociación Público-Privada. La Participación Privada en Infraestructura puede involucrar distintas categorías de contratación de infraestructura y servicios públicos, como la privatización y la contratación tradicional, que no se corresponden a la APP.

Para clarificar este término, la Tabla 1: describe en su primera columna las características más relevantes que definen una Asociación Público-Privada, y en las restantes columnas analiza cómo se manifiestan estas características en algunas modalidades de Participación Privada en Infraestructura, como la contratación tradicional (DB y DBF) y la APP (DBOM, DBFOM basados en pagos del usuario y gobierno).

¹⁸ Participación Privada en proyectos de Infraestructura (proyectos PPI) es un término utilizado con frecuencia por una serie de instituciones para referirse a cualquier modalidad de inversión privada y/o gestión privada de infraestructuras. Por ejemplo, la base de datos PPI del Grupo del Banco Mundial (<http://ppi.worldbank.org/about-us/about-ppi> accedida el 07.06.2016) incluye tanto proyectos de APP, como otros proyectos y contratos con participación privada que no se consideran APP.

Característica APP	DB	DBOM	DBF	DBFOM / Concesión (usuario-paga)	DBOFM o DBFM / PFI (gobierno-paga)
1 Se implanta en un contrato (entre entes privado y público)	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
1B La naturaleza del largo plazo	No	Sí, normalmente	A veces	Sí	Sí
2 Incluye DB y O&M	No	Sí	No	Sí	Sí
3 Existe transferencia de riesgo significativo durante el ciclo de vida del activo	No	A veces	No (sólo los riesgos de construcción)	Generalmente	Generalmente
4 Incluye financiación por parte del sector privado	No	No	Sí	Sí (bajo project finance, bono proyecto, etc)	Sí (bajo project finance, bono proyecto, etc)
5 Los ingresos están vinculado a rendimiento y/o uso	No	A veces (generalmente por medio de sanciones, o daños y perjuicios)	No	Sí (uso)	Sí (rendimiento/calidad)

Tabla 1: Comparación de las características más relevantes que definen una APP con otras contrataciones
Nota: DB=Diseñar-Construir; DBF=Diseñar-Construir-Financiar; DBFM=Diseñar-Construir-Financiar-Mantener; DBOM= Diseñar-Construir-Operar-Mantener; PFI=Iniciativa de Financiación Privada; APP= Asociación Público Privada.

2

Las Asociaciones Público-Privadas en el Sector Energético

2.1 Introducción

Existen tres escenarios principales de contratación en los que se facilitan la entrega de bienes públicos de infraestructura energética y que requieren elevadas inversiones de capital y recurren a la financiación del sector privado: la compra de energía, la creación de líneas eléctricas y ductos, y las actividades de exploración y producción de hidrocarburos.

Estos tres escenarios de contratación, con una mayor o menor tendencia en América Latina y el Caribe (ALyC), monopolista u oligopolista por su naturaleza y evolución, son en los que se constituyen las principales contrataciones en modalidad de Asociación Público-Privada, y mueven además la mayor cantidad de Inversión Extranjera Directa.

En estos escenarios se realiza un contrato que actúa como el instrumento jurídico en el que se define las obligaciones y derechos de ambas partes. Con la firma de dicho contrato, el sector privado asume un riesgo inherente a la realización de la infraestructura que permanece en un horizonte de largo plazo. Las inversiones requieren, por lo tanto, de entornos que proporcionen estabilidad y permitan la creación

de vehículos financieros con miras a largo plazo que faciliten garantías para la realización de dichas infraestructuras.

Analicemos Asociaciones Público-Privadas en cada uno de estos tres escenarios de contratación.

2.2 Contratos de Compra de Energía (PPA)

El Contrato de Compra de Energía (PPA) se ha convertido en uno de los métodos más populares y eficaces para atraer inversiones en América Latina. El PPA a largo plazo ofrece un flujo cierto de ingresos a las empresas de generación eléctrica o producción de hidrocarburos, a la vez que permiten obtener un precio estable y un suministro seguro al distribuidor y al consumidor final. Los contratos a largo plazo reducen los riesgos del mercado *spot* e incentivan la construcción de nuevas infraestructuras, incrementando la seguridad de suministro en el sistema energético. Además, los Contratos de Compra de Energía han contribuido a la viabilidad financiera de las líneas eléctricas y ductos. Los PPA requieren de una gran planificación en las necesidades futuras de consumo e infraestructura pública.

El mecanismo regulatorio de subasta se utiliza cada vez más para incentivar la inversión en generación eléctrica, ya que permite a los gobiernos obtener ahorros en comparación con los mecanismos de apoyo directo tradicional basados en precio como los *Feed-in Tariffs* (FIT), *Feed-in Premiums* (FIP) y los incentivos fiscales o a la inversión.

El resultado del mecanismo de subasta puede adjudicar a los ganadores una FIP corrediza (“*sliding FIP*”), es decir, una subvención a cada kWh dado en el mercado mayorista, que se ajusta según la evolución del precio de la electricidad. Esto ocurre principalmente en países de la Unión Europea (p.ej. Dinamarca, Alemania, Italia, Holanda y Reino Unido). Por otro lado, en el caso de países de América Latina, la opción que generalmente se aplica es el Contrato de Compra de Energía, en el que se paga un FIT a los ganadores de la subasta.

No hay que confundir, un mecanismo de apoyo directo tradicional basado en precio como son los *Feed-in Tariffs* y *Feed-in Premiums*, con los FITs y *sliding FIPs* otorgados

indirectamente como fruto del resultado del mecanismo de subasta. En este apartado, cuando hablemos de FIT y FIP, haremos referencia a los mecanismos de apoyo directo tradicional basado en precio.

La firma de un Contrato de Compra de Energía con el gobierno, utilizando el mecanismo regulatorio de subasta competitiva, corre menos riesgo regulatorio que una tarifa regulada mediante mecanismos de apoyo directo tradicionales basados en precio como el FIT y el FIP. El FIT y FIP están sujetos a los riesgos regulatorios propios, ya que no son más que un instrumento normativo respaldado por un compromiso regulatorio. Tanto el FIT como el FIP se fundamentan por decretos o leyes que obligan al gobierno a imputar sus costes a los consumidores de electricidad o contribuyentes. Por ello, situaciones económicas, cambios en los gobiernos y preferencias políticas pueden provocar una modificación con carácter retroactivo de los decretos o leyes que rigen este mecanismo, y abrir un periodo de inestabilidad sobre las inversiones realizadas. El Contrato de Compra de Energía utilizando el mecanismo regulatorio de subasta ofrece más protección en este sentido, ya que el contrato con el gobierno, una compañía de distribución o cualquier otro consumidor, ofrece un mayor recurso legal sobre el que se puede apoyar la parte agraviada.

La utilización del mecanismo de subasta competitiva impone a la empresa privada otro riesgo financiero más significativo, que no es tan intenso en los mecanismos de apoyo directo tradicionales basados en precio como el FIT y el FIP. Esto se debe a que la parte privada, ante el entorno de competencia producido en la subasta, baja su beneficio en la generación. Con ello, se realiza un aporte más significativo a la financiación en estas subastas, estableciendo un nivel de remuneración más adecuado para la generación. Otra cosa muy distinta es que los adjudicatarios sean capaces de entregar las instalaciones comprometidas ante la bajada de precios sufrida por este proceso competitivo.

El mecanismo de subasta permite planificar de manera más adecuada la capacidad requerida, conocer mejor los costes de generación de las empresas licitadoras, y reducir el riesgo regulatorio. La competencia por la obtención de estos contratos está empujando a precios de generación cada vez más bajos, gracias a las economías de

escala y la mayor experiencia en el desarrollo de proyectos que proporcionan las grandes empresas.

Hay que diferenciar, por lo tanto, entre un mecanismo de apoyo e incentivo al desarrollo de ciertas tecnologías como el FIT y FIP, frente a un mecanismo con un mayor carácter de contratación y participación financiera privada, como es el mecanismo regulatorio de subasta. También hay que considerar el horizonte de la contratación, ya que si tiene un largo plazo le permite ser un vehículo financiero que facilite nuevas inversiones y proporcione estabilidad para favorecer la creación tanto de infraestructura de servicio público nueva, como mejoras significativas y renovaciones de infraestructura existente. Son precisamente estas características las que hacen que el Contrato de Compra de Energía, utilizando el mecanismo regulatorio de subasta competitiva sea considerado generalmente como una Asociación Público-Privada. En dicho mecanismo, el pago se realiza en una cadena que puede involucrar Empresas de Propiedad Estatal (SOE) o privadas, generadores, distribuidores, comercializadoras y consumidores finales entre otros, por lo que puede ser “APP con pagos de usuarios” o “APP con pagos del gobierno”.

Las subastas de energía ofrecen un mecanismo a través del cual la entidad responsable de satisfacer las necesidades energéticas de un país, una región o cualquier otro consumo, adquieren energía o capacidad de las empresas que participan en la licitación. Esta entidad puede ser, por ejemplo, una distribuidora privada como Coelce en el nordeste de Brasil o Empresas de Propiedad Estatal como las distribuidoras de Eletrobras también en Brasil, dependiendo del nivel de liberalización en cada país del mercado de la electricidad.

Las subastas funcionan generalmente como subastas estáticas (“*static auctions*” o “*sealed bids*”), es decir, donde las empresas presentan sus ofertas para proporcionar una parte o la totalidad de la energía necesaria, a través de uno o varios proyectos a un precio determinado. La entidad responsable de la licitación revisa las ofertas y selecciona los ganadores de la licitación, con los cuales firma un “*Power Purchase Agreement*” o Contrato de Compra de Energía (PPA). El PPA garantiza que la entidad responsable de la licitación comprará toda la energía que el licitador se ha comprometido

a proporcionar, al precio fijado indicado en la oferta y durante un cierto número de años que suele rondar entre los 15 y 20 años. El riesgo inherente a la compra permanece, por lo tanto, en un horizonte de largo plazo¹⁹.

El PPA no exime a las grandes empresas del riesgo de una devaluación de la moneda, cuando los contratos se firman en moneda local. Esto ocurrió con los proyectos contratados en la subasta solar 2014 de Brasil, en la que los promotores pidieron prórrogas para desarrollar sus proyectos por el deterioro de las perspectivas económicas. Sin embargo, los gobiernos pueden eliminar este riesgo a los promotores ofreciendo PPA en USD como es el caso de Argentina, Chile, México y Perú. También existe el riesgo de la inflación, que se puede mitigar indexando los contratos a la inflación y permitiendo así que la retribución del contrato aumente en términos nominales. Este ha sido el caso de las subastas realizadas en México y Perú, pero no hasta este momento en Brasil.

Ciertos países de la región como Argentina, Belice, Brasil, Chile, Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, México, Nicaragua, Panamá, Perú y Uruguay tienen experiencia en subastas de energía renovables, gracias a que existe un marco jurídico y una estructura de mercado que favorece este tipo de contratación. Colombia tiene subastas de Contrato de Compra de Energía a largo plazo con obligaciones de capacidad firme y un “cargo por confiabilidad”, que reemplaza el pago fijo por capacidad firme para centrales eléctricas. Brasil posee además subastas de contratos con disponibilidad u opción de compra de energía, que son una variante optimizada de los contratos de obligaciones de capacidad firme que tiene Colombia. Estas diferencias entre los distintos regímenes de mercados plantean un reto para la integración de los

¹⁹ Interesante este concepto de duración del riesgo inherente a las APP en infraestructuras energéticas. En un “contrato tradicional” de “*Engineering, Procurement and Construction*” o Ingeniería, Compra y Construcción (EPC) se construye la infraestructura y se cobra. No tiene por qué existir un horizonte de largo plazo (p.ej. más de 10 años) de riesgo compartido entre, por ejemplo, el sector público y la empresa privada que realiza el EPC. El EPC involucra contratos de Diseño y Construcción o “*Design-Build contracts*” (DB), que no se consideran Asociación Público-Privada.

mercados eléctricos regionales y levanta la pregunta sobre cuál es el régimen más adecuado para la integración de un mercado eléctrico regional²⁰.

En este sentido, la Unión Europea ha pedido que todos los Estados miembros utilicen subastas competitivas como mecanismo para apoyar a las renovables a partir de 2017²¹. En octubre del 2016 se realizó una primera subasta transfronteriza de energía solar fotovoltaica (FV) entre Alemania y Dinamarca, un piloto que proporcionará un suministro de energía entre ambos países a través de sus líneas de interconexión.

Dentro del mecanismo de subasta de energía, las subastas competitivas de energía renovable se han generalizado tanto en los mercados emergentes como en los desarrollados. Tanto es así, que el número de países que han utilizado este mecanismo pasó de nueve países en 2009 a 64 países a finales de 2015²². En la Tabla 2 se muestra un extracto de las subastas de Energías Renovables realizadas en América Latina.

²⁰ Ver: Organización para la Cooperación y Desarrollo Económicos (OCDE) 2014. Foro Latinoamericano de la Competencia. Sesión II - Los Mercados de la Electricidad en América Latina: Integración Regional y Cuestiones Relativas a la Competencia. DAF/COMP/LACF(2014)25. Montevideo, Uruguay, 16-17 de septiembre 2014.

²¹ Directrices sobre ayudas estatales en materia de protección del medio ambiente y energía 2014-2020. Comunicación de la Comisión 2014/C 200/01. [http://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014XC0628\(01\)&from=EN](http://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014XC0628(01)&from=EN) (accedido 04.11.2016).

²² Ver: Renewables 2016, Global Status Report. REN 21

País	Año	Eólica (MW)	Solar (MW)	Biomasa (MW)	Hidroeléctrica (MW)	Referencia
Argentina	2016 Oct	400	200			Plan RenovAR Ronda 15 (adjudicación Nov)
Argentina	2016 Sep	708	400	1		Plan RenovAR Ronda 1
Argentina	2009	(500)	(20)	(390)	(60)	GENREN
Belize	2014		(15)			FFPEG Belize 2013
Brasil	2016 Sep				1070.955.310	LER 003/2016
Brasil	2016					Sistemas Aislados 002/2016
Brasil	2016 Abr	203.933			324.944	A-5 001/2016
Brasil	2015					Sistemas Aislados 010/2015
Brasil	2015 Nov	548,2	929,34			LER 009/2015
Brasil	2015 Ago		833,8			LER 008/2015
Brasil	2015 Ago	538,8		64,523	66,175	A-3 004/2015
Brasil	2015 Abr			1627	164,33	A-5 003/2015
Brasil	2015 Abr	90		389,43		Fuentes Alternativas 002/2015
Brasil	2014	769,1	889,6			LER 008/2014
Brasil	2014	926	0	611	43,88	A-5 006/2014
Brasil	2014	551			417	A-3 003/2014
Brasil	2014					Sistemas Aislados 001/2014
Brasil	2013	2337,8		161,8	1007,7	A-5 010/2013
Brasil	2013	867,6	0	0	0	A-3 009/2013
Brasil	2013			647	618,5	A-5 006/2013
Brasil	2013	1505				LER 005/2013
Brasil	2012	281,9		0	292,4	A-5 006/2012
Brasil	2011	976		100	135	A-5 007/2011
Brasil	2011	861		357		Reserva 003/2011
Brasil	2011	1067,6		197,8	450	A-3 002/2011
Brasil	2010	1519,6		65	101	Fuentes Alternativas 007/2010
Brasil	2010	528,2		647,9	30,5	Reserva 005/2010
Brasil	2010				2120	A-5 004/2010
Brasil	2010				808,9	A-5 003/2010
Brasil	2009	1805,7				Reserva 003/2009
Brasil	2008			2379,4		Reserva 001/2008
Brasil	2007	0		541,9	96,7	Fuentes Alternativas 003/2007
Chile	2016 Ago	3.878 GWh/año	2.585 GWh/año			Subasta 2015/01
Chile	2015 Oct	1200 GWh/año				Subasta 2015/02
El Salvador	2016 Oct	70	100			DELSUR-CLP-RNV-001-2016
El Salvador	2014	0	0	0	0	CAESS-CLP-001-2014
El Salvador	2014	0 (40)	94,4 (60)			DELSUR-CLP-RNV-001-2013
El Salvador	2013		(7)	(4)	(4)	CAESS-CLP-RNV-001-2013
España	2016 Ene	500		200		Orden IET/2212/2015
Guatemala	2015					CNEE-055-2015
Guatemala	2014		18			GD-1
Guatemala	2013		1920 GWh/año		152	PEG-3
Guatemala	2012			420		PEG-2
Guatemala	2011					PEG-1
Honduras	2010				196	100-1293/2009
México	2016 Sep (1)	128	184			SLP 2/2016
México	2016 Abr (2)	480	1.700			SLP 1/2015
Panamá	2014					LPI-ETESA-03-14
Panamá	2014					LPI-ETESA-01-14
Panamá	2013					LPI-ETESA-03-13
Panamá	2013					LPI-ETESA-02-13
Panamá	2013					LPI-ETESA-07-12
Panamá	2012					LPI-ETESA-04-12
Panamá	2012					LPI-ETESA-01-12
Panamá	2011					LPI-ETESA-05-11
Perú	2016 Feb	573 GWh/año	415 GWh/año	312 GWh/año	450 GWh/año	4a subasta de RER
Perú	2014					1a subasta de RER fuera de la red
Perú	2013				1278 GWh/año	3a subasta de RER
Perú	2011	416 GWh/año	43 GWh/año	14 GWh/año	680 GWh/año	2a subasta de RER
Perú	2010		0	11,7 GWh/año	92 GWh/año	1a subasta, 2a convocatoria
Perú	2009	571 GWh/año	173 GWh/año	143 GWh/año	161 GWh/año	1a subasta, 1a convocatoria
Uruguay	2013		(207)			Decreto 133/013
Uruguay	2011	(150)				Decreto 159/011
Uruguay	2009	(150)				Decreto 403/009
Uruguay	2006	(20)		(20)	(20)	Decreto 77

Tecnología elegible

Tabla 2: Subastas Competitivas de Energías Renovables en América Latina
Fuente: IRENA Energías Renovables en América Latina junio 2015 y elaboración propia

Nota: El número entre paréntesis () indica la cantidad subastada. Todas las cifras están en MW, salvo cuando se especifique lo contrario. (1) Geotérmica 25 MW. Respecto a CEL: Solar (4.933.382), Eólica (3.828.757), Geotérmica (198.764), Hidroeléctrica (314.631). (2) En esta subasta se licitaron 3 productos: 6.360 GWh/año de energía, 6,36 millones de CEL (Certificados de Energía Limpia) y 500 MW de potencia, que debían estar disponibles en zonas determinadas para participar en las 100 horas más críticas del sistema.

Los descensos en los costes de la energía han sido especialmente grandes con la energía solar fotovoltaica (ver Tabla 3). La tendencia se aplica también al sector de la energía eólica. Los costes han sido tan bajos que se teme que algunos promotores no sean capaces de desarrollar sus proyectos.

País	Fecha	Oferta más baja (USD/MWh)	Empresa
Chile	Octubre 2015	64,849	SolarPack (FV)
India	Enero 2016	71,00*	Fortum (FV)
Perú	Febrero 2016	36,8	Greenergy (Eólica)
México	Marzo 2016	35,50	Enel (FV)
Dubái	Mayo 2016	29,90	Masdar (FV)
Zambia	Junio 2016	60,2	First Solar (FV)
Chile	Agosto 2016	29,1	SolarPack (FV)
Argentina	Septiembre 2016	49,00	Envision (Eólica)
Abu Dabi	Septiembre 2016	24,2	JinkoSolar (FV)

Tabla 3: Ofertas de precio más bajas para proyectos de ERNC en subastas recientes

Fuente: BMI, Bloomberg y elaboración propia

Nota: (*) Convertido de la Rupia de la India a USD en 30 junio 2016

2.3 APP en las líneas eléctricas y ductos

El modelo de negocio de una empresa dedicada a proporcionar infraestructura para transportar y distribuir vía líneas eléctricas o ductos, está dominado por los altos costes fijos de crear la infraestructura, los relativamente bajos costes operativos, y los ingresos que están determinados a partir de las tarifas.

En los países de ALyC, la contratación de las líneas eléctricas o ductos mediante Asociaciones Público-Privadas no sigue un modelo único, sino que depende de muchos factores, tales como el momento en que iniciaron el proceso de reforma y las experiencias nacionales e internacionales que recogieron.

A continuación, se analizarán las APP en el sector eléctrico y el de los hidrocarburos para la realización de líneas eléctricas y ductos en algunos países de América Latina, mencionando ciertos ejemplos para ilustrar las distintas modalidades de contratación utilizada.

A. Electricidad

La expansión de líneas de transmisión está siendo un punto crítico dado el fuerte crecimiento en energías renovables en países como Brasil Chile y México.

Algunos países de la región utilizan el régimen de concesión en el sector eléctrico, donde el concesionario asume el diseño, construcción, operación, financiación y mantenimiento (DBFOM) basados en pagos de usuarios (“APP con pagos de usuarios” o concesión) que constituyen una forma de contratación que se considera una Asociación Público-Privada. Estos usuarios pueden ser generadores, distribuidores, comercializadoras y usuarios finales. En este sentido, Perú ha realizado concesiones de líneas de transmisión por 30 años, periodo tras el que la línea es transferida al Estado. Chile ha establecido también concesiones de líneas de transmisión y distribución por periodos de 20 a 25 años. En Brasil, la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) se encarga de organizar subastas para la expansión de la línea de transmisión y distribución, adoptando un mecanismo de subasta inversa en el proceso de licitación, para la determinación del adjudicatario responsable de la construcción, operación y mantenimiento de las líneas.

El desarrollo de estas redes puede realizarse en un entorno de privatización, donde la competencia puede crear un incentivo natural a cada operador privado de desarrollar sus activos de redes, quienes asumen su propio riesgo empresarial. Aunque este esquema otorga a los inversores el derecho de cobrar a los usuarios, como en el caso de una “APP con pagos de usuarios”, no tienen por qué constituir una forma de contratación que se considere una APP. Esto depende de aspectos como el grado de privatización, competencia, madurez del mercado, y compromiso de los fondos del Estado en el desarrollo de tales infraestructuras. Por ejemplo, en Colombia se permite la libre competencia en el plan de expansión de la red de transmisión eléctrica nacional, que no contempla la existencia de contrato entre el inversionista y el Estado, y establece que el costo del proyecto se traslada directamente a la tarifa. En Argentina, además de las concesiones otorgadas para la transmisión por el Poder Ejecutivo, existen ampliaciones de la red de transporte de libre iniciativa, realizadas por transportistas independientes, que requieren de una licencia otorgada por la Secretaría de Energía Eléctrica (SEE). México no contempla el otorgamiento de concesiones en la transmisión

y distribución, pero se permite al Estado que celebre contratos con particulares para la realización de proyectos privados de expansión. Sin embargo, en México se esperan nuevas leyes de concesiones para proyectos de transmisión a fin de promover el modelo de Asociación Público-Privada, con el que se contratarán nuevas líneas en el 2016 y 2017.

Un sistema de red adecuadamente regulado posibilita un mayor grado de competencia entre empresas de generación, con la consiguiente reducción de tarifas para los usuarios finales, y hace viable una transición a mecanismo de mayor apertura al mercado, por ejemplo, las subastas de energía en el sector eléctrico.

B. Hidrocarburos

En el sector de hidrocarburos destaca la importancia de la construcción de los ductos de transporte frente a los de distribución. Esto se debe a la magnitud de las inversiones necesarias para su construcción, además de que los ductos de distribución poseen una menor longitud y dependen exclusivamente de los primeros para ser abastecidos.

Los contratos de diseño, construcción, operación, financiación y mantenimiento (DBFOM) y los contratos de diseño, construcción, financiación y mantenimiento (DBFM), tienen otros términos equivalentes como *Build-Own-Operate-Transfer* (BOOT). Este tipo de contratos son considerados APP que pueden basarse en pagos de usuarios o pagos del gobierno. A continuación, algunos ejemplos.

i. Basados en pagos de usuarios (“APP con pagos de usuarios” o concesión)

En Brasil en el año 2009 se adoptó una nueva Ley del Gas que prevé la posibilidad de licitar concesiones en casos específicos, como el transporte a través de gasoductos recién construidos considerados de interés general. Las concesiones para el transporte de gas natural se conceden por un plazo de 30 años, son transferibles y renovables por un máximo de 30 años más. Las ofertas de los posibles operadores se evalúan sobre la base de la menor tarifa anual de servicio propuesta y, cuando corresponda, el pago ofrecido por el uso de instalaciones auxiliares de propiedad del Estado.

La Ley del Gas autoriza a las entidades privadas a construir instalaciones de distribución que se ajusten a sus especificaciones si la empresa de distribución del Estado de que se trate no puede responder a sus necesidades particulares. La propiedad de una infraestructura de esa índole debe transferirse, a cambio de una indemnización, al Estado en cuestión. Su explotación y mantenimiento deben confiarse a la empresa de distribución del Estado.

ii. Basados en pagos del gobierno (“APP con pagos del gobierno”)

Las infraestructuras pueden requerir inversiones tan grandes que los pagos de usuarios son pequeños respecto a las necesidades de capital, que hacen necesaria un volumen de participación privada y de participación del gobierno, ésta última asignada a los presupuestos.

En México, el gasoducto que une el país con Honduras (integración mesoamérica) transportará gas natural, y permitirá exportar hidrocarburo a los países del Triángulo Norte (El Salvador, Guatemala, y Honduras). En julio del 2014 se reunieron representantes de esos países en México para avanzar en la construcción de esta obra, que se planeó para iniciarse en 2016 y comenzar a operar en 2019. El ducto tendrá una extensión de 600km. Unos 420km quedarán bajo la administración de Pemex y los 180km restantes serán controlados por Guatemala. México financiará el 60% de la obra y el porcentaje restante lo aportará Guatemala. La inversión total requerida se estima en USD 1.200 millones. Se ha anunciado una extensión hasta Honduras, cuyo costo se estima en USD 400 millones.

Un caso más reciente también en México es el sistema Los Ramones que se encuentra en su fase 2 de construcción. Actualmente, México importa la mitad del gas natural que se consume. El ducto tiene una capacidad que ronda los 55 Mm³ por día y se conecta con el sur de EE UU hasta el centro del país. Desde este punto existe interconexión con las regiones petroleras del sur mexicano. Es importante mencionar que no todo el gas vendrá de EE UU, también se importa de Asia y otras regiones. El nuevo gasoducto partirá de Salina Cruz (Oaxaca) y se extenderá hasta el departamento de Escuintla (Guatemala).

En Perú el contrato de concesión para el Gasoducto Sur Peruano se firmó el 23 de julio del 2014. El proyecto consta de un sistema de ductos que tienen como fin el dar redundancia al sistema de transporte de hidrocarburos existente, así como transportar gas natural y líquidos asociados al sur del Perú. La concesionaria es responsable del diseño, financiación, construcción suministro de bienes y servicios, explotación de los bienes de la concesión, operación, mantenimiento y transferencia de éstos al Estado, al término del plazo del contrato, que es de 34 años.

También en Perú, el proyecto Gasoductos Regionales que se encuentra actualmente en ejecución, involucra el desarrollo de los Sistemas de Transporte para suministro de gas natural. Este proyecto comprende el diseño, financiación, construcción, suministro de bienes y servicios, explotación de los bienes de la concesión, operación, mantenimiento y la transferencia de los gasoductos regionales para las regiones de Apurímac, Cuzco, Puno, Arequipa, Moquegua y Tacna. Desde la troncal del Gasoducto Sur Peruano (GSP) saldrán estos Gasoductos Regionales.

Los Contratos de Compra de Energía han contribuido a la viabilidad financiera de los ductos. Por ejemplo, en Perú la empresa Electroperú firmó un contrato “*Take or Pay*” por el 15% del volumen como forma de viabilizar la construcción del gasoducto que conforma la Red Principal del Proyecto Camisea.

2.4 APP en la Exploración y Producción (E&P) de Hidrocarburos

Existen distintos modelos de contratación que permiten la exploración y explotación (E&E) del petróleo y pueden considerarse Asociaciones Público-Privadas. Cada país sigue unas modalidades específicas para hacerlo, que dependen de factores derivados de la historia de su mercado.

Una primera clasificación de los modelos de contratación petrolera, los estructura por un lado, en regímenes de licencias y por el otro lado, en regímenes contractualitas²³. Los primeros son aquellos en los cuales el Estado concede derechos a los particulares

²³ Martínez Villegas, Alejandro. Contratos de exploración y explotación en la industria del petróleo. Sistemas de contratación petrolera y mercadeo del crudo. Coordinación editorial, departamento información y prensa. Ecopetrol S. A. Bogotá. p.38.

sobre sus hidrocarburos, bien sea en forma exclusiva o asociándose con ellos, para llevar a cabo las operaciones. Los segundos representan la posición opuesta.

En este documento, nos centraremos en cuatro tipos de contratos básicos que se realizan en modalidad de APP. La Tabla 4 detalla, para algunos países de ALyC, estos cuatro tipos de contratos básicos considerados como APP en la exploración y producción de hidrocarburos.

Estos tipos de contratos básicos responden a la categoría de “APP de infraestructura con financiación privada” denominada “gestión a largo plazo y monetización de activos”. Se espera que en un futuro cambien sus condiciones y características, por el actual cambio de paradigma global a reglas de mercado, por la entrada de los productores no convencionales.

	Acuerdos de Producción Compartida (PSA)	Acuerdos de Servicios de Riesgo (RSA)	Concesión basado en Impuestos y Regalías	Modelo Híbrido, Empresa Conjunta, o Joint Venture (JV)
Argentina			x	
Bolivia		x	x	
Brasil			x Otras áreas distintas del "Pre-Sal" en cuencas maduras o ubicadas en nuevas fronteras exploratorias serán mantenidas las reglas de la concesión conforme a la Ley del Petróleo	x Con el descubrimiento del llamado "Pre-Sal" en las cuencas marítimas de Espírito Santo, Campos y Santos, se introdujo la posibilidad de realizar PSA
Chile		x	x Se puede aunque se utiliza más el RSA	
Colombia			x Contratos de Exploración y Producción (E&P), y contratos TEA	
Costa Rica			x	
Ecuador		x Campos marginales, participación y asociación	x Campos marginales, participación y asociación	
México	x "Producción compartida" permitido después de reforma 2013.	x Principalmente usado antes de la reforma 2013. "Servicios" y "Utilidad compartida" permitidos después de reforma 2013. "Utilidad compartida" (buy back agreement) presenta características del PSA	x "Licencia" permitido después de reforma 2013	
Panamá	x			
Perú		x "Contratos de Licencia" permitido en Ley Orgánica de Hidrocarburos de 1993	x "Contratos de Servicios" permitido en Ley Orgánica de Hidrocarburos de 1993	
Trinidad y Tobago				x
Uruguay	x			
Venezuela		x	x	

Tabla 4: APP en la Exploración y Producción (E&P) de hidrocarburos en ALyC

Fuente: SourceBook, Exxon-Mobil 2012, y elaboración propia

A. Acuerdos de Producción Compartida o "Petroleum Sharing Agreement" (PSA)

En estos acuerdos una Empresa de Propiedad Estatal, denominada generalmente Empresa de gestión de Recursos Nacionales o "*National Resource Company*" (NRC), toma el papel de concesionario y el inversor el de contratista.

La Empresa de gestión de Recursos Nacionales puede ser una Compañía Nacional de Petróleo o "*National Oil Company*" (NOC). Por otro lado, los inversores pueden ser empresas petroleras. También en algunos países, puede ocurrir que el estado participe en la empresa contratista.

En el modelo PSA, el inversor, en virtud del acuerdo, asume la financiación y todos los riesgos, mientras que el estado posee los derechos. Los ingresos para el inversor y el

estado se establecen en función de un reparto de volúmenes de producción²⁴. La NRC está involucrada en las decisiones de operación.

Esta forma de contratación posee las siguientes ventajas:

- Los riesgos de inversión son asumidos por el inversor, mientras el estado comparte los beneficios generados por el proyecto sin compartir riesgos.
- El PSA, si se aprueba como ley, proporciona seguridad jurídica al inversor, a pesar de que limite su modificación, ya que requeriría una aprobación del Parlamento.
- Garantiza más participación y control del estado.

Por otro lado, la principal desventaja del PSA, es que el estado puede entrar en un conflicto entre su interés económico y su papel como regulador.

El PSA tiende a ser más populares en los países en desarrollo. Los países de América Latina que han utilizado²⁵ el modelo de PSA son: Aruba, Belice, Cuba, Guatemala, Guayana, Honduras, Panamá, Surinam y Uruguay.

B. Acuerdos de Servicios de Riesgo o “Risk Service Agreements” (RSA)

El RSA aparece como alternativa al PSA y suele limitarse al sector de petróleo. En este modelo, la Compañía Nacional de Petróleo contrata a un inversor como contratista. El inversor asume todos los riesgos y costes. Se remunera al inversor por el servicio que proporciona, de acuerdo con una fórmula de mutuo acuerdo, siempre y cuando se cumplan los objetivos de producción comercial.

El petróleo producido cuando llega a superficie pertenece en su totalidad al Estado. El inversor no tiene los derechos sobre el petróleo. La remuneración es normalmente en efectivo, aunque en algunos países, se puede remunerar con una cantidad equivalente

²⁴ Esto permite al inversor el registro de parte del petróleo y gas encontrado como reservas para propósitos de información financiera.

²⁵ Ver la página Web de Exxon-Mobil. Disponible en: www.exxonmobil.com (accedida 25.06.2012).

de petróleo²⁶. La mayoría de estos acuerdos RSA consideran que existe en algún momento un traspaso de la empresa operadora del inversor a la Compañía Nacional de Petróleo.

La ventaja principal de la RSA para el inversor es que le permite acceder al petróleo producido en condiciones preferenciales.

El RSA tiende a encontrarse en países con fuertes inclinaciones nacionalistas o con una necesidad limitada de expertos extranjeros. Los países de América Latina que han utilizado el modelo de RSA son: Chile, Ecuador, México y Venezuela.

México, con el Decreto de Reforma energética del 20 de diciembre de 2013, fija cuatro modalidades de contratación. La modalidad “utilidad compartida” es un híbrido entre RSA y PSA, y ha sido utilizado en Irán (*buy back agreement*). Si bien se establece una sociedad entre la empresa privada y el Estado para la E&E conjunta de los yacimientos, toda la producción es entregada al Estado, quien realiza su venta. Por ello, se considera más un RSA.

C. Contrato de Concesión basado en Impuestos y Regalías

En los sectores del petróleo y gas se desarrolló a principios de 1900 un Acuerdo de Concesión basado en Impuestos y Regalías (“*Tax and Royalty Agreement*”). En este tipo de acuerdo el inversor recibe una concesión del Estado, que le hace dueño del 100% del recurso producido²⁷, pero no del recurso en el suelo. El concesionario asume la financiación y todos los riesgos. Los ingresos del estado provienen de una regalía y el pago de impuestos, y se contemplan ingresos adicionales en caso de beneficios extraordinarios. En esta modalidad, se puede esperar una participación accionarial del Estado para aumentar sus ingresos y controlar las operaciones, a través de una Empresa de gestión de Recursos Nacionales estatal. De esta forma, la concesión puede formar una Empresa Conjunta o *Joint Venture* (JV) en la que la NRC es una de los

²⁶ El inversor puede contabilizar reservas si el pago se hace con petróleo.

²⁷ Esto permite al inversor su registro como reservas de petróleo y gas para propósitos de información financiera.

socios. La NRC recibe una cuota de producción proporcional a su participación en la Joint Venture, según se estipule en los términos del acuerdo.

Esta modalidad de contratación es quizás la más extendida en los países desarrollados. Los países de América Latina que han utilizado el modelo de concesión basado en impuestos y regalías son: Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Costa Rica, Ecuador, Islas Malvinas, Perú y Venezuela.

D. Modelo Híbrido, Empresa Conjunta o *Joint Venture* (JV)

En la JV el inversor participa como socio de una empresa de gestión de recursos nacionales estatal en una concesión. Comparte, por lo tanto, las características del modelo de concesión basado en impuestos y regalías y el Acuerdos de Producción Compartida (PSA) visto anteriormente. La NRC recibe una cuota de producción proporcional a su participación en la *Joint Venture*, según se estipule en los términos del acuerdo. Este modelo híbrido ha sido utilizado por Trinidad y Tobago en la región.

3

APP en el sector de Hidrocarburos y Gas Natural en América Latina

3.1 Panorama

En las últimas dos décadas, varios países de ALyC han realizado cambios en la organización de sus Compañías Nacionales de Petróleo, que han conducido a una privatización total y una retirada del Estado de su papel de empresario, como sucedió en Bolivia y Perú, o a una apertura a la inversión privada, aunque de muy distintas características, como en los casos de Argentina, Brasil, Colombia, Ecuador, México y Venezuela.

La idea subyacente de estos cambios es la de eliminar los monopolios estatales y ampliar el marco para la participación del capital privado, principalmente la Inversión Extranjera Directa mediante modalidades de contratación bajo Concesiones, Privatizaciones, Acuerdos de Producción Compartida, Empresa Conjunta, o Acuerdos de Servicios de Riesgo.

Estos procesos se han dado en un contexto global de declinación de la actividad exploratoria que se refleja en una disminución de las inversiones en exploración y producción de las principales compañías petroleras internacionales, reemplazada en parte por la compra de reservas. Este escenario también dominó el período posterior al

contra shock petrolero de 1986, donde la caída del precio del petróleo transfirió riqueza a los países importadores netos desde los exportadores netos, y se proyectó mundialmente desde 1991 hasta 2003, cuando se invirtió el ciclo: subió el precio del petróleo, y los países exportadores netos buscaron mayores ingresos públicos.

El contexto posterior al auge de precios de materias primas, iniciado en 2003, se caracterizó por fuertes cambios de orientación política en varios países de ALyC. Estos cambios políticos no fueron idénticos en los distintos países, al igual que las posturas respecto a la política de hidrocarburos.

Con el actual escenario de precios y falta de recursos económicos por parte de los Estados, se están modificando los marcos de contratación para facilitar la entrada de capital privado, ya que algunos países de la región disponen de grandes recursos energéticos en el subsuelo, pero no cuentan con la infraestructura necesaria para explotarlos.

Las Asociaciones Público-Privadas en el sector del petróleo y el gas (O&G) giran en torno al papel que quiere asumir el Estado como empresa, regulador o recaudador. Muchos países de ALyC hicieron reformas que permitieron una mayor participación privada en un momento en el que los precios del petróleo eran moderados.

Uno de los aspectos fundamentales en la APP en el sector del petróleo y el gas se refiere al ente (público o privado) que posee la propiedad del recurso, es decir, quien decide el precio, volumen y mercado de venta. Otros aspectos importantes son la participación que tiene el Estado en la “renta” y cómo se define el desarrollo de nuevas inversiones. Estos aspectos se balancean y se alinean con la política energética de cada país.

Respecto al aspecto relativo a la propiedad del recurso, los países de ALyC generalmente pertenecen a una de las siguientes categorías.

Los países que poseen abundante recurso suelen realizar generalmente Acuerdos de Servicios de Riesgo, en el que el ente privado asume los riesgos y costes, recibiendo

una compensación por las actividades de E&P. En estos contratos la propiedad del recurso es del Estado.

En el caso de los países importadores de O&G, los contratos de exploración y producción se realizan mediante un Acuerdo de Concesión basado en Impuestos y Regalías en la que el ente privado es dueño del recurso producido, y suelen existir cláusulas de venta al ente público, para satisfacer la demanda de su mercado interno a un precio “razonable”. Como buena práctica, dicho precio “razonable” suele establecerse en relación a la cotización internacional del O&G a largo plazo, lo que evita trasladar las fluctuaciones del mercado internacional de corto plazo, al mercado interno.

En lo relativo al aspecto de la participación que tiene el Estado en la “renta”, este tema requiere un análisis conjunto con el marco jurídico y fiscal propio de cada país. Generalmente, existen dos formas de establecer esta “renta”. En primer lugar, sobre la producción o ingreso bruto del campo, lo que facilita su cobro. Sin embargo, el pago de proporciones estipuladas (alícuotas fijas) no permite una operación eficiente del campo. Esto se debe a que el ente privado se ve obligado a pagar aun existiendo resultados financieros negativos, lo que dificulta futuras inversiones en campos con costes elevados. En segundo lugar, sobre la utilidad de la operación, en la que se considera la situación del mercado y los costes de producción. Esta forma presenta la dificultad de su fiscalización, ya que no se conoce la estructura de costes del ente privado. Por lo anterior, algunos países han optado por un método mixto, estableciendo impuestos sobre la producción usando criterios de fácil verificación, como puede ser el pago de proporciones estipuladas en función de distintos parámetros de la estructura de costes (p.ej. nivel de producción, profundidad de exploración, precio de venta, etc.).

Desde el punto de vista del desarrollo de nuevas inversiones en E&P, se observa que están asociadas a distintos condicionantes. Uno de ellos es la estructura de participación pública, privada o mixta que se adopte. Una estructura de participación pública puede reinvertir enormes rentas en el desarrollo de la industria. Sin embargo, una estructura donde sólo participa el sector privado puede hacer que las inversiones sean bajas y se privilegie la rentabilidad a corto plazo. Esto último se ha hecho patente en países como Argentina, Bolivia, Ecuador y Perú.

Las APP, como instrumento de ejecución de políticas del Estado, contemplan distintas metas:

- Inmediatas: como el incremento de reservas, producción eficiente, abastecimiento del país y exportación del excedente.
- Final: como la mejora de la balanza de pagos y los ingresos fiscales, y la transferencia de tecnología.
- Macroeconómicas: como el desarrollo industrial y financiero.
- Estratégicas de política: como la seguridad energética y la valorización del recurso.

En ALyC aparecen distintas experiencias encaminadas a apoyar el desarrollo de nuevas inversiones, con una planificación energética soportada por una política energética creíble, dinámica y con objetivos concretos. Dichas prácticas están apoyadas técnica y financieramente por reglas claras que definen las APP. Esto requiere de personal capacitado en las distintas instituciones, con funciones y responsabilidades bien definidas, así como procesos que optimicen su interacción, y mecanismos que garanticen las inversiones a largo plazo.

La existencia de contratos de E&P completos o blindados son imposibles de conseguir, ya que existen parámetros sujetos a constante cambio e incertidumbre que impactan fuertemente en el coste (condiciones de mercado, estructuras geológicas y costes de producción), y son inherentes al sector. Por ello, es una buena práctica entre los países de ALyC el uso de mecanismos de ajuste, siempre y cuando exista un acuerdo entre las partes involucradas.

En el sector gasístico cada país de ALyC ha seguido un modelo de desarrollo distinto del marco de las APP, marcado por las condiciones históricas de su mercado.

A pesar de las grandes reservas de que disponen países como Argentina, Brasil, o Venezuela, son importadores netos de gas natural al no disponer de la infraestructura necesaria para explotar los abundantes recursos energéticos del subsuelo. Argentina,

Bolivia, Perú y Venezuela cuentan con volúmenes de producción elevados con los que pueden abastecer en diferente medida sus mercados nacionales (ver Tabla 5).

	Producción (Mm3)	Volumen Total Importado (Mm3)	Volumen Total Exportado (Mm3)	Reservas Probadas (Gm3) (1)	Ranking en Reservas Probadas	Participación Privada Upstream
Argentina	47.832	14.011	71	278	7	
Barbados	14			0,0014	11	
Bolivia	22.389		17.891	296	6	
Brasil	30.200	19.769		407	4	x
Chile	673	3.839		36	9	
Colombia	13.803	0,01	1.881	135	8	x
Costa Rica						
Ecuador	1.920			9	10	x
Jamaica						
México	67.526	28.625	129	469	2	
Panamá						
Paraguay						
Perú	19.963		7.511	414	3	x
República Dominicana		1.146				
Trinidad y Tobago	42.046		19.852	329	5	
Uruguay		54				
Venezuela	49.803	256		5.617	1	x

Tabla 5: Indicadores del Sector Gas Natural de algunos países de ALyC 2014

Fuente: Olade. Elaboración propia

Nota: (1) Continente y costa afuera

Estos países tienen en común el fijar los precios internos sin referencia a los del mercado internacional. Venezuela tiene un desarrollo del mercado más antiguo, con una distribución basada en la transformación en Gas Licuado del Petróleo (GLP) para el mercado domiciliario, y cuenta con los sistemas de Oriente y Occidente. Sin embargo, Perú cuenta con un mercado relativamente joven, en el que el marco jurídico se aplica todavía a escasos campos. En cambio, Bolivia, que consideró prioritario desarrollar su mercado interno a partir de 2006, hoy en día su economía depende en gran medida del mercado externo. Por otro lado, Argentina es un país importador que cuenta con redes muy extensas, cuya producción privada fue iniciada a partir de la estatal Gas del Estado.

Brasil, por su parte, es un país productor e importador en el que sus precios se fijan con referencia a los del mercado internacional. Chile y Uruguay son países importadores que han desarrollado sus mercados en base al abastecimiento desde Argentina vía gasoductos. Por otro lado, Ecuador ha explotado el gas en base a su legislación petrolera, y su uso se ha limitado a la generación eléctrica. Colombia es un país autoabastecido, que ha aplicado una política de precios internos vinculada a precios internacionales, que cuenta con el segundo mercado domiciliario de la región, después de Argentina.

En este panorama, el mercado de gas natural en ALyC cuenta con la realización de buenas prácticas en APP. Por ejemplo, la repartición equitativa del riesgo en los contratos, a los que se incluyen cláusulas de obligación del suministro al mercado interno a un precio limitado por la cotización internacional a largo plazo, que se puede ajustar de manera dinámica con ciertos promedios, y que contempla límites inferiores y superiores. Existe también la buena práctica entre los países productores, de precisar los segmentos a los que se transfiere la “renta”, lo que permite mayor transparencia y comprensión del desarrollo de dichos segmentos.

Se ha observado la práctica entre los países cuyo mercado está menos desarrollado, de requerir subsidios para expandir sus mercados. Estos subsidios suelen desaparecer tras un periodo inicial de 8 a 12 años. En cualquier caso, el desarrollo del mercado gasístico nacional depende de la matriz energética deseada, que suele contemplar los costes hundidos ante cualquier modificación del marco jurídico que afecta el *upstream*.

4

APP en el sector Eléctrico en América Latina

4.1 Panorama

Las reformas estructurales y la apertura iniciada por los países de América Latina en los años noventa, derivadas de la aplicación del Consenso de Washington, aumentaron su atractivo para la empresa multinacional. El sector energético fue uno de los que experimentó mayores transformaciones, pasando de una situación con predominio de monopolios estatales a una progresiva desregularización y liberalización que se tradujo en algunos países de la región en la privatización de las empresas estatales y entrada de Inversión Extranjera Directa. América Latina ha recibido grandes volúmenes de IED dirigida al sector energético en el periodo 1996-2001.

En el sector eléctrico los principales cambios regulatorios comenzaron a finales de la década de 1980. En este periodo la mayoría de los países de América Latina tenían graves problemas en el servicio eléctrico por la falta de inversión y mantenimiento de las infraestructuras, lo que provocó malestar en la población y aceleró la petición de reformas. El proceso de reforma energética en América Latina fue considerado en

aquella época como la vanguardia de la liberalización, con un proceso que incorporaba las lecciones aprendidas de las liberalizaciones de Europa²⁸.

La transformación del sector eléctrico de América Latina combinó la privatización de los activos estatales con una reforma regulatoria. Se separaron los segmentos de actividad de la generación, transmisión, distribución y comercialización eléctrica. La generación, que admite más fácilmente la competencia entre productores, se abrió a la competencia. La transmisión, que normalmente es un monopolio natural que requiere una gran inversión inicial y pocos costes variables, fue concesionada a operadores privados. La distribución, que por su naturaleza es un negocio altamente regulado por su contacto con los consumidores y la importancia de la relación precio-calidad, fue concesionada también a operadores privados.

La reforma transformó el papel del Estado que pasó de ser proveedor de servicios a regulador de los mismos. Se utilizaba para ello un sistema basado en concesiones, que transfería a los nuevos concesionarios la obligación del suministro, bajo una calidad de servicio previamente definida en los contratos de concesión.

El objetivo final de estas reformas energéticas iniciales en América Latina era el de favorecer la competencia en el sector eléctrico, particularmente en el segmento de la generación. Su aplicación fue dispar en los distintos países, aunque todos compartían este mismo principio. Mientras que la privatización fue completa en Chile, en otros países como Brasil y Colombia fue parcial. Otros países como México y Costa Rica se abrieron al capital privado con un modelo de comprador único a productores independientes de energía o “*Independent Power Producers*” (IPPs). Algunos otros como Paraguay y Uruguay mantuvieron un monopolio integrado verticalmente.

²⁸ Maldonado Pedro, Palma Rodrigo 2004. Seguridad y calidad del abastecimiento eléctrico a más de 10 años de la reforma de la industria eléctrica en países de América del Sur. Serie Recursos Naturales e Infraestructuras, número 72. CEPAL.

Hoy en día el sector eléctrico se encuentra dividido entre empresas públicas, multinacionales y empresas privadas nacionales. Como se puede observar en la Tabla 6, salvo Chile todos los países tienen empresas públicas en algún segmento del sector eléctrico, en muchos casos conviviendo con empresas privadas. En otro gran número de países la electricidad está en manos del estado (Ecuador, Paraguay y Venezuela).

	GENERACIÓN	TRANSMISIÓN	DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN
Argentina			(*)
Bolivia			
Brasil			
Chile			(*)
Colombia			
Costa Rica			
Ecuador			
El Salvador			
Guatemala			
Honduras			
México			
Nicaragua			
Panamá			
Paraguay			
Perú			(*)
República Dominicana			
Trinidad y Tobago			
Uruguay			
Venezuela			




Totalmente pública	
Pública y privada	
Totalmente privada	

Tabla 6: Nivel de participación privada en cada segmento del sector eléctrico de América Latina
 Fuente: CEPAL y elaboración propia
 Nota: (*) La comercialización no está reconocida

Para atraer nuevas plantas de generación se implementó una segunda ola de reformas del sector energético a partir de 2004. Con esta ola de reformas se produjeron numerosas Asociaciones Público-Privadas gracias a Contratos de Compra de Energía realizados por el mecanismo de subasta competitiva, que garantizaban contratos a largo plazo o pagos por capacidad, en países como Brasil y Colombia respectivamente.

A partir del 2008, el mecanismo de subasta comenzó también a extenderse a otros países de ALyC, estableciéndose como el mecanismo principal de apoyo explícito a las energías renovables en la región. Las subastas que se realizan en la región son específicas por tecnologías y subastas de neutralidad tecnológica.

ALyC tiene una de las matrices de energía más limpia del mundo. Cuenta con un 57% de participación de energías renovables, donde la hidroeléctrica representa un 22,9%.

El mix energético de la región se basa principalmente en instalaciones hidroeléctricas, lo que resulta en sistemas de energía que son sumamente vulnerables a los efectos climáticos producidos por la oscilación del sur, el Niño y la Niña. En estos últimos tres años hubo un aumento acelerado de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC). El aumento de fuentes alternativas como la eólica ha puesto freno a las pequeñas centrales hidroeléctricas en Brasil y Uruguay.

El gas natural es abundante en la región, con nuevas reservas en Argentina y Brasil, que se esperan que entren a producir durante la próxima década, incluyendo las reservas de gas no convencionales. Sin embargo, a pesar de las grandes reservas de que disponen países como Argentina, Brasil o Venezuela, todos ellos son importadores netos de gas natural.

La matriz energética incorporará una importante penetración de energías renovables y gas natural que necesitarán consolidar más inversiones para acompañar el crecimiento de la demanda de la región.

El efecto esperado del aumento de la demanda en la región y la incorporación de nueva energía creará nuevas APP para la compra de las líneas de transmisión y distribución eléctrica. La integración del sistema y la expansión de la capacidad de la infraestructura de transporte de energía son esenciales para asegurar la integración de la energía adquirida, y en especial de la energía renovable por sus características.

Brasil ha adoptado un mecanismo de subasta inversa para la expansión de la línea de transmisión y distribución. Perú ha realizado concesiones de líneas de transmisión por 30 años. Chile ha establecido también concesiones de líneas de transmisión y distribución por periodos de 20 a 25 años. También se esperan nuevas APP para la compra de líneas de transmisión de México bajo el nuevo esquema energético impulsado por la reforma.

Desde el punto de vista de los instrumentos que ofrecen los Mercados Eléctricos de los países de ALyC para la realización de APP, destacar que gran parte de estos mercados facilitan la compra de energía a largo plazo. La compra de energía a largo plazo reduce los riesgos del mercado spot e incentiva la construcción de nuevas infraestructuras,

facilitando la realización de Asociaciones Público-Privadas. Estos contratos suelen satisfacer la demanda de clientes regulados y clientes libres.

En el caso del mercado eléctrico, la oferta puede satisfacer la demanda de clientes regulados mediante la compra de energía por parte de los distribuidores para su venta posterior a los pequeños consumidores (por ejemplo, en el sector eléctrico de Brasil supone el 70% de la carga y está regulado por la ANEEL). También, puede satisfacer la demanda de los clientes libres que tienen un perfil de demanda mayor, como puedan ser los Productores Independientes de Energía y los consumidores industriales. Por ello, la producción y el consumo energético en la región deben involucrar a sectores como el automotriz, el petroquímico, el agroalimentario, el minero o el de servicios, ya que, entre otros supuestos, los clientes libres favorecen la creación de Asociaciones Público-Privadas.

Chile ofrece un caso de excepción en América Latina de creación de APP fomentadas principalmente por la compra de energía en el mercado spot. Ello se debe en parte a que los promotores de proyectos “merchant” son financiados por los bancos comerciales del país. Esto resalta la importancia de la existencia de mecanismos que permitan la financiación bancaria y del mercado de capitales de los proyectos de infraestructura.

Conclusiones

Se consideran básicamente tres modalidades de provisión de infraestructura pública: la contratación tradicional (p.ej. contratos de Ingeniería, Compra y Construcción – EPC), las Asociaciones Público-Privadas, y la privatización.

Las Asociaciones Público-Privadas involucran distintas disciplinas (p.ej. política, jurídica, institucional, fiscal, etc.) que las hacen complejas. Por ello, un marco adecuado para las APP debe estar compuesto por un conjunto de marcos específicos (política pública, jurídico, institucional, fiscal, y soporte) para una de las disciplinas, y un proceso de APP que los articule y permita establecer la gobernanza.

Las APP deben considerarse una opción en un país con un marco y un proceso de APP suficientemente desarrollado que minimice riesgos. Sólo así las APP pueden facilitar oportunidades de financiación, mejorar la contratación, optimizar la construcción y la O&M, y ajustar los pagos por la infraestructura construida. Sin embargo, las APP ofrecen ciertas limitaciones observadas en su práctica que hacen que no sean una panacea.

El Banco Mundial define la Asociación Público-Privada como “un contrato a largo plazo entre un ente público y un ente privado, para el desarrollo y/o la gestión de un bien o servicio público, en el que la parte privada asume un riesgo significativo y la responsabilidad de la gestión en la vida del contrato, y su remuneración está vinculada significativamente a su rendimiento y/o la demanda o utilización del bien o servicio”.

En esta línea, las formas de contratación que pueden considerarse APP han sido clasificadas en dos tipos fundamentales. Por un lado, los contratos de diseño, construcción, operación, financiación y mantenimiento (DBOM) con pagos del gobierno, denominadas “APP con pagos del gobierno”. Por otro lado, los contratos DBFOM con pagos del usuario, denominadas “APP con pagos del usuario”.

Este documento se centra en las APP para contratar proyectos de infraestructura energéticas que requieran elevadas inversiones de capital y se apoyen en el sector privado. Esto puede incluir tanto infraestructura nueva como mejoras significativas y renovaciones de infraestructura existente.

Existen tres escenarios principales de contratación en los que se constituyen las principales infraestructuras energéticas en modalidad de Asociación Público-Privada, y mueven además la mayor cantidad de Inversión Extranjera Directa: los Contratos de Compra de Energía, la creación de líneas eléctricas y ductos, y las actividades de Exploración y Producción de hidrocarburos.

El Contrato de Compra de Energía mediante subastas competitivas se ha convertido en uno de los métodos más populares y eficaces para atraer inversiones en América Latina. Las líneas eléctricas y ductos han seguido un modelo de contratación basado en APP con pagos del gobierno y APP con pagos del usuario. Mientras que las APP en actividades de Exploración y Producción de hidrocarburos han seguido varios modelos: los Acuerdos de Producción Compartida, los Acuerdos de Servicios de Riesgo, el Contrato de Concesión basado en Impuestos y Regalías, y el Modelo Empresa Conjunta.

Los países de ALyC no siguen un modelo único en la realización de cada una de estas Asociaciones Público-Privadas, sino que ofrecen matices que dependen de muchos condicionantes, tales como el momento en que iniciaron sus procesos de reforma y las experiencias nacionales e internacionales que recogieron.

Los países de la región disponen de grandes recursos energéticos en el subsuelo, pero no cuentan con la infraestructura y recursos económicos necesarios para explotarlos. Esto ha favorecido durante las últimas dos décadas, a que varios países de ALyC realicen cambios en la organización de sus Compañías Nacionales de Petróleo, conducidos a una privatización y una retirada del Estado de su papel de empresario. Este ha sido el caso de países como Perú y Bolivia.

Algunos países de América Latina han hecho reformas legitimando las inversiones de las compañías petroleras internacionales. Países como Argentina, Brasil, Colombia,

Ecuador, México, y Venezuela han realizado una apertura a la inversión privada que han favorecido las APP, aunque cada uno con muy distintas características. La idea subyacente de estos cambios es la de eliminar los monopolios estatales, y modificar el marco y el proceso de APP, para facilitar la participación del capital privado, principalmente la Inversión Extranjera Directa.

El periodo de ralentización que se desató a finales del 2008 con la crisis económica mundial, y posteriormente en el año 2014 con el enfriamiento de la demanda mundial y la explosión del *fracking* han favorecido este proceso de transformación. Además, este periodo ha fomentado la mejora de las condiciones de los contratos APP en la Exploración y Producción de hidrocarburos, y la disminución del número de APP. Todo ello ha conducido a una declinación de la actividad exploratoria, que se refleja en una disminución de las inversiones en E&P de las principales Compañías Internacionales de Petróleo o *International Oil Company* (IOC), reemplazada en parte por la consiguiente utilización y compra de reservas.

Los no convencionales toman relevancia en la perspectiva energética de la región. En este sentido, algunos países cuentan con grandes reservas y están acometiendo reformas para favorecer APP. Los Estados son conscientes que algunas IOC tienen las competencias para extraer no convencionales, además de la experiencia y capacidad de inversión en estos entornos, que las NOC no tienen. Todo ello en un escenario de precios en el que la explotación es un desafío.

La realización de reformas ha creado tensiones en el contrato social entre los Estados y la Sociedad. En ocasiones, han limitado la agilidad y respuesta de la adaptación a los nuevos escenarios económicos. Este fue el caso de Argentina y México, donde en este último el Tribunal Supremo detuvo las subidas en las tarifas del gas natural en agosto de 2016. Ello pone de manifiesto la importancia de la “socialización” en la traducción de una política económica del sector energético al contrato social.

El panorama del sector eléctrico ha cambiado radicalmente gracias a que la mayoría de las economías de América Latina ha realizado profundas reformas. A partir del 2011, la Inversión Extranjera Directa en el sector eléctrico superó claramente al sector de los hidrocarburos. Este cambio ha sido impulsado por el aumento de las energías

renovables en el mix energético, así como por un crecimiento sostenido del mercado y por la estabilidad de los marcos regulatorios, que han incentivado la inversión privada en electricidad.

Los principales cambios regulatorios comenzaron en el sector eléctrico a finales de la década de 1980. En este periodo, la mayoría de los países de América Latina tenían graves problemas en el servicio eléctrico por falta de inversión y mantenimiento de las infraestructuras, lo que provocó malestar en la población y aceleró la petición de reformas. Se separaron los segmentos de actividad de la generación, transmisión, distribución y comercialización eléctrica. La transformación del sector eléctrico de América Latina combinó la privatización de los activos estatales con una reforma regulatoria que modificó el marco y el proceso de APP.

Para atraer nuevas plantas de generación se implementó una segunda ola de reformas del sector eléctrico a partir de 2004. Con esta ola de reformas se produjeron numerosas Asociaciones Público-Privadas gracias a Contratos de Compra de Energía realizados por el mecanismo de subasta competitiva, que garantizaban contratos a largo plazo o pagos por capacidad, en países como Brasil y Colombia respectivamente.

A partir del 2006 el interés por invertir en el sector energético de América Latina se reavivó como consecuencia de un crecimiento sostenido del mercado y la estabilidad regulatoria, introduciendo modificaciones en el marco de las APP, que incentivaron la participación de multinacionales y empresas privadas nacionales.

A partir del 2008, el mecanismo de subasta comenzó también a extenderse a otros países de ALyC, estableciéndose como el mecanismo principal de apoyo explícito a las energías renovables en la región. En 2015 y 2016, países como Argentina, Brasil, Chile, El Salvador, Guatemala, México y Perú realizaron Asociaciones Público-Privadas utilizando el mecanismo de subastas de energías renovables. Un hito histórico se alcanzó en Chile, donde la energía solar FV consiguió uno de los precios más bajos en la compra de energía eléctrica a nivel global (29,1 USD/MWh).

Las subastas que se realizan en la América Latina generalmente son específicas por tecnologías o de neutralidad tecnológica. En Brasil y Perú las subastas de energía

renovables complementan las subastas de energías tradicionales, dirigidas a fuentes de generación convencional.

Se proyecta que el gas natural tendrá una participación importante tanto en el mix energético de los países de la región, como en los intercambios de energía entre los países. Por ello, se prevén nuevos Contratos de Compra de Energía en proyectos de generación termoeléctrica, que constituirán nuevas APP.

El aumento de la demanda y la incorporación de nueva energía crearán nuevas APP para el desarrollo de líneas de transmisión y distribución eléctrica en América Latina. La integración del sistema y la expansión de la capacidad de la infraestructura de transporte de energía son esenciales para asegurar la integración de la energía adquirida, y en especial de la energía renovable por sus características.

Brasil ha adoptado un mecanismo de subasta inversa para la expansión de las líneas de transmisión y distribución. Perú ha realizado concesiones de líneas de transmisión por 30 años. Chile ha establecido también concesiones de líneas de transmisión y distribución por periodos de 20 a 25 años. También se esperan nuevas APP para la compra de líneas de transmisión de México, bajo el nuevo esquema energético impulsado por la reforma.

La creación de mecanismos en los mercados energéticos que facilitan los Contratos de Compra de Energía a largo plazo reduce los riesgos del mercado spot e incentiva la construcción de nuevas infraestructuras. Dado su horizonte de largo plazo, los Contratos de Compra de Energía permiten ser un vehículo de financiación para la creación de infraestructura energética de servicio público, y en este sentido, favorecen la creación de Asociaciones Público-Privadas. Es de interés realizar un análisis de los aspectos del mercado energético que facilitan la creación de APP.

Hay que destacar también la importancia de mecanismos que permitan la financiación bancaria y del mercado de capitales de los proyectos de infraestructura. Un buen conocimiento del mercado puede hacer frente a los riesgos del mercado *spot* e incentivar APP para la construcción de nuevas infraestructuras. En este sentido hay que destacar una práctica de excepción en América Latina dada por los bancos comerciales

en Chile, ya que ofrecen financiación con recurso limitado a los promotores de proyectos *merchant* de generación eléctrica. Merece la pena un análisis sobre las condiciones financieras que ofrece la financiación bancaria y del mercado de capitales de cada país a los promotores para la realización de proyectos de infraestructura, en aspectos como: ratios de cobertura, tasa de apalancamiento, plazos, *mini-perm*, bonos de proyecto, etc.

Referencias bibliográficas

Las Asociaciones Público-Privadas en el Sector Energético

Maurer Luiz, Barroso Luiz 2011. Electricity auctions: an overview of efficient practices. World Bank Group. <http://www.ifc.org/wps/wcm/connect/8a92fa004aabaa73977bd79e0dc67fc6/Electricity+and+Demand+Side+Auctions.pdf?MOD=AJPERES> (accedido 04.11.2016)

Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA) 2015. Energías Renovables en América Latina 2015: Sumario de Políticas. IRENA, Abu Dhabi. Junio 2015.

Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA) 2015. Renewable Energy Auctions: A Guide to Design. IRENA, Abu Dhabi.

SourceBook. Contracts and Licenses. Capítulo 5.4. http://www.eisourcebook.org/649_54ContractsandLicenses.html (accedido 06.11.2016)

OpenOil 2013. Contratos petroleros: cómo leerlos y entenderlos. <https://openoil.net/?wpdmact=process&did=MjAuaG90bGluaw==> (accedido 06.11.2016)

Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) 2010. Contratos de Exploración y Explotación de Hidrocarburos: América Latina. Junio 2010.

Organización para la Cooperación y Desarrollo Económicos (OCDE) 2014. Foro Latinoamericano de la Competencia. Sesión II - Los Mercados de la Electricidad en América

Latina: Integración Regional y Cuestiones Relativas a la Competencia. DAF/COMP/LACF (2014)25. Montevideo, Uruguay, 16-17 de septiembre 2014.

Förster Sonja, Amazo Ana 2016. Auctions for Renewable Energy Support in Brazil: Instruments and lessons learnt. Report D4.1-BRA of the AURES project. Marzo 2016.

http://www.auresproject.eu/files/media/countryreports/pdf3_brazil.pdf (accedido 01.11.16)

Wigan, Fabian et al. 2016. Auctions for Renewable Energy Support: Lessons Learnt from International Experiences. Report D4.2 of the AURES project. Junio 2016. http://auresproject.eu/files/media/documents/aures_wp4_synthesis_report.pdf (accedido 01.11.16)

APP en el sector energético en América Latina

Introducción

Bloomberg New Energy Finance (BNEF) 2015. Climatescope. <http://global-climatescope.org/en/> (accedido 26.10.16)

BP 2016, Statistical Review of World Energy 2016, <https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2016/bp-statistical-review-of-world-energy-2016-full-report.pdf> (accedido 26.10.16)

Bucheli M. 2010. Major Trends in the Historiography of the Latin American Oil Industry, Business History Review 84, pp.339-362.

Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) 2012. Análisis de formación de precios y tarifas de gas natural en América del Sur. Julio 2012. <http://www.cepal.org/es/publicaciones/3997-analisis-formacion-precios-tarifas-gas-natural-america-sur> (accedido 01.11.16)

Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) 2016. La Inversión Extranjera Directa en América Latina y el Caribe. Junio 2016. <http://www.cepal.org/es/publicaciones/40213-la-inversion-extranjera-directa-america-latina-caribe-2016-documento-informativo> (accedido 01.11.16)

CAF 2013. Energía: Una visión sobre los Retos y Oportunidades en América Latina y el Caribe. Informe Energético Sectorial. Bogotá. CAF. Marzo 2013.

CAF 2013. Energía: Una visión sobre los Retos y Oportunidades en América Latina y el Caribe: Marco Institucional y Análisis de la Regulación. Bogotá. CAF. 2013.

CAF 2013. Energía: Una visión sobre los Retos y Oportunidades en América Latina y el Caribe: Marco Económico y Energético. Bogotá. CAF. 2013.

Global Wind Energy Council (GWEC) 2016. Global Wind Energy Outlook 2016. <http://www.gwec.net/publications/global-wind-energy-outlook/global-wind-energy-outlook-2016/> (accedido 26.10.16)

Inter-American Development Bank (IADB) 2012. The New Energy Landscape: shale gas in Latin America, Diciembre 2012, por Mares David R. <https://publications.iadb.org/bitstream/handle/11319/5710/The%20New%20Energy%20Landscape.pdf?sequence=1> (accedido 26.10.16)

Inter-American Development Bank (IADB) 2014. Study on the Development of the Renewable energy market in Latin America and the Caribbean. Working paper, OVE/WP-02/14, Noviembre 2014. <https://publications.iadb.org/bitstream/handle/11319/6711/Study-on-the-Development-of-the-Renewable-Energy-Market-in-Latin-America-and-the-Caribbean.pdf>

International Energy Agency (IEA) 2015. IEA Statistics: Electricity Information 2015. OECD/IEA.

International Energy Agency (IEA) 2015. IEA Statistics: Energy Balances of non-OECD Countries. 2015 Edition. OECD/IEA.

International Energy Agency (IEA) 2015. IEA Statistics: Energy Balances of OECD Countries. 2015 Edition. OECD/IEA.

International Energy Agency (IEA) 2015. IEA Statistics Energy Prices and taxes 2015. Quarterly Statistics, second quarter 2015. OECD/IEA.

International Energy Agency (IEA) 2015. IEA Statistics: Energy Statistics of non-OECD Countries. 2015 Edition. OECD/IEA.

International Energy Agency (IEA) 2015. IEA Statistics: Energy Statistics of OECD Countries. 2015 Edition. OECD/IEA.

International Energy Agency (IEA) 2015. IEA Statistics: Natural Gas Information 2015. OECD/IEA.

International Energy Agency (IEA) 2015. IEA Statistics: Oil Information 2015. OECD/IEA.

International Energy Agency (IEA) 2015. IEA Statistics: Oil, Gas, Coal and Electricity. Quarterly Statistics. Fourth Quarter 2015. OECD/IEA.

International Energy Agency (IEA) 2015. IEA Statistics: Renewables Information 2015. OECD/IEA.

International Energy Agency (IEA) 2015. Projected Costs of Generating Electricity. 2015 Edition. OECD/IEA.

International Energy Agency (IEA) 2015. Renewable Energy. Medium-Term Market Report 2015. OECD/IEA.

International Energy Agency (IEA) 2016. World Energy Outlook 2016. OECD/IEA

International Energy Agency (IEA) 2016. Oil. Medium-Term Market Report 2016. OECD/IEA.

International Energy Agency (IEA) 2016. Oil Market Report. 11 de Marzo de 2016. OECD/IEA.

International Energy Agency (IEA) 2016. Natural Gas Information. OECD/IEA.

International Energy Agency (IEA) 2016. World Energy Balances 2016 Edition. OECD/IEA.

International Energy Agency (IEA) 2016. Medium Term Gas outlook. OECD/IEA.

International Energy Agency (IEA) 2016. Electricity Information. OECD/IEA.

Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD) 2015. Taxing Energy Use 2015: OECD and Selected Partner Economies. OECD Publishing, Paris.

Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) 2010. Contratos de Exploración y Explotación de Hidrocarburos: América Latina. Junio 2010.

Philip George 2007. Oil and Politics in Latin America: Nationalist Movements and State Companies. Cambridge Latin American Studies. Cambridge University Press.

The International Group of Liquefied Natural Gas Importers (GIIGNL) 2016. The LNG industry, GIIGNL Annual Report, 2016 edition.
http://www.giignl.org/sites/default/files/PUBLIC_AREA/Publications/giignl_2016_annual_report.pdf (accedido 26.10.16)

Chile

Banco Interamericano de Desarrollo 2009. Experiencia Chilena en Concesiones y Asociaciones Público Privadas para el desarrollo de Infraestructura y la Provisión de Servicios Públicos, Washington, D.C. 2009.

Ministerio de Energía 2014. Agenda de energía: Un desafío país, progreso para todos.
http://www.sec.cl/pls/portal/docs/PAGE/SEC2005/ACTUALIDAD/2014/LANZAMIENTO_AGENDA/AGENDAENERGIA.PDF (accedido 26.10.16)

Brasil

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) 2016. Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2016.
http://www.anp.gov.br/wwwanp/images/publicacoes/Anuario_Estatistico_ANP_2016.pdf (accedido 01.11.16)

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) 2016. Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural.
<http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-combustiveis-renovaveis/publicacoes/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural/2016> (accedido 01.11.16)

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) 2016. Dados Estatísticos. <http://www.anp.gov.br/wwwanp/dados-estatisticos> (accedido 26.10.16)

Almeida E., Pinto Jr. H. (2004), Reform in Brazilian Electricity Industry: The Search for a New Model, Federal University of Rio de Janeiro – UFRJ, http://www.ie.ufrj.br/datacenterie/pdfs/seminarios/pesquisa/reform_in_brazilian_electricity_industry_the_search_for_a_ne.pdf (accedido 26.10.16)

Governo do Rio de Janeiro 2008. Manual de Parcerias Público-Privadas, Rio de Janeiro, 2008.

Gomes Ieda 2014. Brazil: Country of the future or has its time come for natural gas? NG 88, OIES, <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2014/07/NG-88.pdf> (accedido 26.10.16)

Ministério de Minas e Energia (MME). Balanço Energético Nacional. Anual. <http://www.mme.gov.br/web/guest/publicacoes-e-indicadores/balanco-energetico-nacional> (accedido 26.10.16)

Ministério de Minas e Energia (MME) 2015. Plano Decenal de Expansão de Energia 2024. <http://www.epe.gov.br/PDEE/Relat%C3%B3rio%20Final%20do%20PDE%202024.pdf> (accedido 26.10.16)

Petrobras 2016. Strategic Plan: 2017-2021 Business and Management Plan. Septiembre 2016. <http://www.investidorpetrobras.com.br/en/presentations/business-management-plan> (accedido 26.10.16)

Rede de Informação Legislativa e Jurídica. Lexml. <http://www.lexml.gov.br/> (accedido 03.11.16)

Perú

Ministerio de Energía y Minas 2014. Plan Energético Nacional 2014-2025. Noviembre 2014. <http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/2reseje-2014-2025%20vf.pdf> (accedido 26.10.16)

República del Perú 2000. Contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote 88. Comité Especial del Proyecto Camisea. Lima, Noviembre 2000. <http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/contratogas.pdf> (accedido 01.11.16)

Alvarez & Valencia 2015. International Monetary Fund. Made in Mexico: Energy Reform and Manufacturing Growth. Febrero 2015.

Castilla & Prakash 2014. Deloitte. The Energy Reform, opportunity knocks. Febrero, 2014.

Cámara de los Diputados del H. Congreso de la Unión 2014. Ley del Fondo mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo. Agosto 2014.

Cámara de los Diputados del H. Congreso de la Unión 2014. Ley de Hidrocarburos. Agosto 2014.

Cámara de los Diputados del H. Congreso de la Unión 2014. Ley Ingresos sobre Hidrocarburos. Agosto 2014.

Cámara de los Diputados del H. Congreso de la Unión 2014. Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética. Agosto 2014.

Comisión Nacional de Hidrocarburos. <http://www.cnh.gob.mx/>

England et. All 2014. Deloitte. Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos. Como se definirán los ingresos de la nación. Septiembre 2014.

Freshfields Bruckhaus Deringer 2014. What you need to know about Mexico's energy reform. Septiembre 2014.

Lajous 2014. Center on Global Energy Policy. Columbia University. Mexican Energy Reform. Junio 2014.

Pemex 2015. Las Reservas de Hidrocarburos de México. Enero de 2015.

Pemex 2016. Presentación a Inversionistas. Febrero 2016.

SENER 2014. Plan Quinquenal de Licitaciones para la E&E de Hidrocarburos 2015-2019: un proceso participativo. 30 de junio de 2015.

Zenteno Lira Abogados 2013. PWC. The Energy Reform. Decree and Transitory Regime. Diciembre 2013.

Zenteno Lira Abogados 2014. PWC. La Reforma Energética. Resumen del proyecto de decreto que expide las leyes secundarias en materia de hidrocarburos. Mayo 2014.

Zenteno Lira Abogados 2014. PWC. La Reforma al Sector de la Energía en México (2013-2014). Octubre 2014.

Colombia

Asociación Colombiana del Petróleo (ACP) 2016. Informes 2016. <https://www.acp.com.co/index.php/es/informes-mensuales-2016> (accedido 26.10.16)

Cristián Castro Agudelo, Paola Rey Carazo 2004. Cronología de la contratación petrolera en Colombia. Universidad de la Sabana, Facultad de Derecho Chía. Julio 2004.

Carlos Duarte 2012. Gobernabilidad minera: cronologías legislativas del subsuelo en Colombia. Centro de pensamiento Raizal. Enero 2012.

República de Colombia, Departamento Nacional de Planeación 1993. Plan de gas: Estrategia para el desarrollo del Prograsla de Gas. Documento Minminas-Ecopetrol-DNP-2646-Unif-Dimen. Santa Fe de Bogotá. 18 de Marzo de 1993. <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/CONPES/Econ%C3%B3micos/2646.pdf> (accedido 01.11.16)

Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) 2015. Plan Energético Nacional - Colombia: Ideario Energético 2050. http://www.upme.gov.co/Docs/PEN/PEN_IdearioEnergetico2050.pdf (accedido 26.10.16)

Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) 2016. Balance Minero Energético desde 1975 hasta 2012.

http://www.upme.gov.co/GeneradorConsultas/Consulta_Balance.aspx?IdModulo=3

(accedido 01.11.16)

Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) 2016. Balance de Gas Natural en Colombia 2016 – 2025. 24 de Junio de 2016.

Zamora Armando, Martínez Hernán 2014. Colombia's early steps to becoming a regional energy hub. Oxford Energy Forum, Noviembre 2014.

<https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2015/01/OEF-98.pdf>

(accedido 26.10.16)

Argentina

Casa Rosada, Presidencia de la Nación 2016. El estado del Estado: Diagnóstico de la Administración Pública. Capítulo Energía y Minería. Diciembre 2015.

http://www.caserosada.gob.ar/elestadodelestado/docs/el_estado_del_estado.pdf

(accedido 01.11.16)

Enargas 2015. Informe anual 2015.

<http://www.enargas.gov.ar/Publicaciones/Informes/Index.php> (accedido 26.10.16)

Gil Salvador, Givogri Pablo, y Codesiera Luciano 2015. El Gas Natural en Argentina: Propuestas Período 2016-2025. Cámara Argentina de la Construcción. Buenos Aires, Agosto de 2015.

Honoré Anouk 2004. The Argentine gas crisis. NG 7, OIES.

[https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2010/11/NG7-](https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2010/11/NG7-Argentina2004GasCrisis-AnoukHonore-2004.pdf)

[Argentina2004GasCrisis-AnoukHonore-2004.pdf](https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2010/11/NG7-Argentina2004GasCrisis-AnoukHonore-2004.pdf) (accedido 26.10.16)

Información Legislativa y Documental (InfoLEG). Ministerio de Justicia y Derechos Humanos, Presidencia de la Nación. <http://www.infoleg.gob.ar/> (accedido 26.10.16)

Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG) 2014. Argentina Anuario 2013, versión preliminar. <http://www.iapg.org.ar/download/epg2013.pdf> (accedido 26.10.16)

Kozulj Roberto 2002. Argentina: los desequilibrios de la economía a 10 años de la convertibilidad. México, Banco Nacional de Comercio Exterior vol. 52, num. 7. Julio 2012. <http://revistas.bancomext.gob.mx/rce/magazines/22/7/RCE.pdf> (accedido 01.11.16)

Kozulj Roberto 2005. Crisis de la industria del gas natural en Argentina. Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL). Santiago de Chile. Marzo 2005. http://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/6279/S053153_es.pdf (accedido 01.11.16)

Mares David 2014. Kick-starting the shale boom in Argentina? The new reforms in context. Oxford Energy Forum. November 2014, issue 98, OIES. <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2015/01/OEF-98.pdf> (accedido 26.10.16)

Ministerio de Energía y Minería, Presidencia de la Nación 2016. Sistema de Regalías Hidrocarburíferas. <http://www.energia.gob.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=4004> (accedido 01.11.16)

Risuleo Fernando 2012. Historia del petróleo en Argentina. Cámara Argentina de la Construcción. Buenos Aires.

Rosso Alberto del, Ghi Andrés 2015. Análisis de Inversiones en el Sector Eléctrico Nacional para el periodo 2016-2025. Cámara Argentina de la Construcción. Buenos Aires, Julio de 2015.

US Energy Information Administration (EIA) 2013. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Argentina. Mazo 2013. https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/Argentina_2013.pdf (accedido 26.10.16)

Acrónimos

AL	América Latina
ALyC	América Latina y el Caribe
ALADI	Asociación Latinoamericana de Integración
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos
ANP	<i>Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis</i>
APP	Asociación Público-Privada (<i>Public Private Partnership</i> o PPP)
AIE	Agencia Internacional de la Energía
ACB	Análisis de Coste-Beneficio
BAsD	Banco Asiático de Desarrollo
Bep	Barriles equivalentes de petróleo
BERD	Banco Europeo de Reconstrucción y Desarrollo
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
BIsD	Banco Islámico de Desarrollo
BM	Banco Mundial
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (Banco Nacional de Desarrollo de Brasil)
BTU	<i>British Thermal Unit</i>

CAGR	<i>Compound Annual Growth Rate</i> (Tasa Anual de Crecimiento Compuesto)
CBA	<i>Cost-Benefit Analysis</i> (Análisis de Coste-Beneficio)
CEPAL	Comisión Económica para América Latina y el Caribe
COP	<i>Conference of the Parties</i> (Conferencia de las Partes)
ECOPETROL	Empresa Colombiana de Petróleos S.A.
E&E	Exploración y Extracción
EE.UU.	Estados Unidos
EIA	<i>U.S. Energy Information Administration</i> (Administración de Información Energética de EE.UU.)
E&P	Exploración y Producción
EPC	<i>Engineering, Procurement and Construction</i> (Ingeniería, Compra y Construcción)
ERNC	Energía Renovable no Convencional
FMI	Fondo Monetario Internacional
FV	Fotovoltaica
GFSM	Government Finance Statistics Manual (Estadísticas Financieras Gubernamentales)
GHG	<i>Greenhouse Gas</i> o Gases de Efecto Invernadero
GLP	Gas Licuado del Petróleo

GNC	Gas Natural Comprimido
GNL	Gas Natural Licuado
GNV	Gas Natural para Vehículos
IFAC	<i>International Federations of Accountants</i> (Federación Internacional de Contadores)
IDH	Índice de Desarrollo Humano
IFI	Institución Financiera Internacional
IFRS	<i>International Financial Reporting Standards</i> (Normas Internacionales de Información Financiera)
INDC	Intended Nationally Determined Contributions (Contribuciones Previstas y Determinadas a Nivel Nacional)
INTOSAI	<i>International Organization of Supreme Audit Institutions</i> (Organización Internacional de las Entidades Fiscalizadoras Superiores)
IOC	<i>International Oil Company</i> (Compañía Internacional de Petróleo)
IPO	<i>Initial Public Offering</i> (Oferta Pública Inicial)
IPP	<i>Independent Power Producer</i> (Productor Independiente de Energía)
IPSAS	<i>International Public Sector Accounting Standards</i>
IIRSA	Iniciativa para la Integración de la Infraestructura Regional Suramericana
kbpd	Miles de barriles por día
JV	<i>Joint Venture</i>

LAC	<i>Latin America and the Caribbean</i> (América Latina y el Caribe)
LDC	<i>Least Developed Countries</i> (Países Menos Adelantados)
mbpd	Millones de barriles por día
MBRL	Millones de reales brasileños
MDB	<i>Multilateral Development Banks</i> (Banco de Desarrollo Multilateral)
Mm ³	Millones de metros cúbicos
NOC	<i>National Oil Company</i> (Compañía Nacional de Petróleo)
NRC	<i>National Resource Company</i> (Empresa de gestión de Recursos Nacionales)
O&G	<i>Oil and Gas</i> (Petróleo y Gas)
O&M	Operación y Mantenimiento
OCDE	Organización para la Cooperación y Desarrollo Económicos
ODS	Objetivos de Desarrollo Sostenible
OMC	Organización Mundial del Comercio
ONU	Organización de las Naciones Unidas
PEMEX	Petróleos Mexicanos
PFI	<i>Private Finance Initiative</i> (Iniciativa de Financiación Privada)
PPA	<i>Power Purchase Agreement</i> (Contrato de Compra de Energía)
PPIAF	<i>Public-Private Infrastructure Advisory Facility</i> (Fondo de Asesoría en Infraestructura Público-Privada)

PPP	<i>Public Private Partnership</i> (Asociación Público Privada o APP)
PSA	<i>Petroleum Sharing Agreement</i> (Acuerdos de Producción Compartida)
PSC	<i>Public Sector Comparator</i> (Comparación con una Obra Pública)
RES	<i>Renewable Energy Sources</i> (Fuentes de Energía Renovable)
RFP	<i>Request For Proposals</i> (Solicitud de Propuestas)
RFQ	<i>Request For Quotations</i> (Solicitud de Cotización)
RSA	<i>Risk Service Agreements</i> (Acuerdos de Servicios de Riesgo)
RSE	Responsabilidad Social Empresarial
SE4ALL	<i>Sustainable Energy for All</i> (Energía Sostenible para Todos)
SIDS	<i>Small Islands Developing States</i> (Pequeños Estados Insulares en Desarrollo)
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central
SPV	<i>Special Purpose Vehicle</i> (Sociedad Instrumental)
SOE	<i>State Owned Enterprises</i> (Empresas de Propiedad Estatal)
SoQ	<i>Submission of Qualifications</i> (Entrega de Cualificaciones)
TCF	Trillones de Pies Cúbicos
TnCO _{2e}	Toneladas de CO ₂ equivalentes
UNASUR	Unión de Naciones Suramericanas
VfM	<i>Value for Money</i> (Valor por Dinero)
WACC	<i>Weighted Average Cost of Capital</i> (Coste Medio Ponderado de Capital)

WEF *World Economic Forum* (Foro Económico Mundial)

YPF Yacimientos Petrolíferos Fiscales

Glosario

Acceso universal

En los países en vías de desarrollo la mitigación de la pobreza energética consiste en ofrecer un suministro energético a aquellos ciudadanos que todavía no disponen de él. En estos países, cuando se habla del acceso universal al suministro eléctrico en general, se habla de dar acceso a la electrificación en zonas rurales aisladas, ya que hay una correlación directa entre los niveles de pobreza en dichas zonas y la carencia de electrificación en las mismas.

Los países desarrollados están normalmente 100% electrificados y de lo único que se trata es de establecer en éstos los mecanismos que permitan erradicar en ellos la pobreza energética.

Activo

Es un bien tangible o intangible que posee una empresa o persona natural. El activo forma parte de las cuentas reales o de balance. Por ejemplo, un parque eólico o un parque fotovoltaico es un activo.

Análisis de Coste-Beneficio (“*Cost-Benefit Analysis*”)

Un tipo de análisis utilizado para comparar dos o más opciones para un proyecto o una decisión basada en los flujos económicos y siguiendo algunas pautas. Se utiliza principalmente para evaluar la viabilidad socio-económica, el valor del proyecto seleccionado, o simplemente el proyecto objeto de la evaluación.

Balance (*Balance sheet o statement of financial position*)

Es un resumen los saldos financieros de una empresa unipersonal, una sociedad, una corporación u otra organización empresarial, como una sociedad anónima o una sociedad de responsabilidad limitada. Los activos, pasivos y patrimonio neto se enumeran en una fecha específica, denominada el final de su año financiero. El balance

se define a menudo como una “foto instantánea de la situación financiera de una empresa”. De los tres estados financieros básicos, el balance es el único que presenta la información financiera en un instante de tiempo determinado del año empresarial.

Asociación Público-Privada

Un contrato a largo plazo entre una parte pública y una parte privada para el desarrollo o la gestión de un bien o servicio público, en el que el agente esté provisto de un riesgo significativo y la responsabilidad de gestión en toda la vida del contrato. La remuneración está significativamente asociada al rendimiento, la demanda, o utilización del bien o servicio.

Capital Expenditure (CAPEX)

Recursos utilizados por una empresa para adquirir o mejorar activos como propiedades, edificios industriales o equipos. Cierta inversión repercutirá en los resultados del año siguiente.

Los gastos de capital son los costes iniciales de construcción de la infraestructura más cualquier gasto en los activos construidos por la APP, que no es un gasto de operación (OPEX).

Collateral

Activo que sirve como garantía para respaldar la concesión de un crédito o una emisión de bonos.

Comparación con una Obra Pública (“Public Sector Comparator”)

La estimación del costo (ajustado por riesgo), desde la perspectiva pública, de un proyecto que está siendo entregado en virtud de un método de “contratación tradicional”. Actúa como un benchmark para comparar la proyección de los costes estimados. Se realiza para determinar si la opción APP ofrece “Value for Money” (VFM).

Concesión

Un derecho otorgado desde un gobierno a un actor del sector privado.

Contrato APP

El contrato o acuerdo entre la autoridad contratante y la parte privada en un proyecto APP. El término "contrato" potencialmente incluye otros acuerdos que puedan vincular la parte privada con otras partes del sector público, en lugar de la autoridad contratante, por ejemplo, a través de acuerdos "off-take" con terceros.

Coste Medio Ponderado de Capital ("Weighted Average Cost of Capital")

El WACC es el costo promedio de todos los recursos de financiación privada del proyecto. Es la media ponderada del coste de los recursos de capital y el coste de la deuda.

Efecto Invernadero

Fenómeno por el cual determinados gases, que son componentes de la atmósfera terrestre, retienen parte de la energía que la superficie planetaria emite por haber sido calentada por la radiación solar. Este fenómeno evita que la energía recibida constantemente vuelva inmediatamente al espacio, produciendo a escala planetaria un efecto similar al observado en un invernadero. El efecto invernadero se está viendo acentuado en la Tierra por la emisión de ciertos gases, como el dióxido de carbono CO₂ y el metano CH₄, debido a la actividad humana (antropogénico).

Energías Renovables No Convencionales (ERNC)

Las energías renovables suelen clasificarse en convencionales y no convencionales, según sea el grado de desarrollo de las tecnologías para su aprovechamiento y la penetración en los mercados energéticos que presenten. Dentro de las convencionales, la más importante es la hidráulica a gran escala. Dentro de las ERNC se encuentran la eólica, la pequeña hidroeléctrica (centrales hasta 20 MW), la biomasa, el biogás, la geotermia, la solar y la mareomotriz.

Las ERNC se pueden clasificar en gestionables y no gestionables. Dentro de las gestionables se encuentra la biomasa, las pequeñas centrales hidroeléctricas y geotérmicas. Dentro de las no gestionables se encuentra la eólica y la solar.

Equivalente de Dióxido de Carbono (CO₂e)

Unidad universal de medida utilizada para indicar el potencial de calentamiento atmosférico de cada uno de los seis Gases de Efecto Invernadero (GEI) regulados bajo el Protocolo de Kioto. El dióxido de carbono (CO₂) es el gas de referencia. Los otros GEI se comparan con su potencial de calentamiento global.

Feed-in Tariff (FIT)

Prima pagada por la electricidad proporcionada por una fuente de generación renovable al sistema eléctrico.

Financiación de Activos (Asset Finance)

Un activo es un recurso con un valor económico que un individuo, empresa o país posee o controla con la expectativa de que va a proporcionar un beneficio en el futuro. Las inversiones reflejadas en el documento incluyen el dinero invertido en proyectos de generación con energías renovables en el balance de las empresas, ya sea por financiación de deuda o de capital. Incluye la inversión realizada cada año y excluye, las grandes hidroeléctricas y las refinanciaciones. También se consideran las inversiones en empresas que desarrollan plantas de generación a través de una Sociedad Instrumental o Special Purpose Vehicle (SPV), como la utilizada en el Project Finance. La puesta en marcha de la planta de generación podría no realizarse ese mismo año.

Fondo de Inversión

Reúne el dinero aportado por sus participantes, para invertirlos en diferentes instrumentos financieros, y mediante una entidad se encarga de su gestión y administración.

Fondo Soberano (*Sovereign Wealth Fund*)

Es un vehículo de inversión de propiedad estatal, desarrollados principalmente en países emergentes, destinados a gestionar los activos de los Estados a nivel nacional y en el extranjero. Típicamente el capital proviene de la exportación de materias primas, como gas o petróleo (Oriente Medio, Rusia, Noruega o Venezuela), de excedentes presupuestarios (Singapur), o de reservas de divisas de los bancos centrales (China). Sus inversiones se componen de bonos, acciones, derivados financieros, aunque también cuentan con inversiones de otro tipo, como propiedades inmobiliarias. Inicialmente fueron constituidos hace varias décadas para amortiguar las vicisitudes de los precios de las materias primas, desarrollar las infraestructuras o financiar las jubilaciones.

Gases de Efecto Invernadero (*Greenhouse Gases*)

Se encuentran presentes en la atmósfera terrestre y dan lugar al fenómeno denominado efecto invernadero. Los más importantes están presentes en la atmósfera de manera natural, aunque su concentración puede verse modificada por los efectos, procesos o materiales que son el resultado de actividades humanas (antropogénico) a diferencia de los que tienen causas naturales sin influencia humana. Los gases de invernadero más importantes son: vapor de agua, dióxido de carbono (CO₂) metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O) clorofluorocarbonos (CFC) y ozono (O₃).

Generación distribuida

Generación de energía a partir de tecnologías de pequeña escala cercana a donde se utiliza.

Independent Power Producer (IPP)

Un productor independiente de energía, también llamado generador no público (non-utility generator NUG), es un productor de energía eléctrica que no es parte de un servicio público. Los servicios públicos compran energía de los IPP para cumplir con parte o toda su demanda de electricidad.

Mitigación del Cambio Climático

Una intervención antropogénica para reducir las fuentes o mejorar los sumideros de gases de efecto invernadero.

Off-taker

La entidad que se compromete a comprar el resultado de un proyecto (p.ej. energía).

Operating expenses (OPEX)

Los gastos operativos son los costes de explotación del activo de infraestructura después de la construcción.

Pasivos directos

Compromisos de pago que no dependen de un evento futuro incierto, aunque pueden tener cierta incertidumbre respecto del valor. Los pasivos directos que surgen de los contratos de APP pueden incluir: pagos de viabilidad financiera (*viability gap*), pagos por disponibilidad, y peajes encubiertos (peaje sombra) o pagos basados en resultados.

Pasivos contingentes

Compromisos de pago cuya ocurrencia, momento y valor dependen de ciertos sucesos futuros inciertos, fuera del control del estado. Los pasivos contingentes que surgen de los contratos de APP pueden incluir: garantías sobre variables de riesgos particulares, cláusulas de compensación, cancelación de compromisos de pago, y garantías de deuda u otras mejoras crediticias.

Power Purchase Agreements (PPAs)

Contratos de compraventa directa de la electricidad generada entre el productor y la compañía eléctrica.

Prima de Riesgo

El “riesgo país o soberano” se mide a partir de la “prima de riesgo” que es el sobreprecio exigido por los inversores para adquirir deuda (bonos u obligaciones) de un determinado país con un cierto nivel de riesgo respecto a otro. El riesgo país está en función de factores tan dispares como la estabilidad política, las condiciones económicas y sociales, la fortaleza bancaria o incluso catástrofes naturales. En Europa se suele tomar como referencia los tipos de interés de la deuda Alemana por considerarse como la más segura y la menos volátil frente a factores coyunturales. La prima de riesgo soberana española sería en definitiva, el diferencial del tipo de interés de la deuda de España con respecto a la de Alemania y mide el diferencial de los bonos españoles en comparación con sus homólogos alemanes a un plazo de diez años.

Privatización

La transferencia permanente de un activo que previamente era de propiedad pública al sector privado.

Proceso

Un proceso queda definido por las actividades que la forman. Una clasificación de procesos, atendiendo a un criterio de importancia, les podría dividir en procesos principales y secundarios. Por ejemplo, un proceso principal es el proceso APP, que se compone de las siguientes actividades descritas: identificación de proyectos y selección como APP, evaluación y preparación del contrato de proyecto APP, estructuración y elaboración de la licitación y el contrato, licitación y contratación, gestión del contrato – desarrollo y puesta en marcha, gestión del contrato – operación, mantenimiento y terminación.

Proceso APP

Las actividades que los proyectos APP realizan en un cierto orden para entregar el proyecto. Incluyen las actividades de identificación y selección del proyecto, evaluación de la APP, estructuración de la APP y diseño del contrato, licitación y contratación, y gestión del contrato (construcción y O&M).

***Project Finance* o financiamiento de proyectos “sin recurso”**

La deuda y capital aportado directamente al proyecto y no a las empresas que lo desarrolla. El prestamista sólo tiene derecho a repago de la deuda mediante los beneficios generados por el proyecto y nunca mediante los activos del prestatario en caso de incumplimiento. Contrasta así con la deuda corporativa (corporate financing) que se realiza sobre el balance (“on-balance-sheet”) de la empresa, y que son de “recurso completo”, ya que es la totalidad de la empresa la que acaba respondiendo ante un posible impago de la deuda.

Proyectos de nueva creación

Construcciones nuevas o desarrollo de infraestructura nueva.

***Public Equity Market* (Mercado Público de Valores)**

Es un mercado organizado en el que las personas y entidades pueden negociar valores financieros con bajos costos de transacción y a precios que reflejan la oferta y la demanda. Entre estos valores financieros se incluyen acciones y bonos. Las inversiones reflejadas en el documento incluyen el dinero invertido en sociedades cotizadas en bolsa, que desarrollan tecnología de energía renovable y generación de energía limpia.

Sociedad Instrumental (Special Purpose Vehicle - SPV)

Es una entidad jurídica creada para cumplir con unos objetivos específicos o temporales. Se suelen utilizar para aislar a la empresa de riesgo financiero, ocultar la deuda, la propiedad o establecer los derechos contractuales de las diferentes partes.

Stranded assets

Son activos que han sufrido devaluaciones, amortizaciones anticipadas o conversión a pasivos. Pueden ser causadas por una variedad de factores tales como la política ambiental y el cambio climático.

Tarea

Una tarea es una actividad secundaria que se realiza generalmente en un tiempo limitado, por ejemplo: el proceso principal APP cuenta con una actividad “estructuración y elaboración de la licitación y el contrato”, que cuenta a su vez con distintas tareas, una de ellas es la “estructura y elabora RFQ”. En ocasiones se menciona indistintamente proceso, actividad y tarea. Básicamente, su distinción se realiza atendiendo a criterios de granularidad, importancia (calidad, coste, tiempo, alcance), y complejidad establecidos.

Terminación de contrato

Las instalaciones del proyecto pueden ser transferidas al gobierno, en general por una consideración nula o nominal y hasta las condiciones predefinidas en el contrato de APP. El contrato podría incluir cláusulas específicas de terminación, como dejar el terreno en condiciones similares a como estaba antes de realizarse la creación de la infraestructura.

Utility

Es una empresa que mantiene o proporciona servicio público sobre una infraestructura. Los servicios públicos están sometidos a control público y regulación, y tienen coberturas muy amplias desde grupos comunitarios locales hasta monopolios en todo un país. Los servicios prestados por estas empresas son consumidos por el público, como es el caso de la electricidad, gas natural, agua, aguas residuales, telefónico, o el servicio de internet.

Valor por Dinero (“Value for Money”)

En términos generales, conseguir “Value for Money” significa que el dinero gastado es beneficioso, es decir, el valor del producto o servicio recibido iguala o excede la cantidad invertida. La decisión de invertir en tal caso es una decisión acertada, ya que existe creación de valor neto para el inversor. El concepto de “Value for Money” se utiliza a menudo en cualquier decisión de inversión que adopte el Gobierno, significando que la

inversión proporciona valor neto a la sociedad (o al contribuyente), y se prueba con técnicas de coste-beneficio (especialmente de Análisis de Coste-Beneficio, CBA).

Sin embargo, en el contexto de las APP, Value for Money” se utiliza en un sentido más específico y se relaciona con el beneficio relativo a los costes de inversión en un proyecto mediante una APP, en comparación con otras opciones de inversión. Se aplica en dos instantes precisos del ciclo del proyecto:

1.- Durante la evaluación y estructuración, el análisis VFM puede determinar si la APP es el mecanismo de compra más adecuado para proporcionar mayor valor a la autoridad pública, frente a un mecanismo de “contratación tradicional”.

2.- Durante la evaluación de las ofertas, el análisis VFM puede determinar si las ofertas ofrecen mayor “Value for Money” frente al coste de “contratación tradicional”.

Un resultado positivo de VFM o del VFM esperado por el uso del mecanismo de APP, es el resultado de la combinación de la eficiencia del sector privado, junto a la innovación, la transferencia del riesgo, el coste de vida del proyecto, y el servicio proporcionado por la instalación.

