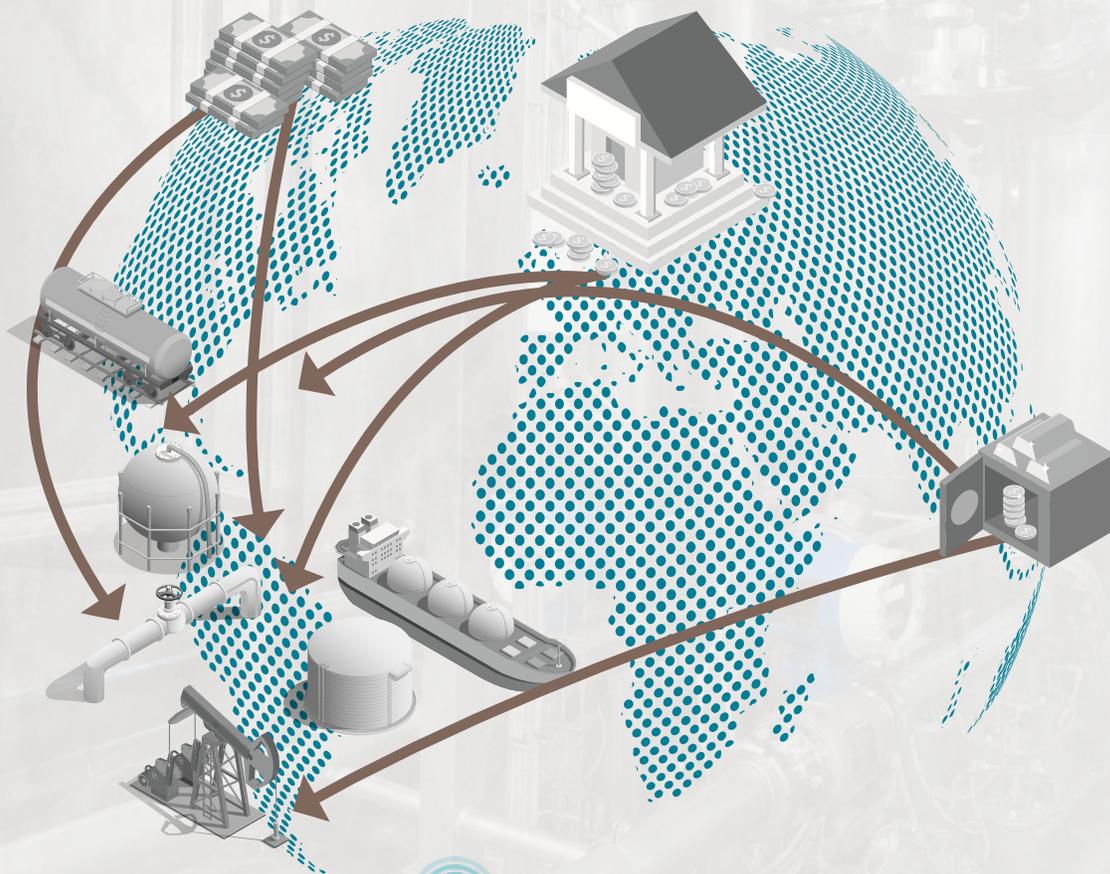


Mapeo del financiamiento del gas en América Latina y el Caribe (2018-23)



empowerllc.net



Con el apoyo del **Pooled Fund on International Energy (PIE)**

pieclimate.org

Cualquier asunto relacionado con este documento, escribir a:

info@empowerllc.net

Sumario

1. Hallazgos clave	4
2. Introducción	7
3. Metodología	10
4. Dinámicas de financiamiento en el sector del gas natural en América Latina y el Caribe	15
4.1 Tipos de instituciones financiadoras	17
4.2 Top 10 financiadores de proyectos en América Latina	19
4.2.1 Principales suscriptores de bonos	21
5. Balance de la participación pública y privada en el sector del gas en América Latina y el Caribe	23
5.1 Inversiones del sector público	29
5.1.1 El sector público de México	30
5.1.2 El sector público de Brasil	32
5.1.3 El sector público de Argentina	33
5.1.4 El sector público de Chile	34
5.2 Inversiones en alianzas público-privadas	36
5.3 Inversiones del sector privado	37
5.3.1 Sector privado en México	12
5.3.2 Sector privado en Brasil	40
5.3.3 Sector privado en Argentina	42
5.3.4 Sector privado en Colombia	43
5.3.5 Sector privado en Chile	44
5.3.6 Sector privado en Perú	44
5.3.7 Sector privado en República Dominicana	45
6. Recomendaciones	46



Hallazgos clave

- Empower analizó el financiamiento de 83 proyectos del sector de gas desarrollados en nueve países de América Latina entre 2018-23. De estos proyectos, 57 fueron desarrollados por el sector privado, 22 por el sector público y cuatro en alianzas público-privadas. En conjunto, estos proyectos sumaron inversiones por 92,713.32 millones USD, siendo los proyectos públicos los que recibieron el mayor volumen de inversión (ver Gráfica 1).
- El principal mecanismo de financiamiento de los proyectos gasíferos fueron fondos públicos, equivalente al 55.57% del total (51,523.87 millones USD), de los gobiernos de Argentina, Brasil, México, Chile, Estados Unidos, Japón, Malasia, China, Canadá y Corea del Sur. La banca comercial¹ fue el segundo mecanismo más importante con el 20.12% del total de inversiones (18,651.24 millones USD). El siguiente mecanismo son las empresas privadas desarrolladoras de proyectos, que aportaron el 12.98% (12,037.91 millones USD). En el último lugar estuvo el capital privado², que aportó el 5.12% (4,747.55 millones USD) de los financiamientos totales.
- Los campos de gas natural fueron el segmento que mayores inversiones recibió (53,518.47 millones USD), siendo México y Brasil los únicos países donde se desarrollaron proyectos públicos de este tipo. El campo Ku-Maloob-Zaap³, localizado en la costa de Campeche (Golfo de México), en México, y desarrollado por Petróleos Mexicanos (Pemex), fue el proyecto que mayores inversiones ejerció (21,817.8 millones USD).
- Brasil fue el segundo gran polo de atracción de inversiones hacia campos de gas. Con el desarrollo comercial de las reservas de hidrocarburos presal⁴ se han gene-

¹ Empower, *Runaway Train. The Perilous and Pernicious Path of Private Capital Worldwide*, 2021, www.empowerllc.net/wp-content/uploads/2022/08/Reporte_APE_FINAL_PublicVersion_web.pdf. Pág. 42.

² Inversiones que no participan en el mercado público. Algunos ejemplos son empresas privadas, capital de riesgo, gestores de activos y fondos de inversión privada. En: *Ibíd.* Pág. 65.

³ "A-0375-3M-Campo Zaap; A-0203-3M-Campo Maloob; A-0183-4M-Campo Ku", Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), Gobierno de México, agosto 2023, <https://asignaciones.hidrocarburos.gob.mx/?tab=gral&id=A-0375>; <https://asignaciones.hidrocarburos.gob.mx/?tab=gral&id=A-0203> y <https://asignaciones.hidrocarburos.gob.mx/?tab=gral&id=A-0183>.

⁴ Los hidrocarburos presalinos son una reserva en aguas profundas de los mares de Brasil bajo capas gruesas de roca y sal. Los primeros descubrimientos de estas reservas ocurrieron en los 1980. En: "Background Reference: Brazil", U.S. Energy Information Administration (EIA), junio 2021, www.eia.gov/international/analysis/country/BRA/background.



rado inversiones por 19,249 millones USD de recursos públicos y privados en proyectos desarrollados por Petrobras.

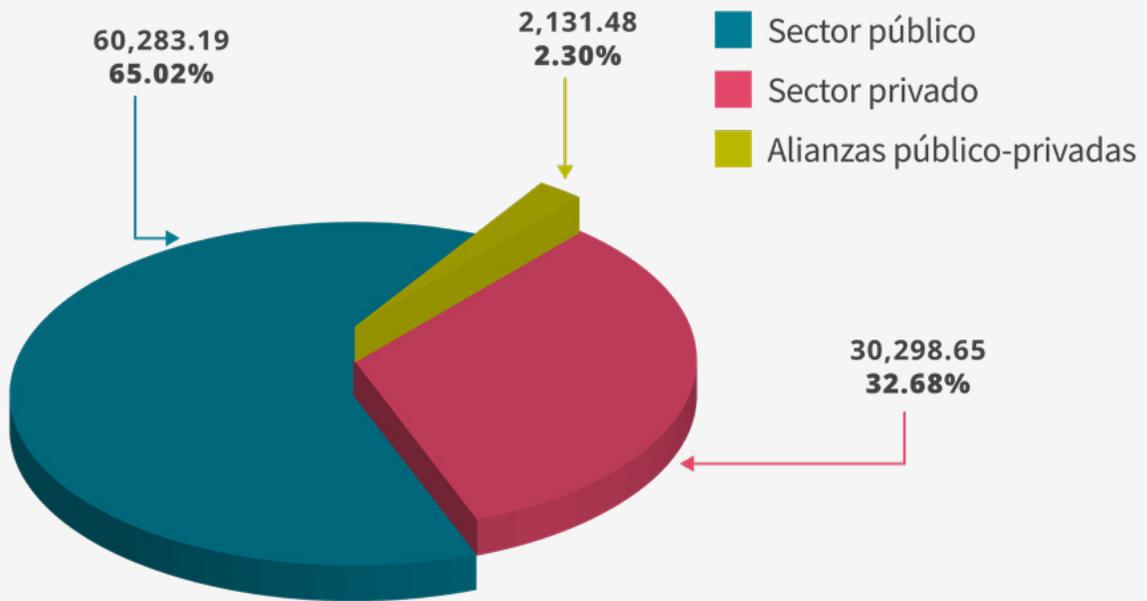
- El sector público de Argentina fue el único que desarrolló gasoductos, recibiendo de fondos públicos nacionales e internacionales 4,699 millones USD. Estas obras se concentran principalmente para incentivar las exportaciones de gas del yacimiento Vaca Muerta, la segunda reserva de gas no convencional más importante en el mundo⁵.
- Los gobiernos de Colombia, Cuba y Perú no invirtieron en proyectos. Sin embargo, actuaron como bisagras, asociándose con el sector privado para asegurar financiamientos con el fin de obtener una cuota del mercado gasífero nacional⁶.
- Del total de proyectos desarrollados por el sector privado —57 proyectos que atrajeron inversiones por 30,298.65 millones USD—, el 93.91% de las inversiones se dirigió a obras de infraestructura de transporte y almacenamiento de gas natural: terminales LNG (*liquefied natural gas*, por sus siglas en inglés), centrales eléctricas y gasoductos), como una forma de evitar los altos costos en tiempo y dinero asociados al desarrollo de campos gasíferos.
- Las terminales LNG son el segmento que mayor cantidad de inversiones en proyectos del sector privado atrajo (12,413.88 millones USD). Salvo el caso de México, las terminales LNG importan gas para el suministro de centrales de electricidad, con el sector privado de Brasil liderando este segmento.
- En México, se observa que el Gobierno federal incentiva la inversión privada en terminales LNG con el objetivo de importar gas proveniente de Estados Unidos, usando a México como plataforma para su reexportación a Asia y Europa⁷. Paralelamente, hay grandes inversiones privadas en el desarrollo de gasoductos, como una forma de coordinar la integración energética de América del Norte. En esta industria, los principales inversionistas han sido TC Energy Corporation (TSX:TRP), Sempra (NYSE:SRE) y Enbridge, Inc. (TSX:ENB), empresas a cargo de desarrollar los gasoductos que transportan gas desde Texas al territorio mexicano.
- El mecanismo financiero más empleado, tanto por las empresas del Estado como por las desarrolladoras, fue la deuda corporativa, que ocupó el 63.26% (58,655.14 millones USD) de los financiamientos. El financiamiento a través de deuda corporativa toma recursos de la liquidez general de una empresa, por lo que no permite identificar qué entidades aportaron dinero a un proyecto. Por lo tanto, este mecanismo es una de las principales barreras contra la transparencia y rendición de cuentas en la cadena de inversión del sector gasífero en América Latina.

⁵ “Argentina”, EIA, 2017, www.eia.gov/international/analysis/country/ARG.

⁶ “Liquefied Natural Gas (LNG)”, Ministerio de Energía e Industrias Energéticas (MEEI) de Trinidad y Tobago, 2023, www.energy.gov.tt/our-business/lng-petrochemicals/liquefied-natural-gas-lng.

⁷ “ECA LNG”, Sempra, semprainfrastructure.com/what-we-do/lng-net-zero-solutions/eca-lng; “Mexico Pacific”, Mexico Pacific, mexicopacific.com; y, “Amigo LNG”, LNG Alliance, www.lngalliance.com/projects-7.

Gráfica 1. Porcentaje de financiamiento por proyectos desarrollados (millones USD)



Fuente: Elaboración propia con datos de empresas y gobiernos, 2023.



Introducción

Empower investigó y mapeó el financiamiento del gas en América Latina y el Caribe, encontrando 83 proyectos de infraestructura gasífera (*upstream, midstream y downstream*)⁸ que están en desarrollo, fueron construidos o se encuentran en planeación, entre 2018-23, en nueve países de América Latina —Argentina, Brasil, Chile, Colombia, Cuba, México, Perú, República Dominicana y Trinidad y Tobago—. De los proyectos analizados, 57 fueron desarrollados por el sector privado, 22 por el sector público y cuatro en alianzas público-privadas. En conjunto, estos proyectos sumaron inversiones por más de 92 mil millones USD, cifra equivalente al producto interno bruto de la República Dominicana de 2021 (94,243 millones USD)⁹.

Este reporte está organizado en torno a las inversiones del sector público, el sector privado y las alianzas entre éstos en cada uno de los países estudiados. La elección de esta estructura se debe a las asimetrías en términos de información, inversión, y el volumen y tipo de proyectos entre países. Empower identificó que la distinción entre público, privado y alianzas público-privadas es clave para analizar dicha diversidad, ya que es el eje a partir del que se definen los mecanismos de financiamiento empleados, la información disponible sobre el origen de los recursos y algunos de los desafíos estratégicos más importantes para la organización de la sociedad civil.

En los nueve países estudiados, así como en el resto del mundo, las consecuencias de la pandemia de COVID-19, sumadas a la guerra en Ucrania, ocasionaron un clima de incertidumbre en el mercado energético que ha retrasado la entrada en operación de proyectos en los últimos años. Además, América Latina ha vivido un clima de inestabilidad política al menos desde 2017, cuando inició la operación de la policía brasileña conocida como *Lava Jato*, que documentó una serie de relaciones de corrupción entre la clase política de varios países de la región con los conglomerados empresariales más importantes de los sectores extractivos, de infraestructura y de construcción.

El efecto *Lava Jato* fue notable en Brasil¹⁰, país que tuvo que reorganizar su sector energético, impulsando una profunda transformación en el modelo de negocios de Petr6leos Brasileiros, S.A.

⁸ Campos, terminales LNG, gasoductos y centrales eléctricas alimentadas por este hidrocarburo.

⁹ “GBP (current US\$) - Dominican Republic”, World Bank, 2023, data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.MKTP.CD?locations=DO.

¹⁰ En Brasil, *Lava Jato* profundizó una crisis política que venía gestándose años atrás, la cual terminó con el encarcelamiento del entonces expresidente Luiz Ignacio “Lula” da Silva (hoy presidente 2023-27), la deposición de Dilma Rousseff (2014-16) y el triunfo de la extrema derecha con Jair Bolsonaro (2019-23).



(Petrobras). Esta transformación se caracterizó por la venta y desinversión de activos estratégicos en la cadena del gas natural, así como por una serie de préstamos del sector financiero nacional e internacional para concentrarse en la explotación de campos profundos de presal.

En México, los efectos de *Lava Jato*, expresados en la corrupción en Petróleos Mexicanos (Pemex), se sumaron a la transición política hacia el Gobierno de Andrés Manuel López Obrador (AMLO) (2018-24). A diferencia de sus antecesores, AMLO canceló la privatización energética —las rondas de licitación de hidrocarburos y electricidad—, renegoció contratos entre el Estado y empresas privadas en grandes obras de gasoductos y detuvo la asignación de permisos para exportar combustibles. Si bien estas medidas afectaron la inercia de las grandes inversiones privadas en el sector energético, no frenaron las inversiones en la industria del gas natural. Por el contrario, el Gobierno de AMLO ha impulsado nuevas inversiones centradas en la explotación de campos gasíferos y ha facilitado grandes proyectos de gasoductos y terminales LNG desarrollados por el sector privado. Por ejemplo, la Comisión Federal de Electricidad (CFE), que es la principal empresa del sector eléctrico, ha realizado “alianzas estratégicas” con empresas privadas que construyen gasoductos para importar gas natural de Estados Unidos. En estas alianzas, las inversiones y la mayor participación accionaria recaen en el sector privado, mientras que la CFE se compromete a resolver los principales conflictos sociales que no han permitido la operación de algunos gasoductos, como el de Tuxpan-Tula y el de Tula-Villa de Reyes¹¹.

Cuando se destapó la corrupción de *Lava Jato* en Argentina, ya se encontraba en el gobierno el derechista Mauricio Macri¹². Este contexto provocó que se detuvieran las inversiones en grandes proyectos de infraestructura, como la ampliación de 2,000 kilómetros de la red argentina de gasoductos, que era desarrollada por Odebrecht. No obstante, en los últimos tres años, Argentina se ha enfocado en desarrollar grandes obras de infraestructura, como el Gasoducto Presidente Néstor Kitchner (GPNK), clave para impulsar las exportaciones del megayacimiento de gas no convencional de Vaca Muerta.

En Perú, *Lava Jato* involucró a las administraciones de cinco presidentes, impactando el desarrollo de proyectos como el gasoducto Sur Peruano (GSP)¹³, parte de la infraestructura estratégica para desarrollar el campo de Camisea, que es el mayor campo de gas natural de Perú y la base de la estrategia energética del país, basada en las exportaciones de LNG.

Lava Jato también tuvo los mismos efectos en el desarrollo de proyectos en la cadena del gas natural de Colombia¹⁴ y República Dominicana¹⁵. Algunos países como Chile, Cuba y Trinidad y Tobago no estuvieron vinculados a este escándalo de corrupción. Sin embargo, se vieron

¹¹ Para ver las alianzas revisar: <https://share.mayfirst.org/s/S2rqQqDFTPP9yg>.

¹² “Las ocho obras de Odebrecht en Argentina que investiga la justicia”, Diario Perfil, diciembre 2016, www.perfil.com/noticias/politica/las-ocho-obras-de-odebrecht-en-argentina-que-la-justicia-investiga.phtml.

¹³ “Sistema Integrado de Transporte del gas-zona sur del Perú”, Proinversión, 2023, www.investinperu.pe/es/app/portafolio-de-proyectos-de-proinversion. También puede consultarse en: <http://share.mayfirst.org/s/foKMLozaXRI2E6C>.

¹⁴ “El nodobrecht colombiano”, Colombia Check, 2023, <https://consejoderedaccion.org/webs/Investiga-Lava-Jato-Caso-Colombiano/nodobrecht-colombiano.html>.

¹⁵ En este país incluso hubo un pacto entre Odebrecht y el Gobierno nacional. “RD decidió pactar con Odebrecht y no con fiscales de Brasil”, Listin Diario, 30 mayo 2019, <https://listindiario.com/la-republica/2019/05/30/567627/rd-decidio-pactar-con-odebrecht-y-no-con-fiscales-de-brasil.html>.



afectados por otros factores, como la crisis del COVID-19, los embargos de Estados Unidos contra la producción de hidrocarburos de Venezuela y la escasez en las reservas de gas. Por ejemplo, en Colombia, en los últimos 10 años (2012-22), las reservas de gas se redujeron casi 50%¹⁶, situación que ha llevado al Gobierno de Gustavo Petro (2022-26) a incentivar la construcción de terminales LNG de importación para garantizar el suministro sin aumentar la producción nacional en energías fósiles¹⁷.

Este documento de investigación se integra de dos secciones principales y una de recomendaciones. Tras los capítulos introductorios —hallazgos principales, introducción y metodología— en el capítulo cuatro se presenta una descripción general de las dinámicas de financiamiento identificadas, mediante el análisis de los principales mecanismos de financiamiento y el Top 10 de financiadores de los proyectos gasíferos estudiados. En el capítulo cinco se hace un balance de la participación pública, privada y público-privada en los países estudiados, identificando cuáles son los proyectos estratégicos desarrollados en cada una de estas modalidades. Por último, en el capítulo seis se presenta una serie de conclusiones y recomendaciones.

¹⁶ “Histórico de reservas 2022”, Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), Gobierno de Colombia, 2023, www.anh.gov.co/documents/21664/Historico_Reservas_IRR2022.pdf.

¹⁷ “In Colombia, natural gas consumption has been exceeding production”, EIA, 2022, www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=52899.



Metodología

Esta investigación se centra en identificar las principales fuentes de financiamiento de proyectos estratégicos de infraestructura en la cadena de suministro de gas en nueve países de América Latina: Argentina, Brasil, Chile, Colombia, Cuba, México, Perú, República Dominicana y Trinidad y Tobago. Se incluyeron proyectos que están en desarrollo, fueron desarrollados o cuentan con anuncio oficial para su desarrollo durante el periodo de 2018-23. Dado que el proceso de financiamiento de un proyecto frecuentemente comienza antes de su construcción, Empower incluyó en el análisis transacciones previas a 2018.

Las inversiones se analizaron a partir de la entidad que desarrolló los proyectos. Es decir, los proyectos impulsados y ejecutados por el gobierno son considerados proyectos del sector público. Los proyectos impulsados exclusivamente por empresas privadas (empresas desarrolladoras) se consideran proyectos del sector privado. Por último, la relación que resulta entre los sectores público y privado para el desarrollo de proyectos son clasificadas como alianzas público-privadas.

El reporte expone los proyectos más importantes identificados para cada país. El universo total de proyectos estudiados y las transacciones monetarias detectadas para su financiamiento pueden consultarse en la base de datos alojada en la siguiente nota a pie de página, siempre utilizando la pestaña de instrucciones para facilitar su lectura y comprensión¹⁸. Se recomienda la revisión minuciosa de la base de datos, ya que contiene muchísimo detalle que no podemos incluir en este reporte narrativo.

Nuestra investigación se dividió en dos fases. La primera consistió en rastrear y seleccionar los proyectos más importantes en los países estudiados, dando como resultado un universo de 163. Para definir estos proyectos se utilizaron cuatro indicadores (ver Tabla 1).

La segunda fase de investigación se centró en detectar las fuentes de financiamiento (flujos de capital) de cada proyecto seleccionado. Así, se localizaron transacciones económicas por más de 92 mil millones USD para 83 proyectos: 57 proyectos desarrollados por el sector privado, 22 por el sector público y cuatro en alianzas público-privadas.

¹⁸ La base matriz de la investigación: <https://share.mayfirst.org/s/9YsECFapKNsPBm2>.


Tabla 1. Criterios para la selección de proyectos

Criterio	Descripción
Reparto de mercado	Capacidad para producir, transportar o almacenar gas natural o LNG ¹⁹ , o producir energía eléctrica en el caso de las termoeléctricas ²⁰ . Se seleccionaron los proyectos con una capacidad superior a la media del universo de proyectos identificados para su tipo (campos, terminales LNG, gasoductos y plantas de generación) en cada país.
Estatus del proyecto	Se refiere al estado de desarrollo o financiamiento de los proyectos. En el caso de proyectos que aún no están en construcción, se consideró como indicio de viabilidad la existencia de anuncios oficiales por parte de actores del sector público o privado, así como la existencia de una decisión final de inversión (FID, por sus siglas en inglés). También se consideraron proyectos detenidos o cancelados cuando se identificó interés por su reactivación por parte del sector público o privado.
Relevancia estratégica	Importancia del proyecto para la matriz energética nacional o internacional (importación-exportación), y de sus interconexiones con otros segmentos en la cadena de suministro del gas natural y LNG.
Disponibilidad de información	Determina la existencia de condiciones mínimas de acceso a la información (por ejemplo, sobre características, fechas o estado actual del proyecto). Los proyectos que no cumplieran un mínimo de acceso fueron descartados.

Fuente: Elaboración propia con datos de empresas y gobiernos, 2023.

Para el desarrollo de la primera fase se consultaron fuentes abiertas entre las que destacan el Portal Energético de América Latina de Global Energy Monitor (PEAL-GEM), los informes por país de la Iniciativa para la Transparencia en las Industrias Extractivas (EITI) y sitios especializados en la industria energética de los países estudiados, tanto públicos como privados. Con base en estas fuentes se elaboró un listado que se contrastó con fuentes oficiales de los gobiernos y las empresas desarrolladoras. Este ejercicio permitió verificar, complementar y actualizar información con el objetivo de descartar proyectos cancelados o duplicados.

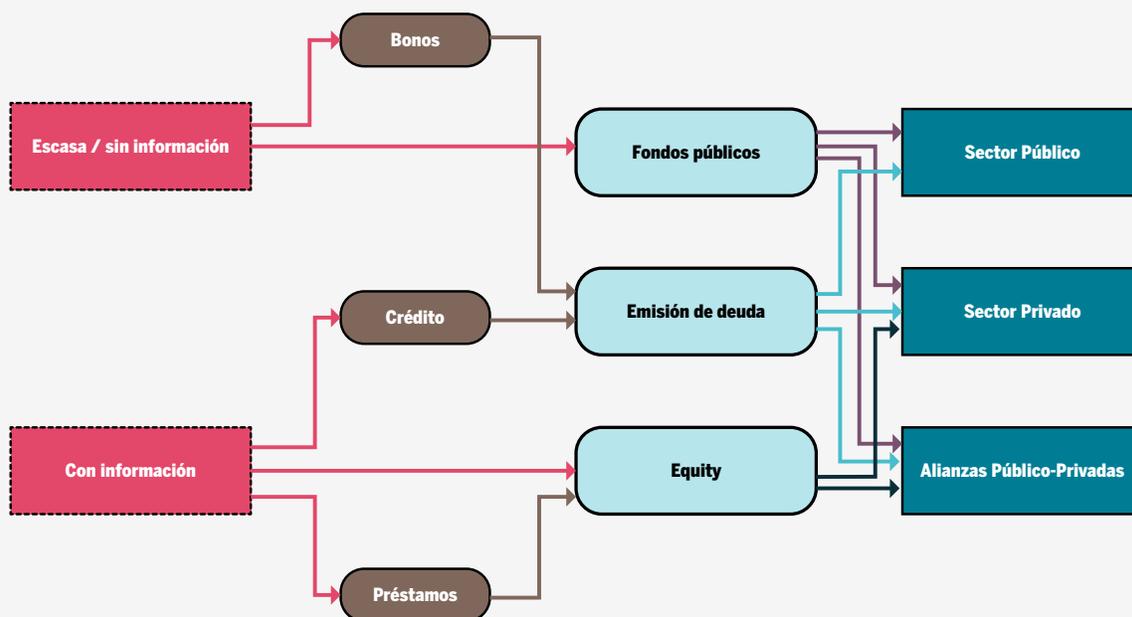
La segunda fase consistió en la investigación financiera de los proyectos seleccionados, para lo cual se consultaron informes depositados en las entidades reguladoras, principalmente de Estados Unidos y Canadá, así como las principales bolsas de valores de la región²¹. En esta fase se empleó un enfoque de tres ejes. En el primero, se identificó el carácter público, privado o público-privado de las empresas que desarrollan proyectos con el objetivo de distinguir los mecanismos de financiamiento empleados, la información disponible y el desafío que representa un proyecto para una campaña de la sociedad civil.

¹⁹ Las unidades métricas relevantes para esta investigación son: MTPA (Toneladas métricas por año); Mmpcd (Millones de pies cúbicos diarios) y MM³d (Miles de metros cúbicos diarios). En algunos casos, dada la variabilidad de unidades métricas, se estandarizó a pies cúbicos utilizando el Convertidor de Unidades del Sistema de Información Energética de la Secretaría de Energía, accesible en esta liga: <https://web.archive.org/web/20240414012743/https://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=convertidor>.

²⁰ En el caso de la generación de energía la unidad estándar son los Megawatts (MW).

²¹ En cada país se consultaron las entidades reguladoras del sector energético y financiero, en especial a la Securities and Exchange Commission (SEC) del Gobierno de Estados Unidos y su homóloga canadiense la Canadian Securities Administrators (CSA) a través de la SEDAR. Las bolsas de valores más importantes de la región son la de São Paulo, Brasil (BOVESPA) y la Bolsa Mexicana de Valores (BMV).

Gráfica 2. Diagrama para identificar mecanismos de financiamiento y disponibilidad de información en proyectos gasíferos



Fuente: Elaboración propia con datos de empresas y gobiernos, 2023.

En la fase de investigación financiera sólo se detectaron proyectos gasíferos desarrollados por los sectores públicos de Argentina, Brasil, Chile y México. En Brasil y Argentina estos proyectos también fueron financiados por otras entidades, públicas y privadas, que no eran los gobiernos nacionales de esos países. En el caso de Brasil, aunque el gobierno es el segundo mayor inversionista de la región, con más de 5,000 millones USD, con el desarrollo de campos presal se detectaron inversiones de empresas privadas que construyen y financian buques flotantes FPSO (Floating Production, Storage and Offloading). Estos buques son alquilados o mandados a construir por Petrobras para la explotación de dichos campos. De esta forma, las inversiones realizadas por empresas privadas para desarrollar infraestructura de este tipo fueron contabilizadas como parte de las inversiones realizadas por el sector público brasileño. La razón principal de agruparlas así es que las empresas privadas que desarrollan infraestructura son contratistas de Petrobras; sin los proyectos desarrollados por la petrolera brasileña no existirían esas inversiones.

Es necesario tomar en cuenta que en la investigación financiera nos encontramos con alianzas público-privadas de la CFE y Petrobras que tenían particularidades que no permitieron que se agruparan en el apartado de alianzas público-privadas sino en las inversiones del sector privado de México²² y del sector público de Brasil²³.

²² En el caso de la CFE, se trata de “alianzas estratégicas”, donde las inversiones y la mayor participación accionaria de los proyectos recae en el sector privado, mientras que la CFE opera como proveedora de recursos y mediadora de conflictos sociales. Este tipo de alianzas incluye a las empresas, TC Energy, Sempra, New Fortress Energy y Mexico Pacific Limited que construyen gasoductos y terminales LNG. En: <https://share.mayfirst.org/s/S2rqGQjDFTPP9yg>.

²³ En Brasil la participación del sector privado en proyectos públicos se localizó ende cuatro campos presal, pero como Petrobras domina la tenencia accionaria de los proyectos y los planes de inversión, las inversiones en estos proyectos se atribuyeron al sector público brasileño. “Relatorio Anual 2022”, Petrobras, Petrobras, S.A., 2023, <http://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/15e886c4-8ab2-7f1f-9d0f-7bf578a20464?origin=1>. Pág. 69.



El segundo eje de análisis financiero sobre los proyectos seleccionados distingue el tipo de entidades que financiaron proyectos. En este paso se identificaron seis tipos de financiadores de los proyectos gasíferos en los países seleccionados:

- 1) Gobiernos nacionales a través de sus diferentes instituciones: empresas del Estado y empresas mixtas, agencias de crédito para la exportación (ECAs, en inglés)²⁴, empresas privadas de la banca comercial controladas por los gobiernos y la banca nacional de desarrollo;
- 2) Banca comercial;
- 3) Banca de desarrollo multilateral;
- 4) Banca de inversión;
- 5) Capital privado²⁵; y
- 6) Empresas desarrolladoras.

Aunque en muchos casos estas categorías se cruzan —ya que las entidades financieras suelen abarcar varias líneas de negocio—, la categorización de los financiadores brinda mayor información sobre su posición en el contexto energético de la región, así como con los retos de transparencia que representan. Por lo anterior, esta información se considera estratégica para comprender qué tan susceptibles son estas entidades a asumir responsabilidad sobre los proyectos que financian.

El tercer eje de análisis financiero sobre los proyectos seleccionados parte de caracterizar el tipo de financiamiento empleado para desarrollar proyectos. Ahí se localizaron tres grandes categorías: el financiamiento a través de fondos públicos de los gobiernos nacionales, la aportación de capital a través de acciones (*equity*) y la emisión de deuda.

Las inversiones por medio de fondos públicos son el dinero que ejercen los gobiernos nacionales mediante un conjunto de instituciones, como pueden ser bancos nacionales de desarrollo, empresas del Estado, ECAs y bancos comerciales (en algunos casos). El financiamiento por *equity* ocurre mediante la creación de empresas de propósito específico, *joint ventures* o cuando una compañía nueva adquiere parte o la totalidad de un proyecto en desarrollo. Los financiamientos por deuda utiliza diversos mecanismos como préstamos, crédito o emisiones de bonos²⁶, los cuales no son excluyentes entre sí, pues muchos proyectos cuentan con un financiamiento inicial a través de *equity* que después se complementa con la adquisición de deuda. En algunos casos, las empresas refinancian las deudas adquiridas para proyectos de infraestructura debido a sus altos costos y niveles elevados de riesgo. Las deudas adquiridas en el refinanciamiento son

²⁴ Adam Barone, “Export Credit Agency (ECA): Offering and Impact on World Trade”, Investopedia, 26 octubre 2020, www.investopedia.com/terms/e/export-credit-agency.asp.

²⁵ Inversiones que no participan en el mercado público y sobre las que, en consecuencia, hay escasa o nula información. Algunos ejemplos de capital privado son empresas privadas, capital de riesgo, gestores de activos y fondos de inversión, entre otros. En: Empower, *Op.Cit.* Pág. 65.

²⁶ “¿Qué es un bono?”, Blackrock, www.blackrock.com/mx/intermediarios/educacion/como-invertir-en-bonos.



proyectadas con menores niveles de riesgo, ya que generalmente se realizan cuando el proyecto está en un nivel avanzado o ya fue concluido²⁷.

Uno de los mayores desafíos de investigación fue la escasa información pública sobre el financiamiento de los proyectos. En algunos casos fue imposible identificar datos clave, como el monto total de un préstamo, los prestamistas finales o el porcentaje de la deuda corporativa de una empresa que se dirigió a un proyecto. En muchos casos, las empresas desarrolladoras financian un proyecto a través de su deuda corporativa (liquidez en general), es decir, sin emitir deuda específicamente para un proyecto, lo que dificulta identificar a los financiadores. Cuando se presentaron estos casos, Empower acudió a datos aproximativos (*proxy*) que son señalados en el reporte. La falta de transparencia también afectó al sector público, ya que la información de los gobiernos sobre proyectos de gas en prospectivas y planes de desarrollo a largo plazo en el mejor de los casos está incompleta y desactualizada, y en algunos países no existe información sobre proyectos estratégicos del sector del gas natural²⁸.

²⁷ Will Kenton, “Corporate Refinancing”, Investopedia, 31 julio 2021, www.investopedia.com/terms/c/corporate-refinancing.asp.

²⁸ Para hacer frente a esta problemática, Empower realizó solicitudes de acceso a la información en Brasil, México y Colombia. En Brasil, se presentaron 53 solicitudes, de las que 27 resultaron en información útil. En el caso de México, se realizaron 30 solicitudes de acceso a la información. En Colombia, se realizaron cinco, pero las respuestas no aportaron información novedosa. Finalmente, es importante resaltar una mayor falta de transparencia en los casos de Cuba y Trinidad y Tobago, donde Empower enfrentó problemas como la dificultad para acceder a las páginas estatales desde otros países o la negación del derecho de acceso a la información a personas extranjeras.



Dinámicas de financiamiento en el sector del gas natural en América Latina y el Caribe

En este capítulo se identifica a los principales inversionistas a cargo de los 92,713.32 millones USD en financiamientos para 83 proyecto de gas natural desarrollados entre 2018-23. El análisis de los tipos de empresas inversionistas y los mecanismos de financiamiento empleados es clave, ya que permite identificar con mayor claridad el rol de los actores involucrados en el financiamiento y desarrollo de un proyecto.

Cada uno de los países estudiados ha impulsado proyectos gasíferos que se ajustan a sus necesidades específicas de explotación, distribución y generación de energía para el mercado interno y para insertarse en la matriz energética internacional, altamente dominada por la presencia de Estados Unidos en la región. Así mismo, los países estudiados han generado estrategias específicas de financiamiento para sus proyectos, definidas en gran medida por el balance entre la participación del Estado y el sector privado en términos del desarrollo y financiamiento de los proyectos.

Empower identificó tres tipos de empresas que desarrollan proyectos gasíferos en los países estudiados: a) empresas del Estado, entendidas como entidades controladas por los gobiernos nacionales; b) empresas de economía mixta, es decir, las que cotizan en bolsas de valores pero cuyo capital está controlado por el gobierno nacional, como Petrobras en Brasil, Yacimientos Petrolíferos Fiscales S.A. (BASE:YFPD) (YPF) en Argentina y Colombia Ecopetrol, S.A. (BVC:ECOPETROL); y c) empresas del sector privado (empresas desarrolladoras) que incluyen *joint ventures* (empresa a riesgo conjunto) y empresas de propósito específico²⁹.

Las empresas del Estado y de economía mixta fueron agrupadas en la categoría de proyectos desarrollados por el sector público. Generalmente, la liquidez de estas empresas proviene de los gobiernos nacionales (fondos públicos), de préstamos con el sector financiero internacional y, en el caso de las de economía mixta, de sus ventas, *equity* y préstamos internacionales. Las empresas desarrolladoras son del sector privado, pueden cotizar sus acciones o emitir *equity* en mercados privados³⁰, y también obtienen liquidez de los fondos públicos y la emisión de deuda.

²⁹ Adam Hayes, "What is a Special Purpose Company Vehicle (SPV) and Why Companies Form Them", Investopedia, 23 agosto 2022, www.investopedia.com/terms/s/spv.asp.

³⁰ James Chen, "Private Company: What it is, types, and Pros and Cons", Investopedia, marzo 2022, www.investopedia.com/terms/p/privatecompany.asp#:~:text=Key%20Takeaways,not%20issued%20through%20an%20IPO.

Es así que se detectaron tres principales mecanismos para financiar proyectos de gas en América Latina: fondos públicos, *equity* y emisión de deuda. Los fondos públicos pueden ser asignados por los gobiernos de los países donde se desarrolla el proyecto o por países de otras regiones que impulsan proyectos gasíferos vinculados a sus intereses económicos. El *equity* (capital) es el valor de un proyecto o de una compañía; puede ser sujeto de transacciones (ventas de acciones o derechos) y usarse para financiar un proyecto o para gastos generales de las empresas que emiten las acciones³¹. La deuda puede darse mediante la adquisición de créditos o préstamos, o la emisión de bonos, y puede estar dirigida al desarrollo de un proyecto, o bien a aumentar la liquidez general de la empresa, que luego es utilizada para el desarrollo de proyectos³².

En los casos de los financiamientos (créditos, préstamos, bonos y *equity*) adquiridos específicamente para un proyecto, los prestamistas pueden ser rastreables, ya que suelen ser entidades de la banca comercial o de inversión que, en algún momento, hacen pública la información sobre los proyectos en los que invierten. Sin embargo, cuando una empresa financia un proyecto a través de su deuda corporativa, el crédito o préstamo se pierde en las cuentas internas de la propia empresa sin saber exactamente a qué proyectos va. En este sentido, la deuda corporativa es una de las principales barreras para evitar la rendición de cuentas en la cadena de inversión del sector gasífero de América Latina.

Una situación similar sucede cuando el financiamiento proviene de bonos, que son otro mecanismo que reduce la trazabilidad. Ante las dificultades para identificar a los tenedores de bonos actuales, Empower ha limitado el seguimiento de este proceso a los suscriptores de bonos (*bond arrangers*)³³, que no pueden ser considerados como prestamistas, pero sí son aliados relevantes para las empresas que emiten este tipo de mecanismos, debido a que los suscriptores articulan las emisiones de bonos con posibles financiadores.

Dentro de los distintos mecanismos de financiamiento, las empresas de capital privado habitan un lugar particular. Se refiere a las inversiones que no participan en el mercado público y sobre las que, en consecuencia, hay escasa o nula información. Algunos ejemplos de capital privado son empresas privadas³⁴, *private equity*³⁵ y *venture capital*³⁶, algunos administradores de activos³⁷ y fondos de cobertura, entre otros³⁸. Estas empresas pueden ser accionistas o prestamistas de los proyectos en cuestión, casi siempre con un perfil bajo y casi nula transparencia sobre el origen de sus fondos o sus actividades.

³¹ “What is Equity”, The Economics Times, s.f., <https://economictimes.indiatimes.com/definition/equity>.

³² “Emisiones de deuda. Lo que está en juego es el crecimiento económico del país”, Deloitte, 2018, www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/mx/Documents/financial-services/2019/Emisiones-de-deuda.pdf.

³³ Entidades financieras que operan como intermediarios que se encargan de colocar bonos en los mercados. En: “Who Are the Key Players in the Bond Market?”, Investopedia, 29 julio 2023, www.investopedia.com/ask/answers/06/keyplayersbondmarket.asp.

³⁴ James Chen, “Private Company: What it is, types, and Pros and Cons”, Investopedia, 27 marzo 2022, www.investopedia.com/terms/p/privatecompany.asp#:~:text=Key%20Takeaways,not%20issued%20through%20an%20IPO.

³⁵ Jefreda R. Brown, “Understanding private equity”, Investopedia, junio 2023, www.investopedia.com/articles/financial-careers/09/private-equity.asp.

³⁶ Adam Hayes, “Venture Capital: What Is VC and How Does It Work?”, 22 abril 2023, www.investopedia.com/terms/v/venturecapital.asp.

³⁷ Akhilesh Ganti, “What Is Asset Management, and What Do Asset Managers Do?”, Investopedia, mayo 2022, www.investopedia.com/terms/a/assetmanagement.asp.

³⁸ Empower, *Runaway Train. The Perilous and Pernicious Path of Private Capital Worldwide*, Op.Cit. Pág. 65.



En cuanto a la colaboración entre los sectores público y privado, Empower identificó diferencias entre los países analizados. En Brasil, México y Argentina, por ejemplo, los gobiernos nacionales tienen mayor peso en el financiamiento de proyectos estratégicos para el desarrollo de sus industrias energéticas. De esta forma, se convierten en articuladores de financiamientos a través de fondos nacionales y los mercados privados internacionales. En el resto de los países estudiados, los gobiernos nacionales tienen un papel reducido para desarrollar y financiar proyectos, pero su participación también es vital ya que actúan como bisagras, asociándose con el sector privado y asegurando financiamientos con el fin de obtener una cuota del mercado gasífero nacional³⁹.

También es importante observar que la forma en que se articulan las alianzas público-privadas varía en cada Estado e incluso entre cada institución nacional. En este reporte se observan tres modalidades diferentes de alianzas: 1) en las que ambos sectores comparten derechos de inversión y beneficios similares en un proyecto; 2) en las que el desarrollo de los proyectos y las inversiones recaen en el sector privado, mientras que las instituciones gubernamentales proveen recursos, facilitan la resolución de conflictos sociales y, gradualmente, adquieren una participación en el proyecto, como ocurre con las alianzas estratégicas de la CFE de México; y 3) en las que el sector privado es socio minoritario y las decisiones de inversión y derechos mayoritarios de los proyectos recaen en empresas controladas por el gobierno, como el caso de los campos presal desarrollados por Petrobras. Para nuestros fines, las alianzas en las que el peso de la inversión recae en el sector privado fueron analizadas dentro del sector privado, mientras que aquellas en las que el peso recae en el sector público se agruparon en dicho sector.

Existe una dinámica curiosa en algunas de las transacciones de las alianzas público-privadas, cuyos montos no han sido revelados, lo que podría aumentar la participación de ciertas instituciones. El caso más destacado es el de ExxonMobil Corp. (NYSE:XOM), Galp Energía, SGPA, S.A. (ENXTLS:GALP) de Portugal y Equinor, A.S.A. (OB:EQNR) de Noruega con decisión final de inversiones (FID), desde 2021, por 8,000 millones USD para desarrollar el campo presal Bacalhão, localizado en la cuenca de Santos, en Brasil. Otra de estas inversiones es la de la Terminal LNG de Vaca Muerta, en Argentina, desarrollada por YPF y la empresa de Malasia, Petronas Dagangan Berhad (KLS:PETDAG), cuyo costo se calcula en 10,000 millones USD y, de concretarse, sería la primer planta de exportación de gas LNG. En el siguiente apartado se analizan los tipos de instituciones que han participado en el financiamiento de los proyectos de gas identificados en los nueve países de estudio.

4.1 Tipos de instituciones financiadoras

En los 83 proyectos gasíferos analizados para el periodo de 2018-23, la mayor parte de los financiamientos provino de fondos públicos —56%, equivalentes a 51,523.87 millones USD— de los gobiernos de Argentina, Brasil, México, Chile, Estados Unidos, Japón, Malasia, China, Canadá y Corea del Sur (ver Gráfica 3).

Es importante señalar que sólo los gobiernos de Argentina, Brasil, México y Chile desarrollaron y financiaron proyectos. Sin embargo, también se identificó inversión gubernamental a través

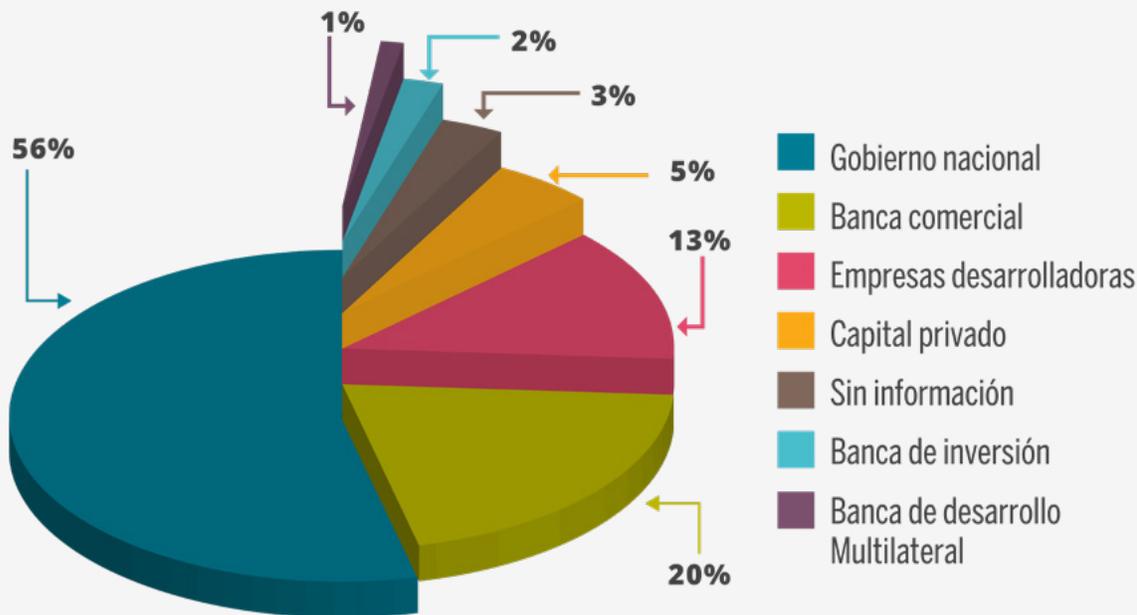
³⁹ “Liquefied Natural Gas (LNG), Ministerio de Energía e Industrias Energéticas (MEEI) de Trinidad y Tobago, 2023, www.energy.gov.tt/our-business/lng-petrochemicals/liquefied-natural-gas-lng.

de instituciones de la banca comercial, banca de desarrollo y ECAs, como es el caso de México, Brasil, Estados Unidos, Malasia, China, Canadá, Corea del Sur y Japón. Por ejemplo, en Brasil, además del Estado brasileño que financia el desarrollo de proyectos gasíferos, también se encontró que existen empresas chinas, como la China National Petroleum Corp. (CNPC) y CNOOC, Ltd. (SEHK:883), que financian proyectos como los campos presal Búzios y Mero ⁴⁰.

Una situación importante es que el dominio de los gobiernos nacionales en el financiamiento del sector del gas en América Latina es uno de los principales desafíos para la transparencia en el desarrollo de proyectos energéticos, ya que las instituciones del Estado suelen ser poco transparentes sobre el origen y uso de sus recursos. Además, los proyectos públicos suelen convertirse en trincheras para el debate político, por lo que son de alto interés para el gobierno.

El segundo lugar de financiamientos para los proyectos gasíferos pertenece a la banca comercial, que aportó el 20.43% (18,651.24 millones USD). Las empresas desarrolladoras ocuparon el tercer puesto, con el 13.19% (12,037.91 millones USD). En cuarta posición se encontraron empresas de capital privado, con el 5% (4,747.55 millones USD). Por ejemplo, la mayor inversión de una firma de capital privado provino de Apollo Global Management, Inc. (NYSE:APO), que transfirió, entre 2020-22, a la empresa estadounidense New Fortress Energy, Inc. (NASDAQS:NFE) 2,650 millones USD a través de créditos y la creación de un *joint venture*. Este tipo de institución se caracteriza por la opacidad en el origen y manejo de sus recursos, por lo que señalar la responsabilidad sobre las inversiones de dichas instituciones en proyectos gasíferos de la región representa un reto para la sociedad civil ⁴¹.

Gráfica 3. Porcentaje del monto de financiamiento por tipo de institución



Fuente: Elaboración propia con datos de empresas y gobiernos, 2023.

⁴⁰ CNOOC Ltd., opera a través de su subsidiaria CNOOC Petroleum Brasil Ltda., y CNPC opera a través de CNODC Brasil Petróleo e Gás, Ltd. En: "CNODC Brasil Petróleo e Gás, Ltd", Diario Oficial do Estado do Rio de Janeiro, 2020, <https://share.mayfirst.org/s/tkPKDjAb8FSrNeY>.

⁴¹ Empower, *Runaway Train. The Perilous and Pernicious Path of Private Capital Worldwide*, Op.Cit. Pág. 14.



4.2 Top 10 financiadores de proyectos en América Latina

En este apartado se analizan los principales financiadores detectados en las transacciones estudiadas (ver Tabla 2). El objetivo de este conteo es hacer una radiografía de las instituciones que tienen una mayor aportación de capital, así como identificar cuáles son los proyectos más relevantes a los que dirigen su financiamiento. Este Top 10 contabiliza los financiamientos derivados por estas instituciones a través de *equity* y préstamos. Las emisiones de bonos serán analizadas aparte en el siguiente subapartado.

En cuanto al financiamiento a través de fondos públicos, se identificó que cinco gobiernos nacionales —tres de la región (Argentina, Brasil y México) y dos de Asia (Japón y China)— ocupan posiciones prioritarias entre los Top 10 financiadores de proyectos gasíferos en América Latina. México ocupó la primera posición con financiamiento por 36,719 millones USD para 13 proyectos —11 impulsados por el sector público y dos desarrollados por el sector privado— que recibieron financiamientos públicos de instituciones como el Banco Nacional de Comercio Exterior, S.N.C. (Bancomext), Pemex y la CFE. La mayor inversión del Gobierno mexicano se dirigió al campo Ku-Maloob-Zaap, que recibió inversiones por 21,817.8 millones USD⁴².

El Gobierno de Brasil es el segundo mayor financiador con 5,798.09 millones USD, dirigidos a nueve proyectos (campos presal, gasoductos, terminales LNG y centrales eléctricas). Empower identificó tres modalidades en las que el Gobierno brasileño asigna recursos a sus proyectos. La primera es la transferencia por medio de préstamos otorgados por las instituciones controladas directamente, como el Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), el cual funciona como un banco de desarrollo nacional y como una ECA⁴³. La segunda es a través de las empresas privadas o mixtas bajo su control, como Petrobras⁴⁴ y los bancos comerciales Banco do Brasil, S.A. (BOVESPA:BBAS3), Banco do Nordeste do Brasil, S.A. (BOVESPA:BNBR3A) y Banco da Amazônia S.A. (BOVESPA:BAZA3)⁴⁵. Y la tercera es a través de los financiamientos que ha recibido Petrobras por la venta de derechos para explotar campos de gas⁴⁶.

De los países estudiados, el Gobierno de Brasil es el único que financia proyectos de gas identificados en otro país, ya que por medio del BNDES financia el Gasoducto Presidente Néstor Kitchner (GPNK) en Argentina. Así, el BNDES es una de las principales entidades financiadoras en la región, ya que en su doble papel de ECA y banco de desarrollo aportó financiamientos por 2,433 millones USD en centrales eléctricas (Marlim Azul) y proyectos de LNG-electricidad (Complejo GNA) en Brasil, y también gasoductos en Argentina (GPNK).

⁴² “A-0375-3M-Campo Zaap; A-0203-3M-Campo Maloob; A-0183-4M-Campo Ku”, Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), Gobierno de México, agosto 2023, <https://asignaciones.hidrocarburos.gob.mx/?tab=gral&id=A-0375>, <https://asignaciones.hidrocarburos.gob.mx/?tab=gral&id=A-0203> y <https://asignaciones.hidrocarburos.gob.mx/?tab=gral&id=A-0183>.

⁴³ “BNDES Exim”, BNDES, 2023, www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/produto/BNDES-Exim.

⁴⁴ “Relatorio Anual 2022”, Petrobras, S.A., *Op.Cit.*

⁴⁵ “Listagem de Órgãos”, Gobierno Federal de Brasil, 2023, www.gov.br/pt-br/servicos/listar_organos.

⁴⁶ Incluye el pago de la China National Offshore Oil Corporation (CNOOC) a Petrobras por 1,900 millones USD en 2023 para ampliar sus derechos de explotación en el campo Búzios. En: “Relatorio Anual 2022”, Petrobras, *Op.Cit.*

Tabla 2. Top 10 financiadores de proyectos en América Latina

Lugar	Nombre	Sede	# de proyectos	Tota (Millones USD)
1	Gobierno de México	México	13	36,719
2	Gobierno de Brasil	Brasil	9	5.798,09
3	Gobierno de Argentina	Argentina	4	3,874
4	Sumitomo Mitsui Financial Group, Inc.	Japón	15	3.680,61
5	TC Energy Corporation	Canadá	4	2,936
6	Apollo Global Management, Inc.	Estados Unidos	2	2,650
7	Gobierno de China	China	5	2,572
8	Japan Bank for International Cooperation	Japón	4	1,802
9	New Fortress Energy	Estados Unidos	5	1,763
10	Mizuho Financial Group, Inc.	Japón	11	1.740,92

Fuente: Elaboración propia con datos de empresas y gobiernos, 2023.

El Gobierno de Argentina es el tercer mayor financiador en la región, con inversiones por 3,847 millones USD en cuatro proyectos (dos gasoductos y dos centrales eléctricas). Los principales vehículos de financiamiento del Gobierno argentino son el Tesoro Nacional⁴⁷, el programa Transport.Ar⁴⁸ y las empresas del Estado como YPF y Energía Argentina, S.A. (Enarsa)⁴⁹.

En la cuarta posición se encuentra Sumitomo Mitsui Financial Group Inc. (TSE:8316), que financia 15 proyectos en Brasil, Colombia, Chile y México con 2,744 millones USD. El 74.5% de sus transacciones es para financiar el desarrollo de buques flotantes FPSO en Brasil. Otras dos entidades japonesas, el Japan Bank for International Cooperation (JBIC) y el Mizuho Financial Group, Inc. (TSE:8411), se encuentran dentro de los Top 10. Empower identificó que estas tres entidades suelen participar de manera conjunta en el financiamiento de proyectos mediante préstamos sindicados, lo que indica una política de inversión conjunta entre los principales financiadores japoneses.

Por ejemplo, cuando se presentaron inversiones en algún proyecto gasífero por parte de Sumitomo Mitsui Financial Group Inc., usualmente había inversiones de Mizuho Financial Group⁵⁰ y el Japan Bank for International Cooperation (JBIC). Este último es un banco propiedad del

⁴⁷ “Gasoducto del Noreste Argentino”, Consejo Suramericano de Infraestructura y Planeamiento (Cosiplan), 2021, www.iirsa.org/proyectos/detalle_proyecto.aspx?h=318.

⁴⁸ “Fuentes de financiamiento para obras de transporte. Transport.Ar y Gasoducto Presidente Néstor Kirchner”, Energía Argentina, 2023, <http://gpnk.energia-argentina.com.ar/financiamiento.php>; “Néstor Kirchner Natural Gas Pipeline (570KM) Phase I”, IJGlobal, mayo 2023, <https://share.mayfirst.org/s/d71qSjgf2k6jXW3>; y, “Néstor Kirchner Gas Pipeline Phase II (467KM)”, <https://share.mayfirst.org/s/qmfWJFckPbcwEzN>.

⁴⁹ “Tucuman (267MW) & Loma La Campana II (107 MW) Thermal Power Plants”, IJGlobal, 2018, <https://share.mayfirst.org/s/ThowdaYssapXqDF>.

⁵⁰ Los principales financiamientos de Mizuho fueron en México, en todas los eslabones de la cadena de suministro, por 942.42 millones USD. En Brasil, Mizuho ha entrado en el financiamiento de infraestructura como buques FPSO en campos de presal por 798.5 millones USD.

Gobierno japonés y también funciona como ECA⁵¹. En total, las entidades japonesas invirtieron 7,223.53 millones USD, principalmente destinados al desarrollo de buques FPSO en Brasil, y en gasoductos y centrales eléctricas de México.

En la quinta posición del Top 10 se encuentra la desarrolladora canadiense TC Energy Corporation, con 2,936 millones USD invertidos para la construcción de cuatro gasoductos —tres de ellos aún en desarrollo— a través de *equity* y préstamos. Sus inversiones son estratégicas porque los gasoductos desarrollados son una salida para el gas de Texas a través de México. Esta situación coloca a TC Energy como la empresa desarrolladora más importante de proyectos gasíferos en América Latina⁵², por encima de otras empresas desarrolladoras que también figuran en el Top 10, como New Fortress Energy.

Finalmente, vale la pena destacar —debido a su relevancia estratégica— la participación del Gobierno de China. Se identificaron inversiones provenientes del Estado chino por 2,572 millones USD, transferidos a través de instituciones como el Bank of China Limited (SEHK:3988), CNOOC, Ltd. y el Industrial and Commercial Bank of China Limited (SEHK:1398) (ICBC). Este capital estuvo dirigido al desarrollo de seis proyectos de electricidad, LNG, campos y gasoductos en Argentina, Brasil y México⁵³. Sin embargo, China tiene fuertes intereses en campos presal de Brasil, como Búzios y Mero, donde CNOOC Ltd. es socia de Petrobras⁵⁴.

4.2.1 Principales suscriptores de bonos

Como se ha mencionado, los suscriptores de bonos son figuras relevantes en el financiamiento de proyectos, ya que son aliados clave para las empresas emisoras en la medida en que operan como puentes para un conjunto de posibles financiadores. Además, en muchos casos los suscriptores de bonos también se convierten en prestamistas. Por ello, los emisores de bonos pueden ser sujetos de presión para una campaña dirigida a restringir las oportunidades de financiamiento del sector del gas natural.

Como puede observarse en la Gráfica 4, el suscriptor de bonos con mayor participación en el mercado fue el banco comercial de Singapur, DBS Group Holdings Ltd., que estuvo a cargo de suscribir la emisión de Sembcorp Industries para el desarrollo en Brasil del FPSO P-71 de Petrobras por 1,500 millones USD⁵⁵, equivalentes al 16.29% de las emisiones totales de bonos.

⁵¹ “Annual Report 2022”, JBIC, 2023, www.jbic.go.jp/en/ir/image/2022E_a00_full.pdf#page=19. Págs. 33-4.

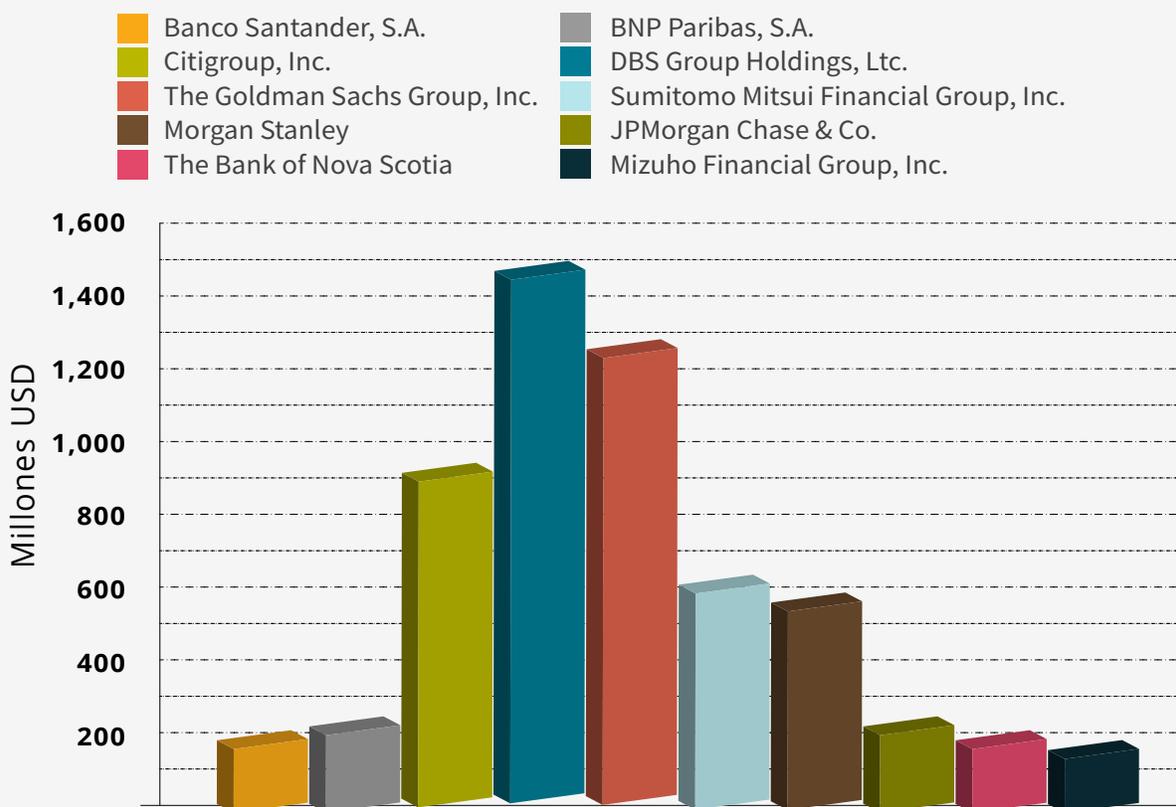
⁵² “Quarterly Report to Shareholders. Second Quarter 2023”, TC Energy, 2023, www.tcenergy.com/siteassets/pdfs/investors/reports-and-filings/annual-and-quarterly-reports/2023/tc-2023-q2-quarterly-report.pdf.

⁵³ El Bank of China emitió un préstamo sindicado para desarrollar la FPSO Sepetiba del campo Mero en Brasil, contribuyó a través de un préstamo sindicado al refinanciamiento del Gasoducto Sur de Texas-Tuxpan y al refinanciamiento de las operaciones de TC Energy en México. En Argentina, el ICBC financió por medio de préstamos sindicados el desarrollo de la terminal marítima de LNG Tango, desarrollada por Exmar, y las plantas eléctricas de YPF y General Electric. En Brasil, CNOOC Ltd. pagó 1,900 millones USD a Petrobras por *equity* para ampliar los derechos de CNOOC en el campo Búzios.

⁵⁴ Otras instituciones como el China Development Bank y el ICBC han prestado dinero al Gobierno brasileño y Petrobras para el desarrollo de su industria de hidrocarburos. Así, aunque China aparezca en una de las últimas posiciones del Top 10 de financiadores de proyectos en América Latina, es importante observar que las instituciones y empresas controladas por su gobierno emitieron diferentes financiamientos a Petrobras (2015-23) de los cuales no sabemos a qué proyecto se hayan dirigido porque fueron a la deuda corporativa de la petrolera. Ver las transacciones en el siguiente enlace: <https://share.mayfirst.org/s/otPrneo4sbDS2j8>.

⁵⁵ “Sembcorp Marine secures \$1.5 billion loan to position for offshore recovery”, Offshore Energy, 21 junio 2021, www.offshore-energy.biz/sembcorp-marine-secures-1-5-billion-loan-to-position-for-offshore-recovery.

Gráfica 4. Top 10 suscriptores de bonos



Fuente: Elaboración propia con datos de empresas y gobiernos, 2023.

El segundo mayor suscriptor de bonos fue el banco de inversión estadounidense The Goldman Sachs Group, Inc. (NYSE:EG), con el 13.93% (1,282.67 millones USD), para diversos proyectos de la empresa brasileña Eneva, S.A. (BOVESPA:ENEV3). Los siguientes lugares fueron ocupados por entidades que suscribieron un menor número de valores, pero que también se han identificado como financiadores en los proyectos estudiados. Por ejemplo, Citigroup, Inc. (NYSE:C), que ocupa el tercer lugar con el 10.12% de los bonos identificados, suscribió 156.33 millones USD de bonos para la planta Energía del Valle de México II, en la que también participó con préstamos por 67.8 millones USD^{56, 57}.

Una vez descritas las principales entidades involucradas y tendencias de financiamiento de proyectos gasíferos en América Latina, el siguiente capítulo describe con mayor detalle la participación de los sectores público, privado y público-privado en cada uno de los países estudiados.

⁵⁶ “Energía del Valle de Mexico II Combined-Cycle Power Plant (615MW) Additional Facility 2018”, IJGlobal, 16 enero 2019, <https://share.mayfirst.org/s/gpgYJswMdJYHZ5t>.

⁵⁷ Citigroup participó en el financiamiento mediante préstamos de un total de ocho proyectos, entre los que destacan los gasoductos Sur de Texas-Tuxpan (215 millones USD), Tuxpan-Tula y Tula-Villa de Reyes (167 millones USD), y del FPSO Sepetiba, que opera en el campo de Mero, en Brasil (107 millones USD).



Balance de la participación pública y privada en el sector del gas en América Latina y el Caribe

Empower localizó transacciones financieras por 92,713.32 millones USD para 83 proyectos en nueve países de América Latina. En este apartado se analiza el peso de las inversiones del sector público, el sector privado y las alianzas público-privadas dentro de ese total, así como la participación de cada uno de estos sectores en los diferentes segmentos de la cadena de gas en los países estudiados.

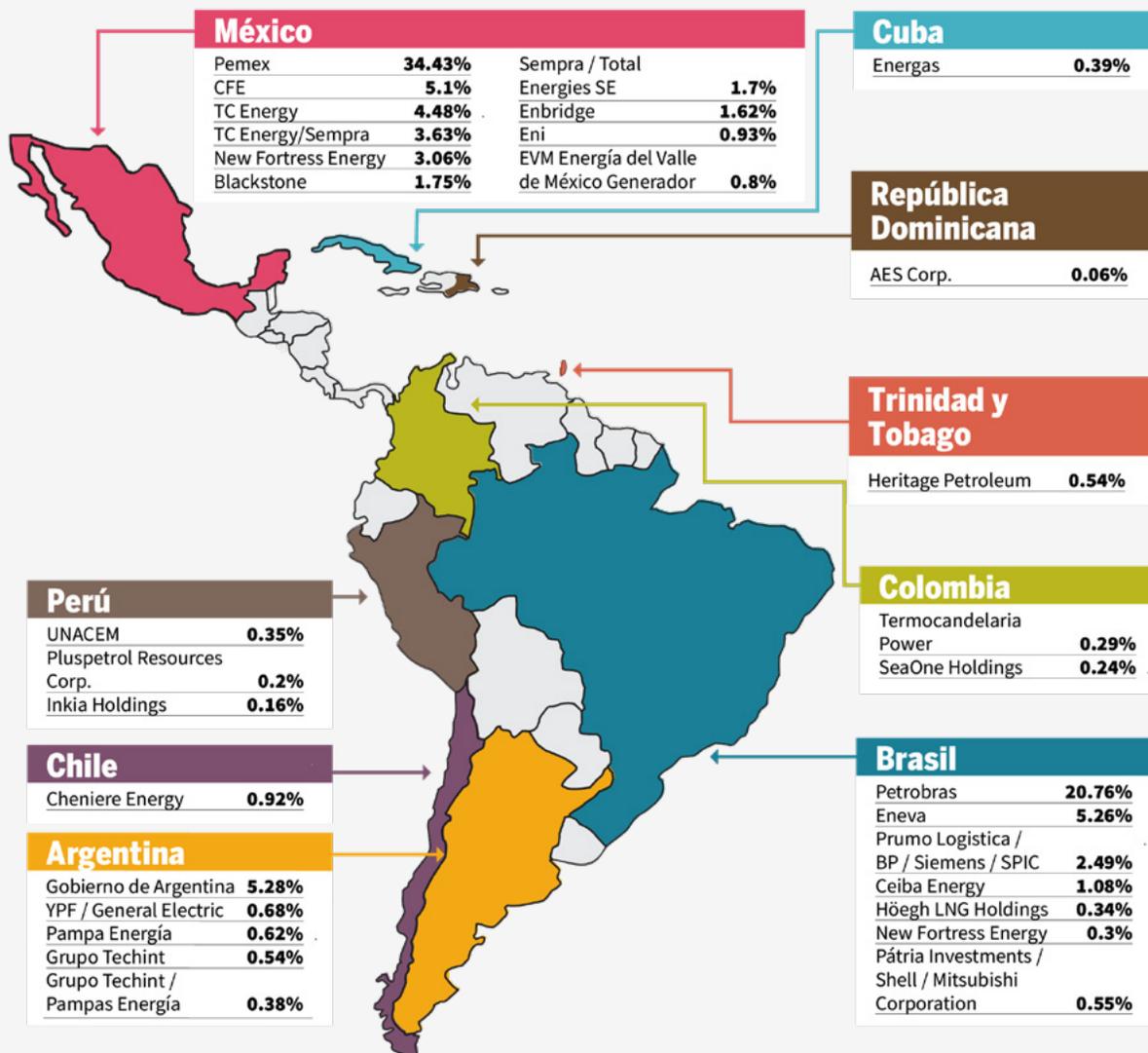
De los proyectos totales, 57 fueron desarrollados por el sector privado con inversiones por 30,298.65 millones USD, 22 por el sector público con 60,283.19 millones USD y cuatro por alianzas público-privadas que recibieron inversiones por 2,131.48 millones USD. La Gráfica 5 muestra las principales empresas que desarrollaron proyectos gasíferos entre 2018-23.

El peso de cada uno de estos sectores es distinto en los países estudiados. En los casos de México, Brasil y Argentina se observa una fuerte participación del sector público, mientras que en casos como Perú, Colombia, Chile, República Dominicana, Cuba y Trinidad y Tobago predominan proyectos desarrollados por el sector privado. Las alianzas público-privadas únicamente se identificaron en Argentina, México, Cuba y Trinidad y Tobago, pero tuvieron características distintas en cada uno de ellos (ver Subapartado).

El 57.72% del total de inversiones (53,518.47 millones USD) se aglutinó en el desarrollo de campos gasíferos desarrollados por el sector público, por el sector privado y alianzas público-privadas en cinco países: Argentina, México, Brasil, Perú y Trinidad y Tobago. El Gobierno de México, a través de Pemex, fue responsable por 31,925.2 millones USD, equivalentes al 34.43% de los financiamientos totales para proyectos de gas en la región.

El hecho de que sólo cinco países realizaran inversiones en campos de gas se explica por varias circunstancias, entre ellas la escasez de reservas (Colombia, Chile, Cuba y República Dominicana), la inestabilidad política en la región por actos de corrupción público-privada (*Lava Jato*), así como las consecuencias de la pandemia COVID-19 y la guerra en Ucrania que prácticamente sepultaron las inversiones en el sector del gas latinoamericano.

Gráfica 5. Principales desarrolladores de proyectos gasíferos por porcentaje de inversión



Fuente: Elaboración propia con datos diversos, Empower 2023.

Es importante distinguir las dinámicas de inversión entre los sectores público y privado, así como los vínculos económicos que resultan de sus interacciones (las alianzas público-privadas). Los proyectos desarrollados por el sector público están definidos por el papel que ejercen los gobiernos de cada país al impulsar inversiones en el sector del gas natural, ya sea con fondos propios o flujos económicos privados. En algunos casos, los gobiernos emplean a sus instituciones financieras, como las bancas de desarrollo, para proveer recursos económicos para proyectos estratégicos.

El 88.56% (82,106.41 millones USD) de las inversiones en proyectos gasíferos se concentró en México y Brasil. En estos países, los proyectos del sector público fueron los principales destinos de inversión, atrayendo el 59.61% (55,264.19 millones USD) del total de los financiamientos identificados. Para el caso mexicano, el sector público está representado por las empresas controladas por el Estado: Pemex para los hidrocarburos y la CFE para la industria eléctrica. En Brasil, las inversiones del sector público se llevan a cabo principalmente por Petrobras⁵⁸.

Las tres empresas controladas por el sector público de esos países financian sus proyectos a través de una mezcla de deuda corporativa, ingresos propios (incluyendo venta de productos y activos estratégicos) y transferencias de las instituciones de sus respectivos países (bancos de desarrollo nacionales o bancos comerciales controlados por el Estado). Además, las tres también recurren a los mercados internacionales para adquirir dinero de instituciones financieras. Sin embargo, ninguna de estas empresas informa el origen pormenorizado de los recursos que emplea en cada proyecto.

Un ejemplo de la falta de transparencia es el del campo Ku-Maloob-Zaap, desarrollado por Pemex, para el que se localizaron inversiones por 21,817.8 millones USD. Aunque se identificó que el banco de desarrollo propiedad del Estado, Bancomext, participó en el financiamiento de un préstamo sindicado para este campo, el monto no se hizo público y fue clasificado como “confidencial” en las respuestas a nuestras solicitudes de acceso a la información pública⁵⁹.

Argentina es el tercer país en inversiones de proyectos gasíferos, con el 7.49% (6,951.9 millones USD). Los proyectos del sector público recibieron inversiones por 4,899 millones USD, igual al 70.46% de las inversiones totales detectadas en gas de ese país. Aunque en Argentina se desarrollan campos de gas, gasoductos, terminales marítimas LNG —siendo el único gobierno que invirtió en este rubro— y centrales de electricidad, los planes del gobierno están enfocados en construir infraestructura para incentivar las exportaciones de gas del yacimiento de Vaca Muerta, que representa el 42% de la producción nacional de gas y es la segunda reserva de gas no convencional en el mundo⁶⁰.

En los países donde no se identificaron grandes inversiones para el desarrollo de campos gasíferos, se detectó una mayor participación del sector privado. Por ejemplo, en Chile, que es el cuarto país con más inversiones en dos proyectos por 970 millones USD, el sector privado aportó 850

⁵⁸ La empresa encargada del suministro eléctrico en Brasil es Eletrobrás —Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (BOVESPA:ELET6)— pero, a partir de febrero de 2021, transitó por un proceso de privatización que comenzó con la “Lei 14.182/21”, o ley de privatización de Eletrobrás, aprobada el 13 de julio del mismo año. Aunque Eletrobrás fue transferida al capital privado en junio de 2022 (venta de acciones) y se firmaron 22 contratos de generación de energía para proyectos hidroeléctricos, en la actualidad el 97% de la generación de electricidad de esta empresa es de origen hídrico, eólico y solar. En julio de 2023, Eletrobrás anunció que, de conformidad con su Plan Estratégico 2023-27, iniciaría el proceso para vender su portafolio de termoeléctricas a gas, compuesto por las plantas Mauá3, Aparecida, Santa Cruz y “Complejo Interior”, que incluye a Anamá, Caapiranga, Codajás y Anori. Sin embargo, hasta agosto de 2023, no se han vendido ninguna de estas centrales eléctricas. En: “Relatorio anual 2022”, Eletrobrás, 2023, https://eletrobras.com/pt/Documents/Eletrobras_RA_2022.pdf. Págs. 7 y 8; y, “Eletrobrás inicia ventas de plantas térmicas de la mano de Morgan Stanley”, America Retail, 23 agosto 2023, www.america-retail.com/brasil/eletrobras-inicia-ventas-de-plantas-termincas-de-la-mano-de-morgan-stanley.

⁵⁹ “Informe Anual 2021”, Bancomext, 2022, www.bancomext.com/staticcontent/informe-anual-2021/web/assets/informe-anual-2021.pdf. Pág. 37; y, “Solicitud con folio 330003023000080”, Plataforma Nacional de Transparencia (PNT), 25 abril 2023, <https://tinyurl.com/25c7y3yd>.

⁶⁰ “Argentina”, EIA, Op.Cit.

millones, mientras que el sector público sólo aportó 120 millones USD para una central eléctrica. La poca participación estatal en proyectos gasíferos chilenos se explica por la escasa producción e insuficiencia de sus reservas nacionales de gas. En 2018, las reservas probadas de gas natural y petróleo de la empresa controlada por el Estado, Empresa Nacional del Petróleo (ENAP), fueron 145 millones de barriles de petróleo equivalentes (mmbpe). Ese mismo año, la producción de gas natural alcanzó 23,000 barriles de petróleo equivalentes (mbpe)⁶¹, lo que ocasiona que Chile sea un importador de gas natural⁶². Además, desde 2019, el Gobierno chileno aprobó un plan de descarbonización que resultó en el cierre de varias centrales eléctricas a carbón⁶³.

En Colombia se detectaron inversiones en 11 proyectos, todos desarrollados por el sector privado, por más de 930 millones USD, igual al 1% de las inversiones totales detectadas. Existen tres factores que explican por qué sólo se localizaron inversiones privadas en el sector gasífero colombiano: a) insuficiencia de reservas de gas, que entre 2013-22 se redujeron por casi 49.18%, pasando de los 5.727 miles de millones de pies cúbicos (mmmpc) a 2.817 mmmpc⁶⁴; b) la mayor empresa del sector de los hidrocarburos de Colombia es Ecopetrol, que acapara el 60% de la producción nacional de gas⁶⁵, pero no informa el monto ni el origen de los recursos que destina a cada proyecto, por lo que el financiamiento de los campos estudiados es parte de la deuda corporativa de Ecopetrol⁶⁶; y c) el cambio en la política energética a partir de la llegada a la presidencia de Gustavo Petro (2022), que tiene una fuerte agenda ambientalista con medidas como la prohibición del *fracking*, que busca garantizar el suministro de gas sin aumentar la producción nacional de fósiles⁶⁷.

En Perú sólo se localizaron inversiones por 658 millones USD, igual al 0.70% de los financiamientos totales en la región, en cuatro proyectos desarrollados por el sector privado. Perú es el segundo exportador de LNG en América Latina después de Trinidad y Tobago, con 3.5 miles de millones de pies cúbicos (mmmpc) en 2021⁶⁸. Sin embargo, las exportaciones de LNG son realizadas por empresas privadas y no se localizaron inversiones en nuevos proyectos del sector del LNG en el

⁶¹ “Presentación ENAP”, Comisión Investigadora Cámara de Diputados de Chile, 2018, www.camara.cl/verDoc.aspx?prmID=149004&prmTIPO=DOCUMENTOCOMISION. Pág. 22.

⁶² “Portal de Energía Abierta: Importaciones y exportaciones de hidrocarburos”, Comisión Nacional de Energía (CNE), Gobierno de Chile, 2023, energiaabierta.cl/visualizaciones/importaciones-y-exportaciones.

⁶³ “Presidente Piñera presenta Plan de Descarbonización de la Matriz Energética”, Presidencia de Chile, 4 junio 2019, prensa.presidencia.cl/discurso.aspx?id=96652.

⁶⁴ Las reservas de Colombia están catalogadas en Giga pies cúbicos. Usando un factor de conversión a metros cúbicos, un giga es igual a miles de millones. En: “Histórico de reservas 2022”, ANH, Gobierno de Colombia, Op.Cit.; y, “Cooperación de América del Norte en Información Energética”, Gobierno de México, 2023, base.energia.gob.mx/nacei/factores_conversion.aspx.

⁶⁵ “Ecopetrol, S.A. Annual Report Form 20-F”, SEC, 2022, www.sec.gov/ix?doc=/Archives/edgar/data/1444406/000141057823000400/ec-20221231x20f.htm. Págs. 10,18,134 y 176.

⁶⁶ A diciembre de 2021, la deuda corporativa de Ecopetrol era 22.3 mil millones USD. *Ibíd.* Pág. 180.

⁶⁷ “In Colombia, natural gas consumption has been exceeding production”, EIA, 2022, www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=52899#; y, “Metodología para definir la Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa en Colombia”, Ministerio de Minas y Energía (MME), Gobierno de Colombia, 2022, www.minenergia.gov.co/documents/10143/MetodologiaHojaRuta-TEJ-2023.pdf. Pág. 19.

⁶⁸ 2.1 mmmpc se dirigieron a la región de Asia Pacífico, 1.3 mmmpc a Europa y 0.1 mmmpc a Canadá. Ver: “BP Statistical Review of World Energy 2022”, BP, Plc., 2023, www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2022-full-report.pdf. Pág. 36.

periodo de análisis (2018-23)⁶⁹. El sector público peruano no figura como desarrollador y financiador de proyectos gasíferos, quizás por las escasas inversiones en exploración y explotación de hidrocarburos⁷⁰. A este factor se suma que la mayoría de los contratos para realizar actividades de extracción de hidrocarburos (36) están en manos de la iniciativa privada; el sector público sólo posee dos contratos a través de la empresa estatal Petróleos de Perú, S.A. (Petroperú)⁷¹. Por otro lado, el clima de inestabilidad política —desde 2016 a la fecha, Perú ha tenido cinco presidentes, incluyendo a la actual presidenta— con actos de corrupción ligados a *Lava Jato*, la pandemia COVID-19 y la guerra en Ucrania ocasionaron que prácticamente se paralizan las inversiones en proyectos clave como el Gasoducto Sur Peruano y la Terminal LNG Ilo⁷².

En República Dominicana, el gobierno es un ente regulador de los negocios energéticos⁷³, ya que el país es un importador neto de hidrocarburos⁷⁴. En julio de 2019, se realizó la primera licitación de campos de hidrocarburos, ofertándose 14 bloques de petróleo y gas en cuatro cuencas⁷⁵. La ronda concluyó en noviembre del mismo año con la asignación del bloque *offshore* SP2 a la empresa Apache Dominican Republic Corporation LDC, subsidiaria de Apa Corporation (NASDAQ:APA)⁷⁶. El resto de los bloques ofertados fueron declarados desiertos⁷⁷. De acuerdo con Apache Corporation, hasta diciembre de 2022, sus actividades en República Dominicana se limitaban a la exploración⁷⁸.

Finalmente, en Cuba y Trinidad y Tobago se detectaron alianzas público-privadas para desarrollar proyectos gasíferos. En Cuba se encontraron grandes obstáculos de transparencia, ya que el gobierno no publica información que pueda ser accedida fuera de su territorio⁷⁹. Sin embargo,

⁶⁹ Perú sólo cuenta con una terminal de exportación LNG llamada “Perú LNG”, que fue la primera terminal LNG de América del Sur. Entró en operaciones en 2010 y es operada por un consorcio de Hunt Oil Company (50%), SK Corporation (20%), Shell (20%) y Marubeni Corporation (10%). Se alimenta de gas proveniente de los campos de Camisea. En: “Nuestra Historia”, Perú LNG, perulng.com/nuestra-empresa/historia/; “Peru LNG Project (Liquid Natural Gas Project), Peru”, Hydrocarbons Technology, 2023, www.hydrocarbons-technology.com/projects/peru-lng/; y, “Hunt Oil Company of Peru”, www.huntoil.com/peru.aspx.

⁷⁰ “Estadística anual de hidrocarburos 2022”, Perupetro, www.perupetro.com.pe/wps/wcm/connect/corporativo/d5bd15e5-1fa7-4fae-b6cb-df267b20329c/ESTAD%C3%8DSTICA+ANUAL+DE+HIDROCARBUROS+2022.pdf?MOD=AJPERES&ESTAD%C3%8DSTICA%20ANUAL%20DE%20HIDROCARBUROS%202022. Pág. 80.

⁷¹ “¿Qué hacemos?”, Petroperú, www.petroperu.com.pe/acerca-de-petroperu/-que-hacemos/; y, “Estadística anual de hidrocarburos 2022”, Perupetro, Op.Cit. Pág. 79.

⁷² “Sistema Integrado de Transporte del gas–zona sur del Perú”, Proinversión, Op.Cit.

⁷³ “República Dominicana: con el foco en las renovables”, Energy and Climate Partnership of the Americas (ECPA), 2023, ecpamericas.org/es/newsletters/con-el-foco-en-las-renovables/; y, “Artículo 5. Ley General de Electricidad No. 125-01, 2001”, Súper Intendencia de Electricidad, República Dominicana, 2012, sie.gob.do/images/sie-documentos-pdf/leyes/LeyGeneraldeElecctricidad-No.125-01.pdf.

⁷⁴ “Cuarto Informe contextual EITI República Dominicana”, Portal de Transparencia EITI-República Dominicana, 2022, eitird.mem.gob.do/wp-content/uploads/2022/11/Cuarto-Informe-Contextual-EITI-RD-FINAL.pdf. Pág. 90.

⁷⁵ “República Dominicana anuncia su primera ronda de licitación con bloques Terrestre y Costa Afuera abiertos para inversión”, Dominican Republic. Licensing Round, 2019, roundsdr.gob.do/es/república-dominicana-anuncia-su-primer-ronda-de-licitación-con-bloques-terrestre-y-costa-afuera-abiertos-para-inversión/#more-147.

⁷⁶ “4to Informe contextual EITI República Dominicana”, Portal de Transparencia EITI-RD, Op.Cit. Pág. 91.

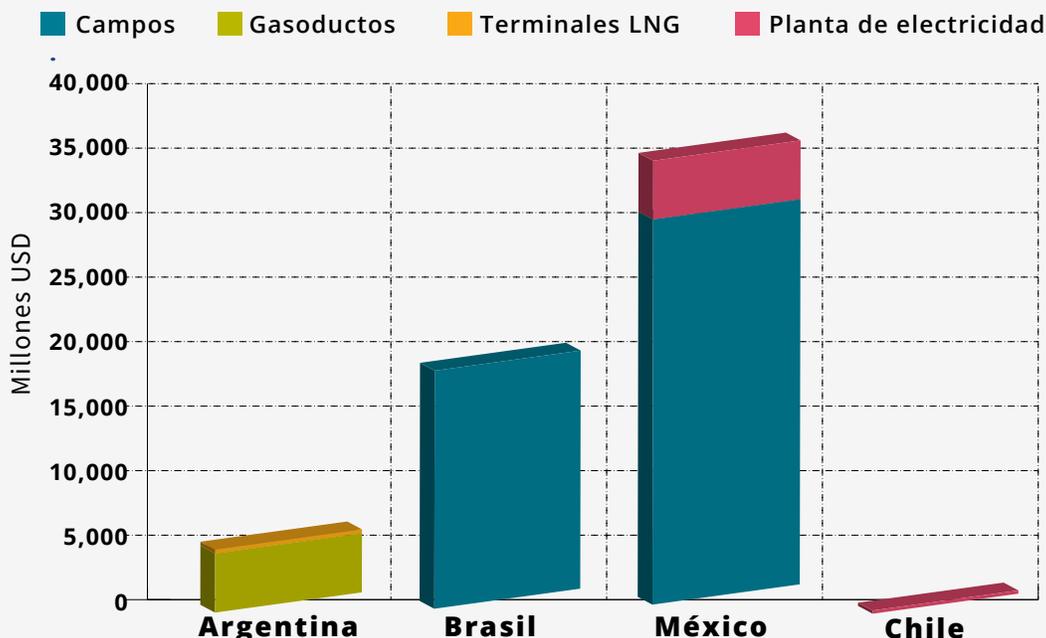
⁷⁷ “Ronda petrolera. Adjudicación de bloque”, Dominican Republic. Licensing Round, 2019, roundsdr.gob.do/es/ronda-petrolera-adjudicación-de-bloque/#more-458.

⁷⁸ “Form 10-k APA Corporation 2022”, SEC, 2023, investor.apacorp.com/static-files/4b85171e-4c46-4526-abe5-258e05729abf. Pág. 35.

⁷⁹ Para acceder a los datos del Ministerio de Energía y Minas (MEM) cubano se necesita una dirección IP local. Empower utilizó proxies para poder acceder a la información de los proyectos energéticos en Cuba. No obstante, dado que ninguna dirección IP demostró ser confiable, el uso prolongado de estos dispositivos presenta un riesgo de ciberseguridad.

se ubicó una transacción entre empresas del Estado cubano y la empresa canadiense Sherritt International Corporation (TSX:S) que se aborda en el apartado de alianzas público-privadas. Trinidad y Tobago carece de lo mismo, donde sólo se localizó una transacción para refinanciar la deuda de Heritage Petroleum Company Limited, subsidiaria de la empresa estatal Trinidad Petroleum Holdings Limited (TPHL)⁸⁰. La falta de inversiones públicas en Trinidad y Tobago se debe a que las empresas controladas por el Gobierno trinitario operan como gestoras de permisos y licencias que necesitan las grandes conglomerados de empresas privadas⁸¹.

Gráfica 6. Proyectos gasíferos desarrollados por el sector público (millones USD)



Fuente: Elaboración propia con datos diversos, Empower 2023.

5.1 Inversiones del sector público

El desarrollo de proyectos gasíferos por el sector público está definido por las inversiones que realizan los gobiernos en empresas de propiedad pública (empresas del Estado) o en aquellas donde mantienen control (empresas de economía mixta). Estas inversiones son consideradas como parte de las políticas que dan estabilidad económica, seguridad y sostenibilidad a la matriz energética nacional a largo plazo⁸².

Los sectores públicos de Argentina, Brasil, Chile y México desarrollaron 22 proyectos gasíferos que generaron inversiones por 60,283.19 millones USD. Esta cifra es equivalente a más del 66%

⁸⁰ “2021-2022 ESG Report”, Heritage Petroleum, 2023, heritage.co.tt/wp-content/uploads/2023/04/HPCL_ESGReport2021-22_final_Spread.pdf. Pág. 49; y, “Heritage Petroleum Note and LC Refinancing 2022”, IJGlobal, 2023, share.mayfirst.org/s/dCZJixkYarrd4sS.

⁸¹ “Liquefied Natural Gas (LNG), MEEI, 2023, www.energy.gov.tt/our-business/Ing-petrochemicals/Liquefied-natural-gas-Ing.

⁸² Víctor Rodríguez Padilla, “Seguridad Energética: Análisis y evaluación del caso de México”, Comisión Económica para América Latina (CEPAL), 2018, http://repositorio.cepal.org/handle/11362/44366.

del total de las inversiones identificadas en la región (92,713.32 millones USD). Como se muestra en la Gráfica 6, el sector público de cada país ha priorizado diferentes segmentos de la cadena de suministro de gas natural. México y Brasil son los únicos países donde el sector público invirtió en desarrollar campos de gas (50,538.19 millones USD, equivalente al 54.51% de las inversiones totales en proyectos gasíferos). Mientras que el Gobierno argentino fue el único que invirtió en gasoductos (4,699 millones USD). Sólo los gobiernos de México (4,726 millones USD) y Chile (120 millones USD) desarrollaron centrales eléctricas. En el caso de las terminales LNG, únicamente se identificó financiamiento público en el caso argentino: un contrato con una empresa privada para la renta de un buque FLNG (*floating liquefied natural gas*) por 200 millones USD.

El significado de que en cada país se desarrollaron proyectos para distintos segmentos de la cadena del gas natural se relaciona con una serie de condiciones internas. Por ejemplo, en México y Brasil, que son los países donde se localizaron las mayores inversiones en proyectos gasíferos, sólo se desarrollaron campos de gas y centrales eléctricas, ya que ambos países transfirieron a la iniciativa privada la construcción del segmento de transportación y distribución de gas natural en las últimas décadas. En el caso de Argentina, el desarrollo de gasoductos está ligado a incrementar las exportaciones de su mayor activo de producción de gas, Vaca Muerta. Mientras que en Chile la falta de inversiones en proyectos gasíferos se debe a su baja producción nacional. A continuación se analizan las inversiones desagregadas en los proyectos gasíferos desarrollados por los sectores públicos de estos cuatro países.

5.1.1 El sector público de México

Los 11 proyectos gasíferos desarrollados por el sector público de México ocupan el primer lugar en las inversiones totales de la región, con el 38.84% (36,014.20 millones USD) de los financiamientos detectados. Las empresas públicas a cargo del sector energético son Pemex para la explotación de gas y la CFE para el desarrollo, construcción y operación de centrales eléctricas⁸³. El mayor monto de inversiones localizado es de 21,817.8 millones USD (59.41% de las inversiones del Gobierno mexicano) para el campo Ku-Maloob-Zaap⁸⁴, desarrollado por Pemex. En 2022, este activo fue responsable del 16.8% de la producción nacional de gas en México⁸⁵.

En el caso de la CFE se localizaron inversiones en siete centrales eléctricas —Tuxpan Fase I, González Ortega, Salina Cruz, CCC Centro, Dos Bocas II, Mérida y Riviera Maya-Valladolid— que son financiadas por el Fideicomiso Maestro de Inversión (FMI), creado en 2021 como un mecanismo de autofinanciamiento para el desarrollo de nuevas centrales eléctricas. Los fondos del FMI provienen de las utilidades de CF Energía, S.A. de C.V. y del capital obtenido de las emisiones del Fideicomiso de Inversión en Energía e Infraestructura (CFE Fibra E), administrado por CFE Capital, S.A. de C.V., otra filial de la CFE⁸⁶. Este esquema de triangulación de recursos mediante fideicomisos⁸⁷ y filiales permite a la CFE mantener la opacidad sobre la gestión de sus recursos.

⁸³ El desarrollo de campos atrajo el 86.87% (31,288 millones USD) de los financiamientos del sector público en México. Mientras que la CFE en siete centrales eléctricas invirtió sólo el 13.12% de los financiamientos totales del sector público mexicano (4,726 millones USD).

⁸⁴ “A-0375-3M-Campo Zaap; A-0203-3M-Campo Maloob; A-0183-4M-Campo Ku”, Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), Gobierno de México, agosto 2023, <https://asignaciones.hidrocarburos.gob.mx/?tab=gral&id=A-0375>, <https://asignaciones.hidrocarburos.gob.mx/?tab=gral&id=A-0203> y <https://asignaciones.hidrocarburos.gob.mx/?tab=gral&id=A-0183>.

⁸⁵ “Reporte Anual 2022”, Pemex, 2023, www.pemex.com/ri/reguladores/reportes%20anuales/REPORTE%20ANUAL%20EJERCICIO%202022%20REGISTRADO.pdf. Pág. 70.

Aunque los recursos de la CFE y Pemex provienen mayoritariamente del Gobierno mexicano, ambas entidades también acuden a los mercados internacionales para obtener financiamiento, ya sea mediante créditos, préstamos o emisiones de bonos. Sin embargo, Pemex y la CFE no informan el origen de los recursos que emplean para sus proyectos. Ante esta barrera de información los proyectos desarrollados por dichas empresas fueron clasificados como parte de su deuda corporativa. Dicha categoría es un mecanismo financiero que no permite identificar a las entidades que aportan dinero a los proyectos, ya que los flujos se pierden en las cuentas internas de las empresas.

5.1.2 El sector público de Brasil

El sector público brasileño es un caso importante de análisis, ya que se localizaron inversiones en siete campos presal⁸⁸ por 19,249.99 millones USD de las cuencas de Santos y Campos. Estas inversiones son equivalentes al 20.76% de inversiones en proyectos gasíferos de los países estudiados; sin embargo, no todas son directamente ejercidas por Petrobras u otras instituciones del sector público brasileño.

El contexto de la masiva entrada de inversiones en Brasil tiene que ver con el crecimiento en las reservas de hidrocarburos (petróleo y gas natural) y con el cambio en las líneas de negocios de Petrobras, la principal empresa de energía de ese país, controlada por el Gobierno brasileño. Con relación al incremento de las reservas de hidrocarburos, desde la década de los 2000, el Gobierno de Brasil aumentó las inversiones en la extracción de campos presal, lo que ha ocasionado que las reservas probadas de gas natural se sitúen en 14,346 mmpc⁸⁹, siendo Petrobras la entidad que acapara el 69.57% de la producción nacional del gas natural⁹⁰.

En los últimos cinco años Petrobras desinvirtió en activos estratégicos de la cadena de gas natural y vendió 151 campos de explotación de hidrocarburos en tierra y mar⁹¹. Para completar su transformación, Petrobras obtuvo préstamos con instituciones financieras, brasileñas e internacionales⁹² que le generaron recursos para elaborar un plan de inversiones de capital (*capital expenditure*, o Capex) en la explotación y producción de petróleo y gas por 98 mil millones USD⁹³.

⁸⁶ CFEnergía es una filial de la CFE creada en 2014 para suministrar gas, LNG y otros combustibles, tanto a sus centrales de generación eléctrica como a la industria privada. CFE Fibra E es un fideicomiso para la inversión que obtiene recursos a través de la emisión de certificados bursátiles. Ver: “Aprueba Consejo de Administración el Fideicomiso Maestro de Inversión que permitirá Independencia Financiera a la CFE”, FIDE, 21 julio 2020, www.fide.org.mx/?page_id=40217; y, “Respuesta a la solicitud de acceso a la información 330007723000886”, CFE, 27 abril 2023, share.mayfirst.org/s/jxm762pSwqxjZ8N.

⁸⁷ “Fideicomisos en México. El arte de desaparecer dinero público”, Fundar, fideicomisos.fundar.org.mx/inicio.

⁸⁸ Los campos son Apáú, Tupi, Mero, Marlim, Buzios, Sépia e Itapú. En: “Relatorio Anual 2022”, Petrobras, S.A., Op.Cit. Pág. 93.

⁸⁹ “Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2023. Tabela 2.6 Reservas provadas de gás natural, por localização (terra e mar), segundo unidades da Federação, 2013-2022”, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), 2023, www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/anuario-estatistico/anuario-estatistico-2023#Se%C3%A7%C3%A3o%202.

⁹⁰ *Ibíd.* “Gráfico 2.7 – Produção de gás natural por concessionário – 2022”.

⁹¹ “Background Reference: Brazil”, EIA, Op.Cit.

⁹² Ver las transacciones en el siguiente enlace: <https://share.mayfirst.org/s/otPrneo4sbDS2j8>.

⁹³ “Plano Estratégico, 2023-2027”, Petrobras, S.A., 2023, api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2d-e47d/58e08d23-0a80-c619-035f-e4745f71cea6?origin=1. Pág. 33.



Al adquirir tanta liquidez, Petrobras no sólo dotó de recursos al sector público brasileño, sino que también detonó un ciclo de inversiones, tanto del sector financiero (bancos, fondos privados y ECAs) como de las empresas que desarrollan infraestructura para explotar proyectos *offshore* presal. De esta forma, la mayor parte de las inversiones en proyectos desarrollados por el sector público se llevaron a cabo en siete campos presal. En tres (Sépia, Marlim e Itapu), Petrobras es la única desarrolladora y, en los otros cuatro (Tupi, Búzios, Mero y Atapu), participa en asociaciones público-privadas con empresas como CNOOC Limited, Shell, Plc, TotalEnergies SE (ENXTPA:TTE), BP, Plc y Galp Energía. Sin embargo, en estas asociaciones Petrobras posee la mayor parte de los derechos de explotación de los campos, por lo cual todas estas alianzas fueron catalogadas como inversiones del sector público⁹⁴.

De esta forma, el 90% de los financiamientos detectados en estos campos (17,349 millones USD) se gastó en la construcción de buques flotantes de producción, almacenamiento y descarga FPSO. Estos son un tipo de embarcación directamente relacionada con el avance de las fases de producción de los campos presalinos y son la principal causa de que Brasil haya incrementado su producción a 3.2 millones de barriles de hidrocarburos equivalentes (mmbpe) en 2022, situación que lo convierte en el séptimo productor de hidrocarburos mundial, por encima de Emiratos Árabes Unidos⁹⁵. En la actualidad, Brasil concentra el 30% de la demanda global de FPSO⁹⁶.

Como los FPSO son un segmento intensivo en capital que requiere una estructura de financiamiento de más de 1,000 millones USD, su financiamiento atrae a inversionistas de bancos, ECAs y otros vehículos de inversión⁹⁷. Cuando las empresas ganan un contrato para desarrollar un FPSO, financian los proyectos a través de su propia deuda o créditos. Una vez que el financiamiento se complete, refinancian la operación para hacerla menos riesgosa a través de una emisión de bonos⁹⁸.

Petrobras tiene dos modalidades de contratos para desarrollar este tipo de embarcaciones. En la primera, se establecen contratos de construcción con terceros; cuando los FPSO estén listas, Petrobras pasa a operar las embarcaciones. Como ejemplo, se encuentra el contrato por 2,300 millones USD, de junio de 2021, entre Petrobras y las empresas Saipem SpA (BIT:SPM) y Hanwha Ocean Co., Ltd (KOSE:A042660) para construir el FPSO P-79 que entrará en operaciones en 2025 en el campo presal Búzios⁹⁹.

Otra transacción importante de este tipo es la plataforma FPSO P-71, desarrollada por Sembcorp Marine Ltd., en un contrato de construcción con Petrobras. En 2019, Sembcorp Industries, prin-

⁹⁴ “Relatorio Anual 2022”, Petrobras, S.A., Op.Cit. Pág. 93.

⁹⁵ “Brasil ya produce más petróleo que uno de los colosos de la OPEP gracias al impulso de las plataformas marítimas”, El Economista (España), enero 2023, www.economista.es/mercados-cotizaciones/noticias/12119961/01/23/Brasil-ya-produce-mas-petroleo-que-uno-de-los-colosos-de-la-OPEP-gracias-al-impulso-de-las-plataformas-maritimas.html.

⁹⁶ “Participation in FPSO Owning and Chartering Business for Marlim II Project, Offshore Brazil”, Sumitomo Corporation, 2020, www.sumitomocorp.com/en/africa/news/release/2020/group/13320.

⁹⁷ “FPSO en la mira de bancos brasileños por oportunidad de financiamiento”, Bnamericas, abril 2021, www.bnamericas.com/es/analisis/fpso-en-la-mira-de-bancos-brasilenos-por-oportunidades-de-financiamiento.

⁹⁸ *Ibíd.*

⁹⁹ Hanwha Ocean tuvo un cambio de nombre (Daewoo Shipbuilding & Marine Engineering Co.). En: “Petrobras assina contrato para fornecimento de oitava unidade de Búzios”, Petrobras, junio 2021, <https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/petrobras-assina-contrato-para-fornecimento-de-oitava-unidade-de-buzios.htm>.

principal accionista de Sembcorp Marine, emitió 1,500 millones USD en bonos para financiar la construcción de FPSO en Brasil¹⁰⁰, siendo el suscriptor de bonos Singapur DBS Group Holdings Ltd. que se colocó como el mayor suscriptor de bonos en las transacciones identificadas¹⁰¹. Cuando el FPSO estuviera lista, Petrobras adquirió 35% del buque por 350 millones USD¹⁰².

En la segunda modalidad, Petrobras establece contratos de renta (*leasing*) de FPSO por periodos de 25 años. En 2019, Petrobras firmó un contrato para rentar por 22 años el FPSO Guababara, con las empresas SBM Offshore, N.V. (ENXTAM:SBMO), Mitsui & Co., Ltd. (TSE:8031), Mitsui O.S.K. Lines, Ltd., Marubeni Corporation (TSE:8002) y Mitsui E&S Holdings Co., Ltd.¹⁰³. Posteriormente, en 2021, las empresas desarrolladoras obtuvieron un préstamo con 12 bancos comerciales por 1,601 millones USD¹⁰⁴.

Dentro de las instituciones financieras que han financiado la mayor parte de los FPSO de Brasil se encuentran las que tienen sede en Japón, con 5,892.86 millones de dólares. El banco comercial Sumitomo Mitsui Financial Group concentra el 46.56% de los financiamientos para FPSO, seguido de una ECA, Japan Bank for International Cooperation (JBIC), con el 30.57% y, en tercer puesto, Mizuho Financial Group con el 13.55%.

Es importante entender que el desarrollo de buques FPSO está relacionado con el crecimiento del sector gasífero brasileño. Es precisamente por esta situación que no se localizaron inversiones de Petrobras en otro tipo de segmento de la cadena del gas natural. En la actualidad, Brasil a través de Petrobras tiene planeado construir 100 de estos buques en los próximos años para impulsar su producción petrolera¹⁰⁵.

5.1.3 El sector público de Argentina

El Gobierno argentino realizó tres proyectos en la industria nacional del gas que recibieron inversiones por 4,899 millones USD —dos gasoductos y una terminal marítima de LNG (FLNG)—, equivalentes al 70.47% del financiamiento total en ese país (6,951.9 millones USD).

Las empresas responsables de llevar a cabo los proyectos son YPF y Enarsa¹⁰⁶. Enarsa se encarga de desarrollar ambos gasoductos: el GPNK y Gasoducto Noreste Argentino (GNEA). El GPNK es un activo estratégico para desarrollar el yacimiento de Vaca Muerta, que aporta el 42% de la producción nacional de gas, siendo la principal reserva de gas no convencional en Argentina y la segunda a nivel mundial¹⁰⁷. Para la fase I de este proyecto, el programa gubernamental

¹⁰⁰ “Annual Report 2020”, Sembcorp Marine, 2021, www.sembmarine.com/scm2016/wp-content/uploads/2020/03/Sembcorp-Marine-AR2019.pdf.

¹⁰¹ “Sembcorp Marine secures \$1.5 billion loan to position for offshore recovery”, Offshore Energy, Op.Cit.

¹⁰² “Acquisition of 35% in P-71 FPSO”, IJGlobal, 2020, <https://share.mayfirst.org/s/Cg9WQfbc3SwPfck>.

¹⁰³ “SBM Offshore Inks FPSO Septiba Contracts”, Offshore Engineer, 2019, <http://es.oedigital.com/news/sbm-offshore-inks-fpso-sepetiba-contracts-289498>.

¹⁰⁴ “Sepetiba FPSO Additional Facility 2021”, IJGlobal, Op.Cit.

¹⁰⁵ “Plano Decenal de Expansão de Energia, 2022”, EPE, 2022, www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-49/topico-86/Sum%C3%A1rio%20Executivo%20do%20PDE%202022.pdf. Pág. 41.

¹⁰⁶ “YPF, S.A. Form 20-F”, SEC, diciembre 2022, <http://ypf.com/inversoresaccionistas/Lists/InformeAnualForm20/YPF%20Form%2020F%202022.pdf>. Pág. 17.

Transport.Ar aportó 1,600 millones USD entre 2021-23¹⁰⁸. La fase II se encuentra en licitación (septiembre de 2023)¹⁰⁹, pero, en mayo de 2023, el BNDES de Brasil y el Banco de Desarrollo de América Latina (CAF)¹¹⁰ otorgaron dos diferentes préstamos por 1,229 USD¹¹¹. Por otro lado, el gasoducto GNEA (Trecho Sur y Trecho Norte) recibió fondos públicos del Tesoro Nacional de Argentina por 1,870 millones USD entre 2017-18¹¹².

La única terminal de LNG impulsada por el sector público argentino fue la Tango LNG. En 2018, YPF firmó un contrato por 10 años con la empresa belga Exmar, B.V. (ENXTBR:EXM) para rentar dicha terminal marítima¹¹³. La unidad se localizaba en el puerto de Bahía Blanca y comenzó operaciones en junio de 2019. Sin embargo, YPF terminó el contrato en 2020, alegando que la pandemia de COVID-19 no le permitía mantener sus compromisos¹¹⁴, por lo que la unidad se retiró de Argentina. La construcción de Tango FLNG fue financiada mediante un préstamo sindicado a Exmar por 200 millones USD otorgado por los bancos comerciales Bank of China Limited (SEHK:3988), propiedad del gobierno de China, y Deutsche Bank, AG (XTRA:DBK)¹¹⁵.

5.1.4 El sector público de Chile

En Chile se identificaron inversiones por 970 millones USD en dos proyectos. El sector público chileno, a través de la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP), sólo desarrolló e invirtió en la reconversión de la central cogeneradora Aconcagua (77 MW)¹¹⁶, que provee electricidad a una refinería propiedad de la ENAP¹¹⁷. Para esta obra la ENAP invirtió 120 millones USD de deuda corporativa¹¹⁸. Es decir, el Gobierno chileno sólo financió el 12.37% de los recursos para proyectos de gas en Chile.

¹⁰⁷ Cuenta con reservas por 308 Tcf. Ver: “Energía confirma un nuevo récord de producción de gas en Vaca Muerta”, Secretaría de Energía, Op.Cit.; y, “Argentina”, EIA, Op.Cit.

¹⁰⁸ “Fuentes de financiamiento para obras de transporte. Transport.Ar y Gasoducto Presidente Nestor Kirchner”, gpnk.energia-argentina.com.ar/financiamiento.php; y, “Nestor Kirchner Natural Gas Pipeline (570KM) Phase I”, IJGlobal, Op.Cit.

¹⁰⁹ “En septiembre se licitará la segunda etapa del Gasoducto Néstor Kirchner”, El Tiempo, julio 2023, www.tiempoar.com.ar/economia/segunda-etapa-gasoducto-nestor-kirchner.

¹¹⁰ Antes denominada Corporación Andina de Fomento.

¹¹¹ “Nestor Kirchner Gas Pipeline Phase II (467KM)”, IJGlobal, Op.Cit.

¹¹² “Gasoducto del Noreste Argentino”, Cosiplan, Op.Cit.

¹¹³ “Exmar Annual Report 2018”, Exmar, 2019, www.exmar.com/sites/default/files/media/document_center/reports_and_downloads/financiar_reports/exmar_report_2018.pdf. Págs. 6-7.

¹¹⁴ “Exmar says Argentina’s YPF issued force majeure notice on Tango FLNG”, Reuters, 2020, www.reuters.com/article/argentina-lng-exports-idUSL8N2E328Q.

¹¹⁵ “Exmar Annual Report 2019”, Exmar, 2020, www.exmar.com/sites/default/files/media/document_center/reports_and_downloads/financiar_reports/exmar_jaarverslag-2019_en.pdf. Pág. 102.

¹¹⁶ “ENAP Refinería Aconcagua pone en marcha Cogeneradora que mejora su gestión ambiental”, ENAP, mayo 2020, www.enap.cl/sala_prensa/noticias_detalle/general/2307/enap-refineria-aconcagua-pone-en-marcha-cogeneradora-que-mejora-su-gestion-ambiental.

¹¹⁷ “Refinería Aconcagua”, ENAP, 2023, https://erainforma.enap.cl/?page_id=20.

¹¹⁸ “Memoria Anual 2015”, ENAP, 2015, www.enap.cl/pag/573/1652/memorias2015. Pág. 151.



5.2 Inversiones en alianzas público-privadas

Las inversiones en alianzas público-privadas son entendidas como aquellas donde existe un compromiso entre el sector público y el privado (independientemente de quién aporte capital) para desarrollar conjuntamente proyectos, con igualdad de derechos sobre este mismo. En total se identificaron alianzas público-privadas en cinco proyectos por 2,131.48 millones USD en México, Cuba, Argentina y Trinidad y Tobago.

El 53.34% de las inversiones de las alianzas estuvo destinado al desarrollo de campos de gas. En México, el campo Misión, desarrollado entre Pemex y Servicios Múltiples de Burgos, S.A. de C.V., fue el que tuvo las mayores inversiones con 637 millones USD¹¹⁹. No se identificó de dónde provino el financiamiento para este proyecto por lo que se agrupó como parte de la deuda corporativa de Pemex. Pero de acuerdo a los contratos que firmaron ambas entidades, el desarrollo del proyecto recayó en Servicios Múltiples de Burgos¹²⁰.

En Argentina se identificaron inversiones de alianzas público-privadas en las centrales de ciclo combinado del Complejo de Generación Tucumán (ampliación El Bracho) y del Complejo Loma Campana por 632.5 millones USD, que representan el 9.09% del total de inversiones detectadas en este país. Ambos proyectos son desarrollados por YPF y General Electric (NYSE:GE) a través de YPF Energía Eléctrica, S.A. En septiembre de 2017, YPF y General Electric obtuvieron un préstamo sindicado por 313 millones USD con los bancos comerciales Credit Suisses Group, CitiGroup y Export Development Canada (EDC), una ECA del Gobierno canadiense¹²¹. Después, en febrero de 2018, YPF vendió 29% de *equity* de YPF Energía Eléctrica a General Electric por 310 millones USD¹²².

En Cuba, Energías, CSA —*joint venture* entre la canadiense Sherritt International Corporation (TSX:S)¹²³ y las empresas del Estado cubano, Unión Cubapetroleo (CUPET) y Unión Eléctrica (UNE)¹²⁴— desarrolla tres termoeléctricas que producen el 7-10% de la electricidad del país¹²⁵. La única transacción financiera detectada fue una renegociación de deuda corporativa entre Sherritt, CUPET y UNE por 362 millones USD, utilizados para construir las instalaciones de Energías¹²⁶. Los reportes de 2022 de Sherritt indican que la deuda se pagará en especie con 1,041 toneladas de cobalto por año, por un periodo de cinco años¹²⁷.

¹¹⁹ “Pemex y SMB firman farmout para campo Mission”, Onexpo, 2018, www.onexpo.com.mx/NOTICIAS/pemex-y-smb-firman-farmout-para-campo-mision.

¹²⁰ Resolución CNH.0403/23”, Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), Gobierno de México, www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/825181/II.3_Resolucion_CNH.04.03-2023.pdf.

¹²¹ Los otros bancos fueron HSBC con 12.5 millones USD, ICBC con 15 millones USD, Grupo Financiero Galicia con 15 millones USD, Grupo Supervielle y Banco Hipotecario, cada uno con 11 millones USD, y BanCaribe con 5 millones USD. En: “Tucuman (267MW) & Loma La Campana II (107 MW) Thermal Power Plants”, IJGlobal, 2018, Op.Cit.

¹²² “YPF SA celebra un acuerdo definitivo y vinculante con EFS Global Energy B.V. y GE Capital Global Energy Investments B.V. para la capitalización de YPF Energía Eléctrica S.A.”, YPF, 2018, www.ypf.com/inversoresaccionistas/Lists/HechosRelevantes/07-02-2018-BCBA-Acuerdo-con-EFS-y-GE.pdf.

¹²³ “Oil and Gas”, Sherritt, 2023, www.sherritt.com/English/operations/Oil-and-Gas/default.aspx.

¹²⁴ “Power: Projects”, Sherritt, 2023, www.sherritt.com/English/operations/power/default.aspx.

¹²⁵ “Proyecto ENERGAS aporta el 7% de la electricidad que consume Cuba”, Canal Caribe, 3 junio 2022, www.youtube.com/watch?v=_ekc5wFU6w8.

¹²⁶ “Sherritt Finalizes Transformative Five-Year Payment Agreements with its Cuban Partners to Settle \$362 million of Outstanding Receivables”, Sherritt International, 2022, www.sherritt.com/English/Investor-Relations/News-Releases/News-Release-Details/2022/Sherritt-Finalizes-Transformative-Five-Year-Payment-Agreements-with-its-Cuban-Partners-to-Settle-362-million-of-Outstanding-Receivables/default.aspx.

¹²⁷ *Ibíd.*

En Trinidad y Tobago se localizó una transacción financiera de mayo de 2023 por 499.98 millones USD, realizada por Heritage Petroleum Company Limited, subsidiaria de la empresa estatal Trinidad Petroleum Holdings Limited (TPHL), para financiar su deuda corporativa. Los acreedores de estos bonos fueron seis bancos comerciales y de inversión, cada uno con 83.3 millones USD: Credit Suisse Group AG, The Bank of Nova Scotia (Scotiabank) (TSX:BNS), First Citizen Bank, JMBB Group (JMSE:JMMBGL), First Caribbean International Bank (TTSE:FCI) y el Banco Latinoamericano de Comercio Exterior (BYSE:BLX)¹²⁸.

Debido a la falta de información sobre el destino de los bonos de Heritage, esta transacción se contabilizó como parte de las inversiones del campo Colibri y, por lo tanto, como una alianza público-privada donde Heritage participa con Shell, siendo esta última la mayor operadora¹²⁹. Es importante señalar que Trinidad y Tobago tiene un papel fundamental en la producción de gas de América Latina y el Caribe. En 2022, produjo 2,688 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd) de gas natural, de los cuales el 45% se utilizó como LNG¹³⁰, lo que coloca al país como el mayor exportador de LNG en la región¹³¹. Ese mismo año, el 93% (23,535 mmpc) del LNG importado por Estados Unidos provino del gas trinitario¹³².

Aunque en Trinidad y Tobago el Ministerio de Energía e Industrias Energéticas (MEIM) tiene información sobre la producción de gas y el país es parte de EITI¹³³, en realidad toda la información que existe sobre la industria gasífera es general, es decir, no hay cifras desagregadas sobre producción y desarrollo de campos gasíferos, nuevos proyectos, ni perspectivas de nuevas inversiones. Además, es importante notar que en Trinidad y Tobago se identificó una estrategia montada por el gobierno y las empresas que controlan el 95.90% de la producción de gas trinitario —BP, Plc. (LSE:BP), Shell, Plc. (LSE:SHEL), Woodside Energy Group Ltd. (ASX:WDS) y EOG Resources, Inc. (NYSE:EOG)— para no informar sobre las actividades específicas de extracción de gas¹³⁴.

Como ejemplo se encuentra el campo Dragón, que posee reservas aproximadas por 4.2 billones de pies cúbicos de gas (Tcf)¹³⁵ y es desarrollado por Shell, Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA) y el Gobierno de Trinidad y Tobago a través de la National Gas Company (NGC). En marzo de

¹²⁸ “Heritage Petroleum Note and LC Refinancing 2022”, IJGlobal, Op.Cit.

¹²⁹ “Oil&gas field profile: Colibri Conventional Gas Field, Trinidad and Tobago”, Offshore Technology, abril 2023, www.offshore-technology.com/marketdata/oil-gas-field-profile-colibri-conventional-gas-field-trinidad-and-tobago.

¹³⁰ “MEEI Consolidated Monthly Bulletins for the period January-December 2022”, Ministry of Energy and Energy Industries (MEEI), Gobierno de Trinidad y Tobago, 2023, www.energy.gov.tt/wp-content/uploads/2023/05/MEEI-Consolidated-Monthly-Bulletins-January-December2022-05-04-2023.pdf. Pág. 15.

¹³¹ “Exclusive: Trinidad to restart idled LNG unit by early 2027 amid restructuring”, Reuters, 2023, www.reuters.com/business/energy/trinidad-restart-idled-lng-unit-by-early-2027-amid-restructuring-sources-2023-06-07.

¹³² “U.S. Natural Gas Imports by Country: LNG”, EIA, junio 2023, www.eia.gov/dnav/ng/ng_move_imp_s1_a.htm.

¹³³ Aunque EITI tiene un portal donde se presenta información sobre “beneficiarios reales”, sólo presenta los nombres de las empresas y no información desglosada sobre el tipo de activo que operan (campo de gas) y mucho menos actividades de inversión, producción u otro tipo de información que permita identificar el proceso de financiamiento y desarrollo de proyectos. En: “State of the Extractive Sectors Report, 2022”, Iniciativa para la Transparencia de las Industrias Extractivas (EITI) Trinidad y Tobago, 2023, <https://reports.tteiti.com/state-extractive-sectors-report-2022>.

¹³⁴ “MEEI Consolidated Monthly Bulletins for the period January-December 2022”, MEEI, Op.Cit. Pág. 15.

¹³⁵ “Venezuela volverá a dialogar con Trinidad por el proyecto de gas del campo Dragón”, World Energy Trade, mayo 2023, www.worldenergytrade.com/oil-gas/yacimientos/venezuela-trinidad-gas-campo-dragon.

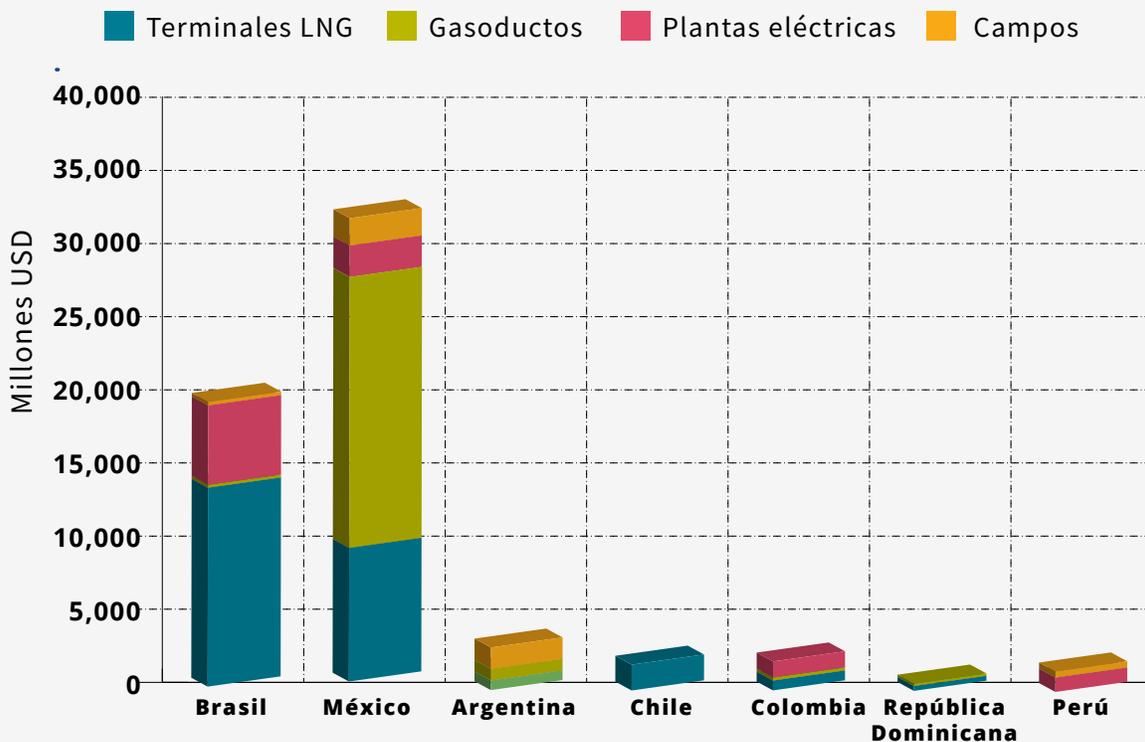
2023, los gobiernos de Venezuela y Trinidad y Tobago firmaron con Shell un acuerdo de confidencialidad para blindar información sobre montos de inversión y la deuda corporativa para financiar la construcción y operación de este campo¹³⁶. El grado de opacidad en la información sobre producción de hidrocarburos incluso ha sido señalado por la Unión Europea y la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE), que afirman que Trinidad y Tobago se comporta como un país no cooperante en transparencia fiscal¹³⁷.

5.3 Inversiones del sector privado

Los proyectos desarrollados por el sector privado se definen como las inversiones realizadas por las entidades que no son propiedad de ni están controlados por algún gobierno. Existen dos tipos de empresas privadas que invierten en el sector del gas en América Latina: las que cotizan en las bolsas de valores y las que no cotizan acciones y su capital es cerrado. De la misma forma, pueden existir empresas de propósito específico y *joint ventures* entre el sector privado para el desarrollo de proyectos gasíferos.

Una vez definido lo anterior, el sector privado en los países de Argentina, Brasil, Colombia, Chile, República Dominicana, Perú y México desarrolló 57 proyectos que generaron inversiones por 30,298.65 millones USD, equivalentes al 32.68% de las inversiones totales en proyectos gasíferos de los países estudiados. México y Brasil concentran el 85.82% de las inversiones (26,205.22 millones USD) de los proyectos desarrollados por el sector privado. Después de estos dos países, las mayores inversiones del sector privado se localizan en Argentina, con el 20.43% (1,420.40 millones USD).

Gráfica 7. Inversiones privadas por tipo de proyecto (millones USD)



Fuente: Elaboración propia con datos diversos, Empower 2023.



Como muestra la Gráfica 6, el 42.27% (12,413.88 millones USD) de las inversiones privadas se concentró en terminales LNG. Brasil lideró este segmento de LNG con más de la mitad de los financiamientos (6,622.43 millones USD). México se posicionó en el segundo lugar con 4,415.46 millones USD. En el tercer puesto se encuentra Chile con 850 millones USD. Salvo el caso mexicano, donde existe una estrategia del gobierno para importar gas estadounidense y luego exportarlo a los mercados de Europa y Asia, las terminales de LNG importan gas para suministrar a centrales de electricidad.

La construcción de gasoductos ocupó el 32.78% (9,627.07 millones USD) de las inversiones privadas. México acaparó el 93.66% (9,017.07 millones USD) de las inversiones en gasoductos, principalmente por su dependencia de exportaciones de gas estadounidense para satisfacer su demanda nacional¹³⁸.

Las centrales eléctricas alimentadas por gas acapararon el 16.96% (4,981 millones USD) de todas las inversiones detectadas en el desarrollo de proyectos impulsados por el sector privado. Brasil lidera este sector con el 40.87% de las inversiones (2,622.16 millones USD), México está en el segundo puesto con 2,465.2 millones USD y Colombia se encuentra en el tercer sitio con 509 millones USD.

Por último, los campos de producción de gas acumularon el 7.97% (2,343.28 millones USD) de las inversiones privadas, siendo desarrollados en Argentina, Brasil, Perú y México.

El hecho de que el 93.61% (27,033.35 millones USD) de las inversiones privadas se concentra en terminales LNG, centrales eléctricas y gasoductos indica que las empresas privadas desarrollan proyectos en segmentos de distribución y transportación (*midstream*), como una forma de evitar los altos costos en tiempo y dinero asociados al desarrollo de campos gasíferos. Además, los campos de gas son activos estratégicos para la matriz energética nacional, por lo que su desarrollo es dominado por empresas estatales o controladas por los gobiernos nacionales. A continuación se analizan los proyectos gasíferos desarrollados por empresas privadas que tuvieron inversiones en cada uno de los segmentos de análisis.

5.3.1 Sector privado en México

El sector privado en México invirtió en total 16,764.13 millones USD en el desarrollo de 12 proyectos gasíferos. La construcción de gasoductos acaparó el 58.77% de los financiamientos (9,017.07 millones USD). La expansión de las inversiones privadas en la red de ductos en México se debe a las bajas reservas de gas natural del país¹³⁹, que han sido cubiertas con gas estadounidense,

¹³⁶ “Venezuela, Trinidad to meet again in June to discuss Drango gas project”, Reuters, mayo 2023, www.reuters.com/article/trinidadtobago-venezuela-gas-idUSL1N37M2R3.

¹³⁷ “Timeline-EU list of non-cooperative jurisdictions”, Unión Europea, junio 2023, www.consilium.europa.eu/en/policies/eu-list-of-non-cooperative-jurisdictions/timeline-eu-list-of-non-cooperative-jurisdictions; “Council conclusions on the revised EU list of non-cooperative jurisdictions for tax purposes”, Unión Europea, 14 febrero 2023, data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-6375-2023-INIT/en/pdf; y, “Global Forum annual reports”, OCDE, 2023, www.oecd.org/tax/transparency/documents/global-forum-annual-report-2022.pdf.

¹³⁸ “Reservas de gas en México”, Consejo Nacional de Humanidades, Ciencias y Tecnologías (CONAHCYT), 2023, <https://energia.conacyt.mx/planeas/hidrocarburos/reservas-gas>; y, “U.S. Natural Gas Exports and Re-Exports by Country (Volumes in Million Cubic Feet, Prices in Dollars per Thousand Cubic Feet)”, EIA, 2022, www.eia.gov/dnav/ng/ng_move_imp_c_s1_a.htm.

¹³⁹ “Reservas de gas en México”, CONAHCYT, 2023, <https://energia.conacyt.mx/planeas/hidrocarburos/reservas-gas>.

por lo que, en 2021, México se convirtió en el principal importador de gas de Estados Unidos¹⁴⁰. Todos los gasoductos analizados fueron licitados por la CFE como parte de una política nacional de contratos para el suministro de gas¹⁴¹.

La empresa con mayor peso en la construcción de gasoductos en México es la canadiense TC Energy, con cuatro gasoductos terrestres y submarinos que suman 2,181 kilómetros, a través de los que se interconectan la producción de las cuencas de Texas, en Estados Unidos (Gasoducto Sur de Texas-Tuxpan), con la producción de los campos de Pemex (Gasoductos Tuxpan-Coatzacoalcos, en construcción)¹⁴².

TC Energy ha financiado sus gasoductos por medio de un cóctel de deuda corporativa, *equity* y préstamos. En el gasoducto marítimo Sur de Texas-Tuxpan, que TC Energy desarrolló conjuntamente con la estadounidense Sempra, en 2017 ambas emitieron deuda corporativa por 1,803 millones USD¹⁴³. En septiembre de 2022, Sempra y TC Energy refinanciaron la deuda de dicho gasoducto con un préstamo por 1,560 millones USD con 10 bancos comerciales, entre ellos Citigroup, Scotiabank, Mizuho Financial Group BBVA y Sumitomo Mitsui Financial Group¹⁴⁴. Los otros tres gasoductos (Tuxpan Coatzacoalcos, Tuxpan-Tula y Tula-Villa de Reyes) aún no entran en operaciones (en construcción o parados por conflictos sociales). En 2022, TC Energy emitió deuda corporativa y vendió *equity* a la CFE para completar los financiamientos de estos ductos. Por su parte la CFE se comprometió a resolver los conflictos sociales con las comunidades afectadas¹⁴⁵.

El siguiente mapa muestra la importancia de los gasoductos desarrollados por TC Energy en la matriz energética mexicana. En él se puede observar como están conectados con los principales campos desarrollados por Pemex, además de que abastecen al centro-norte del país con el gas importado de Texas.

Otra de las obras de transportación de gas más importantes de México es el gasoducto Nueces-Brownsville, licitado por la CFE en 2016 para desarrollar un gasoducto en Texas que proveyera gas al Gasoducto Sur de Texas-Tuxpan. Entre 2016-17, Spectra Energy Corp., absorbida en 2016 por la canadiense Enbridge, Inc., invirtió 1,500 millones USD de sus propios ingresos para financiar este proyecto¹⁴⁶.

¹⁴⁰ “U.S. Natural Gas Exports and Re-Exports by Country (Volumes in Million Cubic Feet, Prices in Dollars per Thousand Cubic Feet)”, EIA, 2023, www.eia.gov/dnav/ng/ng_move_expc_s1_a.htm.

¹⁴¹ “CFE Corporativo Desempeño de la CFE en el Transporte y Suministro de Gas Natural Auditoría de Desempeño: 2018-6-90UJB-07-0502-2019 502-DE”, Auditoría Superior de la Federación (ASF), 2021, www.asf.gob.mx/Trans/Informes/IR2018b/Documentos/Auditorias/2018_0502_a.pdf.

¹⁴² “Activos”, TC Energía, 2023, www.tcenergia.com/activos.

¹⁴³ “Annual Report 2019”, Infraestructura Energética Nova, S.A.B. de C.V., 2020, <https://ienova.gcs-web.com/static-files/0288adc7-7736-4ccd-b8ee-bddbd1959afb>. Págs. 212-304.

¹⁴⁴ “Sur de Texas-Tuxpan (Marino) Gas Pipeline (769KM) Refinancing 2022”, IJGlobal, 2023, <https://share.mayfirst.org/s/i7s6PtPz-JW55yww>.

¹⁴⁵ “La CFE realiza una alianza estratégica con las empresas TC Energía y New Fortress Energy Corporation”, BMV, julio 2022, www.bmv.com.mx/docs-pub/visor/visorXbrl.html?docins=../eventemi/eventemi_1204139_1.zip#/visorXbrl; y, “TC Energy and Mexico’s Comisión Federal de Electricidad announce a first-of-its-kind strategic partnership to develop world-class energy infrastructure in Mexico”, TC Energy, agosto 2022, www.tcenergia.com/announcements/2022-08-04-tc-energy-and-mexicos-comision-federal-de-electricidad-announce-a-first-of-its-kind-strategic-partnership.

¹⁴⁶ “SpectraEnergyReportSecondQuarter2016Results”, SEC, 2016, www.sec.gov/Archives/edgar/data/1373835/000119312516670150/d235574dex991.htm.

Otro de los grandes proyectos de LNG en México es el hub de Tamaulipas, integrado por múltiples unidades FLNG que se instalarán en las costas del Estado de Tamaulipas (Golfo de México) y obtendrán gas del gasoducto Sur de Texas-Tuxpan (desarrollado por TC Energy) para importar gas de Estados Unidos a México y luego reexportarlo¹⁵⁰. Este proyecto es desarrollado por la empresa estadounidense New Fortress Energy (NFE) y podría contar con una participación minoritaria de la CFE (alianzas estratégicas). Entre 2020-22, NFE recibió de la empresa de *private equity* Apollo Global Management, Inc. 2,650 millones USD en créditos y *equity* para crear Energos Infrastructure Management, LLC, un *joint venture* encargado de desarrollar FLNGs en el que Apollo tiene una participación del 80%¹⁵¹. Aunque NFE no ha especificado que este dinero vaya a sus proyectos en México, la creación de Energos se dio en el contexto en que NFE se posicionaba como un actor clave de la infraestructura gasífera de México¹⁵² y en América Latina, ya que también desarrolla proyectos en Brasil, como se verá más adelante.

Existen terminales LNG en proceso de construcción, como la Terminal México Pacífico ubicada en el Estado de Sonora¹⁵³. La construcción de este proyecto fue anunciada por el presidente Andrés Manuel López Obrador, en mayo de 2023, con una inversión estimada de 14,000 millones USD¹⁵⁴. Aunque el proyecto no ha cerrado una decisión final de inversión, ya cuenta con contratos de compraventa con ExxonMobil, Shell y ConocoPhillips (NYSE:COP) que planean exportar gas estadounidense al mercado asiático¹⁵⁵.

5.3.2 Sector privado en Brasil

El sector privado brasileño se coloca en la segunda posición con 19 proyectos gasíferos que generaron inversiones por 9,441.09 millones USD. La mayoría de las inversiones de Brasil (6,622.43 millones USD) se localizan en el segmento de proyectos de LNG (terminales marítimas y centrales eléctricas alimentadas por LNG).

El proyecto que recibió mayores inversiones fue el Complejo Porto Sergipe I (2,703 millones USD), integrado por la terminal marítima Sergipe FLNG, que abastece a una planta eléctrica responsable de generar el 15% de la demanda eléctrica del noreste de Brasil.¹⁵⁶ Originalmente,

¹⁵⁰ “NFE Announces Agreement with CFE to Expand Supply of Natural Gas to Baja, Build Offshore LNG Hub Near Altamira”, NFE, 5 julio 2022, ir.newfortressenergy.com/news-releases/news-release-details/nfe-announces-agreement-cfe-expand-supply-natural-gas-baja-build; y, “New Fortress Energy Receives Mexico Export Authorization For Altamira Fast LNG Project”, NFE, 2 junio 2023, ir.newfortressenergy.com/news-releases/news-release-details/nfe-announces-agreement-cfe-expand-supply-natural-gas-baja-build.

¹⁵¹ En esta transacción NFE vendió a Apollo ocho buques a cambio de efectivo y otros tres buques a cambio de su participación accionaria en Energos. Energos opera en México el buque Energos Grand, alojado en la terminal LNG de Pichilingüe de Baja California. En: “New Fortress, Inc. Form 10-Q”, SEC, septiembre 2022, <https://ir.newfortressenergy.com/static-files/9cc15c00-161d-46e8-bf8d-04ee00c097a0>. Págs. 13-41; y “Our fleet”, Energos, Op.Cit.

¹⁵² “NFE Announces Agreement with CFE to Expand Supply of Natural Gas to Baja, Build Offshore LNG Hub Near Altamira”, NFE, 5 julio 2022, ir.newfortressenergy.com/news-releases/news-release-details/nfe-announces-agreement-cfe-expand-supply-natural-gas-baja-build.

¹⁵³ “Mexico Pacific”, MPL, mexicopacific.com/esp.

¹⁵⁴ “Mexico Pacific to pump \$14 billion into pipeline, plant”, Reuters, 2 mayo 2023, www.reuters.com/business/energy/mexico-president-sees-14-bln-investment-mexico-pacific-pipeline-liquefaction-2023-05-03.

¹⁵⁵ “Mexico Pacific y Shell firman tercer acuerdo a largo plazo de compraventa de GNL”, MPL, 27 marzo 2023, <https://mexicopacific.com/esp/mexico-pacific-and-shell-sign-third>; y, “México Pacífico y ExxonMobil firman acuerdos de compraventa de GNL a largo plazo”, MPL, 7 febrero 2023, <https://mexicopacific.com/esp/mexico-pacific-and-exxonmobil-execution-of-long-term-lng-sales-and-purchase-agreements>.

¹⁵⁶ “Hub Sergipe”, Eneva, 2023, <https://eneva.com.br/nossos-negocios/geracao-de-energia/ute-porto-de-sergipe-i>.

el proyecto fue desarrollado por Golar Power Participações, S.A., mediante préstamos y una emisión de bonos en la que Goldman Sachs fue subscriptor de 965 millones USD. En 2021, New Fortress Energy compró el proyecto¹⁵⁷ y, en 2022, se lo vendió a Eneva, que asumió la deuda corporativa de Complejo Porto Sergipe I¹⁵⁸.

Eneva ha financiado, mediante deuda corporativa (emisión de bonos), *equity* y préstamos, otros tres proyectos de gas en Brasil por 2,178.13 millones USD. Se trata de las centrales eléctricas de ciclo combinado Jaguatirica II y Complejo Parnaíba, así como el campo de gas Azulão, localizado en la cuenca del Amazonas. Entre los principales prestamistas de estos proyectos se encuentran tres bancos controlados por el Estado brasileño: el banco de desarrollo Banco do Nordeste do Brasil (277.74 millones USD) y los bancos comerciales Banco da Amazônia (179 millones USD) y Banco do Brasil (70 millones USD)¹⁵⁹.

Otra de las grandes inversiones de Brasil es el Complejo GNA, con financiamientos por 2,306 millones USD. Este proyecto está integrado por cuatro centrales eléctricas alimentadas por una FLNG (FGNL Porto do Açu) y es desarrollado por Gás Natural Açu Infraestructura, S.A., *joint venture* entre BP Plc., Siemens (XTRA:SIE), Prumo Logística, S.A. y la State Power Investment Corporation of China (a través de su subsidiaria, SPIC Brasil)¹⁶⁰. El proyecto ha sido financiado mediante la emisión de bonos de Gás Natural Açu Infraestructura y varios préstamos con el sector bancario brasileño e internacional. La mayor inversión estuvo a cargo del BNDES, que, entre 2018-21, entregó 1,263 millones USD en dos préstamos y fungió como suscriptor de bonos de la emisión de Gás Natural Açu Infraestructura, en la que también adquirió el 30% de los bonos¹⁶¹.

Portocem es un proyecto en desarrollo, con fecha estimada de inicio en 2026, que contempla una FLNG (Portocem FLNG) que alimentará a la central de ciclo combinado Usina Termoeléctrica Portocem. La empresa a cargo del proyecto es Portocem Geração de Energia Ltda., subsidiaria de la estadounidense Ceiba Energy LLC. Entre 2021-22, el fondo estadounidense de *venture capital* Denham Capital Management LP invirtió 1,000 millones USD en *equity* de Portocem, luego de que Ceiba ganara la licitación para proveer electricidad en Brasil por 15 años¹⁶². También es relevante el proyecto Novo Bacarena, desarrollado por la estadounidense New Fortress Energy. Se localiza en el puerto de San Francisco y se compone por la Gas Sul FLNG, que alimenta a

¹⁵⁷ “New Fortress Energy Acerta compra de ativo da Golar Power no Brasil em operação de US\$5 bi”, EPBR, 2021, <https://epbr.com.br/new-fortress-energy-acerta-compra-de-ativos-da-golar-power-no-brasil-em-operacao-de-us-5-bi>.

¹⁵⁸ “Formulário de Referência. Versão:2”, Eneva, S.A., 2023, <https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/6c663f3b-ae5a-4692-81d3-ab23ee84c1de/8cce54ba-1a2c-a6dc-27b9-96d59990b63a?origin=1>. Pág. 214.

¹⁵⁹ “Listagem de Órgãos”, Gobierno Federal de Brasil, Op.Cit.

¹⁶⁰ “About us”, Gás Natural Açu, 2023, www.gna.com.br/en/gna/about-us.

¹⁶¹ Otras instituciones que han participado en financiar este proyecto son: la Corporación Financiera Internacional (CFI) del Banco Mundial, que asignó un préstamo en 2019 por 288 millones; los bancos comerciales brasileños BTG Pactual, Bradesco y ABC Brasil y BNP Paribas de Francia, que en 2021 participaron como bond arrangers en la emisión de bonos por 345 millones USD de Gás Natural que se usaron para refinanciar la deuda contraída con la CFI de 2019. En: “Operações contratadas na forma direta e indireta não automática”, BNDES, 2023, www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/transparencia/centraldedownloads; “Gas Natural Acu”, CFI, 2019, <https://disclosures.ifc.org/project-detail/SII/40314/gas-natural-acu>; y, “GNA I CCGT Power Plant (1338MW) Bond Refinancing 2021”, IJGlobal, 2021, <https://share.mayfirst.org/s/9EJpfH9zNDe8o4w>.

¹⁶² “Ceiba Energy wins PPA for its 1.6GW Portocem project in Brazil”, Denham Capital, 2022, www.denhamcapital.com/news-article/ceiba-energy-wins-ppa-for-its-1-6gw-portocem-project-in-brazil; y, “Acquisition of Stake in Ceiba Energy”, IJGlobal, 2021, <https://share.mayfirst.org/s/AiBf9zHsWpd5Bkj>.

la central eléctrica Novo Tempo Bacarena¹⁶³. NFE es un jugador importante en la industria del gas, ya que en México tiene varios proyectos de desarrollo de terminales LNG. Para desarrollar Novo Bacarena, NFE ha emitido deuda corporativa por aproximadamente 278 millones USD¹⁶⁴.

Es importante señalar que la mayor parte del financiamiento al sector privado para desarrollar proyectos gasíferos en Brasil (31.97%, igual a 5,535.02 millones USD) provino de instituciones brasileñas (banca comercial e inversión y empresas privadas), incluido el BNDES que aportó 1,754.35 millones USD, equivalente al 10.13% del total de financiamientos del sector privado en ese país.

5.3.3 Sector privado en Argentina

El sector privado argentino desarrolla cuatro proyectos en la industria de gas —una central de ciclo combinado, un gasoducto y dos campos de gas— que suman inversiones equivalentes al 20.43% de los financiamientos totales en ese país (1,420.4 millones USD).

La empresa argentina Pampa Energía, S.A. (BASE:PAMP) desarrolla dos proyectos mediante inversiones por 570.4 millones USD realizadas a través de su deuda corporativa. El primero es el campo de gas Mangrullo, localizado en el yacimiento de Vaca Muerta, provincia de Neuquén (220.4 millones USD). El segundo es la central de ciclo combinado Genelba, en Buenos Aires (350 millones USD)¹⁶⁵, que provee el 2.9% de la capacidad de producción eléctrica de todo el sector eléctrico argentino¹⁶⁶.

El campo de gas Fortín de Piedra también se localiza en Vaca Muerta y es el segundo mayor proyecto en inversiones privadas en Argentina (500 millones USD). Este campo es desarrollado por Tecpetrol, S.A., subsidiaria de Grupo Techint¹⁶⁷, y para su financiamiento se emitieron bonos, siendo Banco Santander, BBVA, Citigroup y JP Morgan los *bond arrangers*¹⁶⁸. Por último, se encuentra la propuesta para desarrollar un gasoducto LNG (aún sin nombre) entre la empresa Transportadora de Gas del Sur, S.A., subsidiaria de Pampa Energía¹⁶⁹, y Tecpetrol. Para este proyecto se identificó una carta de la ECA estadounidense, Overseas Private Investment Corporation (OPIC), por 350 millones USD¹⁷⁰. Sin embargo, reportes de prensa señalan que acusaciones contra Techint por vínculos con *Lava Jato* podrían detener esta inversión¹⁷¹. No

¹⁶³ “Terminal Gas Sul”, TGS, 2023, www.terminalgassul.com.br.

¹⁶⁴ Los valores de la cifra de Tenege fueron al tipo de cambio en curso, agosto 2023. En: “New Fortress, Inc. Form 10-Q”, SEC, Op.Cit.; y, “Tenege inicia la construcción de Terminal de Gas en Santa Catarina”, Tenege, 2021, www.tenege.com/es/noticias/tenenge-inicia-la-construccion-de-terminal-de-gas-en-santa-catarina-0.

¹⁶⁵ “Genelba Gas-Fired Power Plant Expansion (364MW)”, IJGlobal, 2019, <https://share.mayfirst.org/s/bxSGM2K3iiwSL8g>.

¹⁶⁶ “Memoria y Estados Financieros 2022”, Pampa Energía, 2023, <https://ri.pampaenergia.com/wp-content/uploads/sites/18/2023/04/PESA-Memoria-Anual-2022-EXE-Edicion-Especial.pdf>. Pág. 59.

¹⁶⁷ Tecpetrol anuncia propuesta para adquirir Alpha Lithium Corporation”, Tecpetrol, 2023, www.tecpetrol.com/es/noticias/2023/press-release.

¹⁶⁸ “Tecpetrol Bond Facility”, IJGlobal, 2017, <https://share.mayfirst.org/s/XqLxCPXmqnLdHZq>.

¹⁶⁹ “Memoria y Estados Financieros 2022”, Pampa Energía, Op.Cit.

¹⁷⁰ “OPIC CEO Signs Letters of Interest in Argentina”, U.S. International Development Finance Corporation, 2018, www.dfc.gov/media/opic-press-releases/opic-ceo-signs-letters-interest-argentina.

¹⁷¹ “Causas de corrupción podrían impedir inversiones estadounidenses en empresas argentinas”, Buenos Aires Negocios BAE, 2018, www.baenegocios.com/politica/Causas-de-corrupcion-podrian-impedir-inversiones-estadounidenses-en-empresas-argentinas-20181221-0008.html; y, “Lava Jato: Cerraron una causa contra Techint en Argentina por operaciones de sobornos transnacionales en Brasil”, Infoabae, julio, 2022, www.infoabae.com/politica/2022/07/19/lava-jato-cerraron-una-causa-contra-techint-en-argentina-por-operaciones-de-sobornos-transnacionales-en-brasil.



se localizó información que confirmara que el acuerdo entre Tecpetrol-Transportadora de Gas del Sur y OPIC fuera cancelado.

5.3.4 Sector privado en Colombia

En Colombia se detectaron inversiones por 930.03 millones USD en 11 proyectos, todos privados¹⁷². Esta cifra representa apenas el 1% de las inversiones totales analizadas. El mayor financiamiento fue realizado para la ampliación de la planta de generación de electricidad Termocandelaria, donde se invirtieron 266 millones USD. La empresa dueña de este proyecto es Termocandelaria S.C.A. E.S.P., subsidiaria de Termocandelaria Power, S.A. (Islas Caimán), que, en 2019, emitió bonos por 186 millones USD, siendo los bancos comerciales JPMorgan Chase & Co. (NYSE:JPM) y Scotiabank los que colocaron estos bonos¹⁷³.

El segundo lugar en inversiones privadas en Colombia (225 millones USD)¹⁷⁴ es el proyecto Puerto Solo, que incluye una terminal FLNG de importación de gas desde la costa de Estados Unidos por el Golfo de México, así como la central de ciclo combinado Termosolo¹⁷⁵. Este proyecto es desarrollado por la estadounidense SeaOne Holdings, LLC con deuda corporativa¹⁷⁶.

La planta Termoeléctrica El Tesorito, localizada en el departamento de Córdoba, es el tercer proyecto con mayores inversiones en Colombia por 180.4 millones USD. La central es desarrollada por Termoeléctrica El Tesorito, S.A.E.S.P., un *joint venture* entre las empresas colombianas Celsia, S.A.E.S.P. (subsidiaria de Grupo Argos, S.A.), Proeléctrica & CIA, S.C.A E.S.P. y Canacol Energy Ltd (TSX:CNE). En 2019, Celsia pagó 6 millones USD a Proeléctrica, por una participación de *equity* del 58% de este proyecto¹⁷⁷. Dos años después (2021), Canacol se sumó al proyecto con un pago de 4.4 millones USD en *equity*¹⁷⁸. En 2021, Celsia obtuvo un préstamo de 170 millones USD de los bancos comerciales Sumitomo Mitsui Banking Corporation y Banco Santander¹⁷⁹.

En el caso colombiano es importante destacar algunos proyectos de gran relevancia para los que no se identificaron grandes transacciones financieras. El primero es el gasoducto Noroccidente (gasoducto Medellín), el cual tiene un costo estimado de 450 millones USD y está en manos de la empresa privada china Shanghai Engineering and Technology Corp, que adquirió dicho gaso-

¹⁷² Los proyectos investigados con inversiones son: dos gasoductos, tres terminales LNG y seis centrales de ciclo combinado.

¹⁷³ “Termocandelaria Gas-Fired Power Plant (314MW) Conversion and Expansion”, IJGlobal, 2020, <https://share.mayfirst.org/s/sPnkNgbET5x5js4>.

¹⁷⁴ “Colombian National Infrastructure Agency Grant 30-year Port Concession to Seaone Holdings”, SeaOne, 10 febrero 2021, seaone.com/public/downloads/e2fbl/Final%20Press%20Release_Port%20Concession%20Granted%20to%20SeaOne%20Holdings.pdf. Pág. 2.

¹⁷⁵ “Business Development”, SeaOne Holdings LLC., 2023, <https://seaone.com/development>; y, “Gobierno Nacional otorga la concesión portuaria a Puerto Solo y da vía libre a su construcción en Buenaventura”, Agencia Nacional de Infraestructura (ANI), Gobierno de Colombia, 2021, www.ani.gov.co/gobierno-nacional-otorga-la-concesion-portuaria-puerto-solo-y-da-libre-su-construccion-en.

¹⁷⁶ “Colombian National Infrastructure Agency Grant 30-year Port Concession to Seaone Holdings”, SeaOne, Op.Cit.

¹⁷⁷ “Celsia pushes on whith Tesorito in Colombia”, IJGlobal, 2020, <https://share.mayfirst.org/s/riG8SMRHKSqpQIL>.

¹⁷⁸ “Estados financieros Consolidados, diciembre 31 de 2022”, Canacol Energy, 2023, https://canacolenergy.com/site/assets/files/3819/cne_financial_statements_diciembre_31_2022.pdf. Pág. 18.

¹⁷⁹ “Celsia. Teleconferencia de resultados segundo trimestre de 2022”, Celsia, 2022, www.celsia.com/wp-content/uploads/2021/01/Guion-2T2022.pdf. Pág. 2.

ducto de la empresa Canacol Energy¹⁸⁰. Aunque únicamente se ha identificado un préstamo por 75 millones USD¹⁸¹, este gasoducto es clave, ya que conectará los yacimientos de gas de Jobo con las principales ciudades del país. Un caso similar es el de la terminal Aguadulce, ubicada en la Bahía de Buenaventura, que tiene un costo estimado de 749 millones USD, pero sólo se localizó una transacción por 990.5 mil USD¹⁸². El proyecto está integrado por una terminal marítima de importación de gas LNG y una planta de energía eléctrica alimentada con gas diseñada para proveer energía a la región sur y central de Colombia¹⁸³.

5.3.5 Sector privado en Chile

En Chile sólo se localizó un proyecto desarrollado por el sector privado con 850 millones USD, igual al 87.62% de las inversiones identificadas en ese país. Se trata de Octopus, integrado por la central termoeléctrica El Campesino, ubicada en la comuna de Bulnes, y La terminal FLNG Penco-Lirquén, localizada en Bahía de la Concepción. La central el Campesino es desarrollada por Generadora Metropolitana, S.p.A., un *joint venture* entre el grupo chileno AME y Electricité de France, S.A. (EDF)¹⁸⁴. En el caso de la terminal LNG, fue desarrollada por Cheniere Energy, Inc. (NYSEAM:LNG) para exportar gas de Texas a Chile¹⁸⁵. Sin embargo, esta terminal está parada desde 2017 por problemas con las comunidades locales¹⁸⁶. El financiamiento para El Campesino y la FLNG correspondió a un préstamo sindicado por 850 millones USD, aprobado en diciembre de 2018, en el que participaron, entre otros, los bancos comerciales Société Générale Société, BNP Paribas, S.A. y Crédit Agricole Group (ENXTPA:ACA) de Francia, con 255 millones USD, y los bancos comerciales japoneses Mitsubishi UFJ Financial Group, Inc (TSE:8306) y Sumitomo Mitsui Financial Group, que aportaron conjuntamente 170 millones USD¹⁸⁷.

5.3.6 Sector privado en Perú

En Perú el sector privado realizó inversiones en cuatro proyectos (dos campos de gas y dos centrales eléctricas) por 658 millones USD, igual al 0.72% de las inversiones totales detectadas. Los campos son los lotes 56 y 88 del yacimiento Camisea, el cual es responsable del 95.14% de la producción de gas natural de Per ¹⁸⁸. La empresa encargada del desarrollo de estos lotes es el

¹⁸⁰ “Conferencia Telefónica sobre el Contrato de EPM y el Proyecto del Gasoducto de Medellín”, Canacol Energy, 30 agosto 2021, canacolenergy.com/site/assets/files/3648/08-31-21-canacol_energy_20210830_400pme_-_traduccion.pdf. Pág. 3; y, “Consolidated Financial Statements”, Canacol Energy, 31 diciembre 2022, canacolenergy.com/site/assets/files/3819/cne_financial_statements_dec_31-_2022_final.pdf. Pág. 16.

¹⁸¹ Se trata de un préstamo sindicado de Cana, del cual ocupó únicamente 25 millones USD antes de vender el proyecto.

¹⁸² Una aportación de la Agencia de Desarrollo y Comercio del Gobierno estadounidense (USTDA) para el desarrollo de su estudio de factibilidad. Ver: “Request for proposals. Feasibility study for the Aguadulce LNG Terminal and Power Plant Project in Colombia”, USTDA, 2020, <https://web.archive.org/web/20210622083308/https://www.ustda.gov/wp-content/uploads/RFP-COL-202051013A.pdf>. Pág. 19.

¹⁸³ *Ibíd.*

¹⁸⁴ “Quiénes somos”, Generadora Metropolitana, 2023, <https://generadora.cl/nosotros/quienes-somos>.

¹⁸⁵ “Cheniere Marketing and Central El Campesino Sign 20-Year LNG Sale and Purchase Agreement”, Cheniere Energy, 2015, <https://lngir.cheniere.com/news-events/press-releases/detail/138/cheniere-marketing-and-central-el-campesino-sign-20-year>.

¹⁸⁶ Aunque la terminal LNG perdió su permiso ambiental, la central El Campesino continúa presentándose como proyecto vigente. En: “Proyectos”, Generadora Metropolitana, <https://generadora.cl/instalaciones/proyectos>.

¹⁸⁷ “Octopus LNG”, IJGlobal, 2016, <https://share.mayfirst.org/s/MLk5RmcQ6a6XpCJ>.

¹⁸⁸ “Estadística anual de hidrocarburos 2022”, Perupetro, Op.Cit. Pág. 35.

Consortio Camisea¹⁸⁹. En abril de 2018, Credicorp Capital Servicios Financieros, S.A. y el Banco de Crédito del Perú, S.A., subsidiarias de Credicorp, Ltd.¹⁹⁰, otorgaron un préstamo por 40 millones USD a Pluspetrol Camisea, S.A. para el desarrollo de los mismos bloques¹⁹¹ y, en septiembre del mismo año, Scotiabank otorgó un préstamo al Consocio Camisea por 150 millones USD¹⁹².

Estos lotes a su vez suministran gas a la Central Termoeléctrica Santo Domingo de los Olleros, localizada en Lima¹⁹³, otro de los proyectos del sector privado en Perú. Su desarrollo está a cargo de Kallpa Generación, S.A., subsidiaria de Nautilus Inkia Holdings LLC (Islas Caimán)¹⁹⁴, que, en 2019, recibió un préstamo de Credicorp y el Banco del Crédito de Perú por 148 millones USD. La segunda central, también localizada en Lima y desarrollada por Kallpa Generación, es la Termoeléctrica Las Flores¹⁹⁵. El 94.86% (624 millones USD) de los recursos para estos proyectos fueron créditos (incluidos refinanciamientos) otorgados por The Bank of Nova Scotia, de Canadá (Scotiabank), y la empresa con sede en Bermudas, Credicorp, Ltd.¹⁹⁶.

5.3.7 Sector privado en República Dominicana

En este país se identificaron transacciones financieras para dos proyectos desarrollados por el sector privado por 235 millones USD, igual al 0.25% de los financiamientos identificados. Se trata del Gasoducto del Este y la ampliación de la terminal LNG AES Andrés. El Gasoducto del Este fue desarrollado en 2019 por Energía Natural Dominicana, S.R.L. (EnaDOM), un *joint venture* entre AES Corporation (NYSE:AES) y Energas, filial de InterEnergy¹⁹⁷, y conecta la terminal LNG AES Andrés, propiedad de AES Corporation, con varias centrales termoeléctricas reconvertidas a gas natural¹⁹⁸. La fuente de financiamiento para el gasoducto fue *equity* por 55 millones USD de AES Corporation¹⁹⁹.

¹⁸⁹ Consortio conformado por Pluspetrol, S.A., de Argentina; Tecpetrol, subsidiaria del Grupo Techint; Hunt Oil Company, de Canadá; la empresa estatal de Argelia, Sonatrach, S.P.A.; y Repsol S.A. En: “Qué es Camisea”, Camisea Energía, 2023, <https://camiseaesenergia.pe/que-es-camisea>; y “Modificación del Contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote 88”, Ricardo Fernandini, Notario de Lima, 2014, www.perupetro.com.pe/wps/wcm/connect/corporativo/918ad1b8-fdf5-4232-ba55-16f902bcd613/L+88-11.pdf?MOD=AJPERES.

¹⁹⁰ “Annual Report, 2022. Form 20-F. Credicorp”, SEC, 2023, credicorp.gcs-web.com/static-files/ba613c63-21c0-4e9f-90e6-ee357bbbd145. Págs. 10-240.

¹⁹¹ “Scotiabank otorga financiamiento bilateral a Pluspetrol Camisea”, Lexlatin, 21 octubre 2018, lexlatin.com/noticias/scotiabank-otorga-financiamiento-bilateral-pluspetrol-camisea.

¹⁹² “Scotiabank otorga financiamiento bilateral a Pluspetrol Camisea”, Lexlatin, Op.Cit.

¹⁹³ “Central Térmica Santo Domingo de los Olleros”, Termochilca, 2023, www.termochilca.com/la-planta/#:~:text=La%20Central%20T%C3%A9rmica%20Santo%20Domingo,transmisi%C3%B3n%20del%20Sistema%20Interconectado%20Nacional.

¹⁹⁴ “About the Company”, Nautilus Inkia Holdings LLC, 2018, <https://inkiaenergy.com/wp-content/uploads/2019/09/INKENE-MDA-FS-Q3-2018.pdf>.

¹⁹⁵ “Management’s Discussion and Analysis of Financial Condition and Results of Operations”, Kallpa Generación, 20 junio 2019, inkiaenergy.com/wp-content/uploads/2019/09/KALLPA-MDA-FS-Q2-2019.pdf. Pág. 2.

¹⁹⁶ “Annual Report, 2022. Form 20-F. Credicorp”, SEC, Op.Cti.

¹⁹⁷ “Portafolio”, Interenergy, 2023, https://interenergy.com/operations_locations/energass.

¹⁹⁸ “Energas realiza encendido de 300 MW a gas natural en San Pedro de Macorís”, ENE Digital, octubre 2020, <https://n.com.do/2020/10/29/energass-realiza-encendido-de-300-mw-a-gas-natural-en-san-pedro-de-macoriss>.

¹⁹⁹ “EAS Corporation. Form 20-F, 2019”, SEC, 2020, www.sec.gov/Archives/edgar/data/874761/000087476121000015/aes-20201231.htm. Págs. 146-.

En conexión con el Gasoducto del Este, EnaDOM inició la ampliación de la terminal AES Andrés para incrementar su capacidad de almacenaje en 120 mil metros cúbicos²⁰⁰. El financiamiento para este proyecto fue un préstamo en 2021 por 180 millones USD, en el que participaron los bancos comerciales Scotiabank (The Bank of Nova Scotia) y el Banco Popular Dominicano, S.A.²⁰¹. Se espera que la ampliación de la terminal LNG AES Andrés concluya en 2023, con una inversión total de 250 millones USD²⁰². Este proyecto es relevante en el contexto dominicano, ya que después de 2021 se reportó un crecimiento de las importaciones de gas natural impulsadas por la generación de energía eléctrica²⁰³. Con estos proyectos EnaDOM busca posicionar al país como un hub de distribución energético dentro del Caribe que se dedicará a la reexportación de gas natural LNG producido en Estados Unidos²⁰⁴. AES Dominicana es uno de los principales operadores de electricidad y uno de los mayores receptores de inversión estadounidense, teniendo hasta diciembre de 2021 una inversión acumulada de 1,300 millones USD²⁰⁵.

²⁰⁰ “Nueva alianza empresarial inaugura el gasoducto del Este”, Hoy, 2019, hoy.com.do/nueva-alianza-empresarial-inaugura-el-gasoducto-del-este.

²⁰¹ “2021 Project & Infrastructure Finance Awards”, LatinFinance, 2021, https://read.nxtbook.com/latinfinance/magazine/2021_q3_q4/pifa_caribbean.html.

²⁰² “Enadom begins the construction of a new Liquid Natural Gas storage tank for US\$250 million”, InterEnergy, 2022, <https://interenergy.com/news/enadom-begins-the-construction-of-a-new-liquid-natural-gas-storage-tank-for-us250-million>.

²⁰³ “Importaciones de GNL a República Dominicana aumentan 26,1% en 2021”, GNL Global, 2022, gnlglobal.com/importaciones-de-gnl-a-republica-dominicana-aumentan-261-en-2021.

²⁰⁴ Mayelin Acosta, “Inauguran Gasoducto del Este, inicia construcción de tanque”, Hoy, diciembre 2019, hoy.com.do/inauguran-gasoducto-del-este-inicia-construccion-de-tanque.

²⁰⁵ “Embajadora de Estados Unidos visita complejo AES Andrés”, AES Dominicana, marzo 2021, www.aesdominicana.com/es/embajadora-de-estados-unidos-visita-complejo-aes-andres-0.



Recomendaciones

El análisis del financiamiento de los proyectos gasíferos en los nueve países de América Latina (2018-23) puso en evidencia la existencia de dos grandes polos de atracción de los flujos financieros: México y Brasil, que conjuntamente concentran el 88.38% de los financiamientos identificados (92,713.32 millones USD). Además de ser potencias económicas en la región, ambos países tienen características que los colocan como nodos estratégicos en la matriz energética latinoamericana y mundial.

En el caso de México, el mayor país con inversiones registradas (53,415.20 millones USD), su posición geográfica lo ha convertido en una puerta de salida para el gas estadounidense, tanto para el mercado mexicano como para su distribución en el mercado europeo y asiático. Este es el objetivo de los principales proyectos identificados en México, como el gasoducto Tuxpan-Coatzacoalcos, a cargo de TC Energy, la ampliación de la terminal LNG Costa Azul, de la alianza Sempra-TotalEnergies, y la construcción de una terminal LNG en las costas de Tamaulipas a cargo de New Fortress Energy.

Las oportunidades para emprender campañas internacionales de incidencia lideradas por la sociedad civil en México podrían centrarse en los proyectos gasíferos que todavía no inician operaciones, como la terminal México Pacific Limited (aún no cuenta con FID), el hub de gas en Tamaulipas y otras terminales LNG que están en proceso de desarrollo. En este sentido, el Gobierno de México también puede ser objeto de presión para hacerle cumplir sus metas de transición energética, como la reducción de gas metano hasta alcanzar en 2024 al menos el 35% en el consumo nacional de energías renovables y limpias²⁰⁶.

En el caso de Brasil todo indica que la meta del Gobierno brasileño será incrementar la extracción de hidrocarburos presal hasta 2034. Pero, aunque el Estado tiene un papel fundamental en financiar y atraer financiamiento a sus proyectos, se puede presionar a los bancos y otros inversionistas para dejar de financiar la infraestructura que sirve para la explotación de campos presal, como en la construcción de infraestructura en buques FPSO.

Cabe recordar que el plan de inversiones 2023-27 de Petrobras, que compromete más de 98 mil millones USD en exploración y producción de hidrocarburos presal, fue aprobado y modificado

²⁰⁶ “Discurso del presidente Andrés Manuel López Obrador en el Foro de las Principales Economías sobre Energía y Acción Climática”, Gobierno de México, junio 2022, www.gob.mx/sre/documentos/discurso-del-presidente-andres-manuel-lopez-obrador-en-el-foro-de-las-principales-economias-sobre-energia-y-accion-climatica.



por el nuevo Gobierno de Luiz Inácio “Lula” da Silva (2023-27)²⁰⁷. Lula se ha manifestado en fechas recientes por estar en contra del “neocolonialismo verde”, que intenta limitar el desarrollo de las reservas presal, por lo que es de suponerse que en su gobierno aumentarán las inversiones en hidrocarburos²⁰⁸. Además, en agosto de 2023, el Gobierno de Lula anunció un nuevo plan de inversiones público-privadas (Pacto de Aceleración del Crecimiento, PAC) por más de 350 mil millones USD²⁰⁹, que es idéntico a la estrategia que usó en sus gobiernos anteriores (2003-10), que llevó a la crisis regional de *Lava Jato*. Sería recomendable seguir las inversiones que hace el Gobierno brasileño en materia de energías verdes e hidrocarburos, identificando a las entidades que participan en estos nuevos proyectos, así como a los políticos y funcionarios públicos que eventualmente se beneficiarían de un nuevo plan de inversión en Brasil, tal y como ocurrió en el pasado con *Lava Jato*.

En el caso de Argentina, que ha movilizado recursos del Estado para construir gasoductos, está en desarrollo un acuerdo inicial entre YPF y Petronas para desarrollar una terminal de exportación del gas de Vaca Muerta. Este proyecto también puede ser objetivo de una campaña de incidencia, ya que se convertiría en la primer terminal LNG de Argentina que exporta gas no convencional. Por otro lado, Vaca Muerta representa una oportunidad para seguir estableciendo campañas de incidencia sobre los peligros de la extracción de hidrocarburos no convencionales. Es importante señalar que, el 24 de agosto de 2023, Argentina fue admitida en el grupo de países de economías emergentes conocido como BRICSA (Brasil, Rusia, India, China y Sudáfrica), que concentra al 40% de la población mundial, 20% del PIB mundial y engloba economías en crecimiento que requieren grandes cantidades de energía²¹⁰. Por lo anterior, sumado a la guerra en Ucrania, que obstaculiza las exportaciones de gas ruso, se puede pensar que Argentina reciba inversión de China y Brasil para completar todas las fases de los gasoductos que conectan con Vaca Muerta y otro tipo de infraestructura, lo que podría eventualmente crear un bloque energético regional con Brasil y China. Sería recomendable continuar investigando las implicaciones de Argentina en los BRICSA y los financiamientos que pudiera desarrollarse en su sector de hidrocarburos.

En el resto de los países, con un bajo nivel de inversión, los proyectos gasíferos están destinados a resolver el abasto de gas natural ante el declive de sus reservas nacionales. Es el caso de Colombia, donde las inversiones se han centrado en la construcción de terminales LNG de importación y centrales de generación de electricidad, mediante las que se busca hacer frente a los problemas de abastecimiento generados por fenómenos meteorológicos, se pueden impulsar campañas con la administración de Gustavo Petro para desincentivar las inversiones en recursos fósiles, como ya ha sucedido cuando se detuvieron las inversiones en el desarrollo de hidrocarburos no convencionales. En Colombia vale la pena continuar las investigaciones para detectar en qué medida se importa gas trinitario y hasta qué punto los Estados Unidos utilizará las terminales que se construyen en

²⁰⁷ “Plano Estratégico, 2023-2027”, Petrobras, S.A., 2023, Op.Cit.

²⁰⁸ “Lula en la cumbre de la Amazonía: no podemos aceptar un neocolonialismo verde”, EFE, agosto 2023, <https://efeverde.com/lula-cumbre-amazonia-no-podemos-aceptar-neocolonialismo-verde>.

²⁰⁹ “Novo PAC: Lula lança programa nesta sexta, e governo prevê R\$1,68 trilhao em investimentos”, Globo, agosto 2023, <https://g1.globo.com/politica/noticia/2023/08/11/novo-pac-lula-lanca-programa-nesta-sexta-e-governo-preve-investir-r-60-bi-por-ano.ghml>.

²¹⁰ “Oficina Regional de la FAO para América Latina y el Caribe”, Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura (FAO), 2018, www.fao.org/americas/noticias/ver/es/c/896248.



México para suministrar gas natural hasta Sudamérica, como una forma de detener el avance de otras hegemonías en la región (especialmente los BRICSA). En este país, Empower podría continuar investigando las implicaciones de las terminales de LNG en México en Colombia.

En Perú, como consecuencia de los procesos iniciados con *Lava Jato* y la inestabilidad política del país, los proyectos como la terminal de Ilo y el gasoducto sur Peruano se encuentran paralizados. Sin embargo, es probable que en los próximos años se reactiven las inversiones en ellos. Por otro lado, este país es el segundo exportador de LNG en la región, por lo que en el corto plazo podría establecerse campañas internacionales para que los clientes de los mercados asiáticos y europeos dejen de incentivar las exportaciones de LNG peruanas. Pero aún más importante es que Perú está iniciando un proceso de transición energética que ha implicado la legislación de nuevas leyes para atraer inversiones en el sector renovable²¹¹. Esta situación ocasiona que sea recomendable examinar las nuevas inversiones para el desarrollo de energía por hidrógeno, solar y eólica y estar monitoreando otros proyectos importantes en el yacimiento Camisea y los gasoducto y terminales LNG que están proyectados.

Es importante subrayar que, en los casos de Chile, Cuba, Trinidad y Tobago y República Dominicana, se identificó un escaso número de transacciones debido a sus bajas reservas de gas. Otra situación que puede explicar las bajas inversiones en el sector gasífero de Chile y Colombia es el contexto de descarbonización de la matriz energética de estos países, que ha traído un aumento en inversiones para las energías renovables. Por ejemplo, Chile ocupa el puesto número 15 a nivel mundial en atracción de inversiones en proyectos renovables²¹². De esta forma se recomienda investigar qué tipo de proyectos se están impulsando en proyectos de energías renovables en Chile y Colombia, como los de la empresa Engie (ENXTPA:ENGI) que, en abril de 2023, anunció un plan de 1,800 millones USD en Chile en proyectos renovables²¹³. En República Dominicana, debido a sus escasa producción y reservas de hidrocarburos, sería recomendable investigar las formas de financiamientos de los proyectos renovables, ya que una meta del Gobierno dominicano es alcanzar el 25% de renovables para el año 2025²¹⁴.

En el caso de Trinidad y Tobago, EITI es un importante avance para conocer la identidad de las empresas que tienen operaciones en ese país, pero todavía existe camino por recorrer para impulsar campañas donde se aborden los impactos de las inversiones de las grandes empresas del sector gasífero. Es decir, no se conocen los impactos que pueden tener en la economía y el medio ambiente global la operación de los pozos gasíferos que Trinidad y Tobago comparte con Venezuela (como campo Dragón), por ejemplo. Tampoco se sabe hasta qué punto las empresas utilizan este país como una forma de ingresar a las reservas venezolanas de hidrocarburos, mien-

²¹¹ “Perú impulsará las inversiones en energías renovables”, World Energy Trade, 2023, <https://web.archive.org/web/20230330140100/www.worldenergytrade.com/energias-alternativas/general/peru-impulsara-las-inversiones-en-energias-renovables>.

²¹² “Chile vuelve al top 15 de los países más atractivos para invertir en renovables”, Forbes, Chile, 2023, <https://forbes.cl/sostenibilidad/2023-07-25/chile-vuelve-al-top-15-de-los-paises-mas-atractivos-para-invertir-en-energias-renovables>.

²¹³ ENGIE invertirá 1,800 millones de dólares en energías renovables en Chile”, Quiminet, 2023, <https://www.quiminet.com/noticias/engie-invertira-1-800-millones-de-dolares-en-energias-renovables-en-chile-4622426.htm>.

²¹⁴ “En República Dominicana, la energía lidera las inversiones extranjeras en los tres primeros meses del año”, PV Magazine, julio 2023, www.pv-magazine-latam.com/2023/07/19/en-republica-dominicana-la-energia-lidera-las-inversiones-extranjeras-en-los-tres-primeros-meses-del-ano.



tras evaden el pago de impuestos o información sobre las cantidades de dinero que ingresan por las ventas de gas. Empower recomienda profundizar sobre las inversiones de las grandes empresas como BP y Shell, entre otras, en Trinidad y Tobago y Venezuela.

Con base en campañas exitosas contra proyectos energéticos en varios países, incluido México²¹⁵, se podría complementar la investigación con documentaciones rigurosas a nivel de proyecto para descubrir irregularidades, ilegalidades, responsabilidades y violaciones de derechos humanos para comprometer a los inversionistas, prestamistas y gobiernos, no sólo de dejar de financiar proyectos que no están contribuyendo al cambio climático, sino también dejar de invertir en proyectos que son impulsados por empresas que violan las leyes y realizan actos de corrupción e desarrollan relaciones con grupos del crimen organizado²¹⁶.

Por último, es importante observar que las inversiones de instituciones japonesas, estadounidenses y de otros países de la OCDE podrían ser sometidas a presión para acatar la Declaración de la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (COP27). A la vez, hay que tomar en cuenta que las mismas líneas de acción del Japan Bank for International Cooperation (JBIC) establecen la continuidad de una política de impulso en inversiones en hidrocarburos de empresas japonesas, y todo parece indicar que seguirá permitiendo el apoyo de proyectos gasíferos desarrollados en el extranjero.

²¹⁵ “Mareña Renovables Wind Project (Mexico) – Compliance Review Report Published After Consideration,” Business & Human Rights Resource Centre, 1 octubre 2016, www.business-humanrights.org/en/latest-news/mare%C3%B1a-renovables-wind-project-mexico-compliance-review-report-published-after-consideration.

²¹⁶ “Vitol mantiene contrato con Pemex; su exdirector general en México fue socio de fallecido operador financiero de Los Zetas”, Aristegui Noticias, junio 2022, <https://aristeguinoticias.com/2306/mexico/vitol-mantiene-contrato-con-pemex-su-exdirector-general-en-mexico-fue-socio-de-fallecido-operador-financiero-de-los-zetas>.



EMPOWER_{LLC}

empowerllc.net