



Capítulo 4.5
La transición energética
y el *offshore* de Uruguay

Imagen generada por Gemini Advanced (2024). Representa una plataforma de producción de hidrógeno a partir de energía eléctrica (electrólisis *offshore*) ubicada dentro de un parque eólico marino.

Capítulo 4.5

La transición energética y el *offshore* de Uruguay

Santiago Ferro,¹ Natalia Blánquez,¹
Cecilia Romeu,¹ Josefina Marmisolle¹ y Juan Tomasini¹

¹ Gerencia de Transición Energética, ANCAP

Introducción¹

A fin de evitar los impactos del cambio climático, el aumento global de la temperatura necesita limitarse a 1,5 °C por encima de los niveles preindustriales (Masson-Delmotte *et al.*, 2019). Para mantener el calentamiento global por debajo de este límite, tal como se exige en el Acuerdo de París, es necesario que se alcance el cero neto de emisiones de gases de efecto invernadero hacia 2050 (Naciones Unidas, 2023c). El sector energético constituye la fuente de cerca de tres cuartos de las emisiones de gases de efecto invernadero en la actualidad (Center for Climate and Energy Solutions, 2023), por lo que la descarbonización del sector energético es clave para lograr este objetivo.

En la figura 1, se puede apreciar que la matriz energética primaria ha cambiado significativamente en los últimos 220 años:

- ha crecido de forma constante, de la mano del incremento de la población global y del crecimiento de la actividad económica y el confort del estándar de vida, y
- ha evolucionado constantemente (ya sea por cuestiones tecnológicas, por disponibilidad de recursos, por políticas o para reducir el impacto ambiental).

Profundizando en el análisis de la gráfica incluida en la figura 1, vemos que inicialmente se consumía sólo biomasa tradicional (leña) y después esta se empezó a sustituir por carbón. La transición de leña a carbón insumió más de 100 años, ya que recién en 1910 la participación del carbón en la matriz energética primaria superó a la de la biomasa tradicional. El petróleo comenzó a notarse en la matriz energética global a mediados del siglo XIX, aunque recién superó al carbón como el principal energético a escala global en los años sesenta, por lo que esta transición también implicó unos 100 años. Sin embargo, el hecho de que el carbón hubiera dejado de ser el principal energético a escala global no implicó que su consumo disminuyera, sino todo lo contrario: hoy día se consume el triple de

¹ Los autores agradecen a Niobe Castelli, originalmente profesora de literatura, ahora dedicada a las artes culinarias, que realizó la corrección del texto de este capítulo con el mismo amor con que nos espera con riquísimas comidas cada fin de semana.

carbón que el que se consumía en los años sesenta. En 1965, los energéticos fósiles (carbón, petróleo y gas natural) representaban el 93,5% de la matriz energética primaria global y en 2021, el 83,1%, pero en valores absolutos el consumo de recursos fósiles se multiplicó 3,36 veces (y el consumo de gas natural se incrementó 6,4 veces). La relación de consumo carbón/gas natural, en términos absolutos, se redujo de 2,56 a 1,1 en ese mismo período 1965-2021. Por otra parte, la energía hidroeléctrica empezó a incidir en la matriz energética primaria desde principios

del siglo XX y la energía nuclear se agregó a la matriz en la década de los sesenta. Recién a comienzos del siglo XXI empieza a notarse en la matriz el impacto de las energías renovables modernas (eólica, solar, geotérmica y biocombustibles). En resumen, el concepto de transición energética no es nuevo, es algo que viene ocurriendo desde que los seres humanos consumimos energía; la matriz global de energía primaria ha cambiado desde siempre e históricamente hemos vivido numerosas transiciones energéticas.

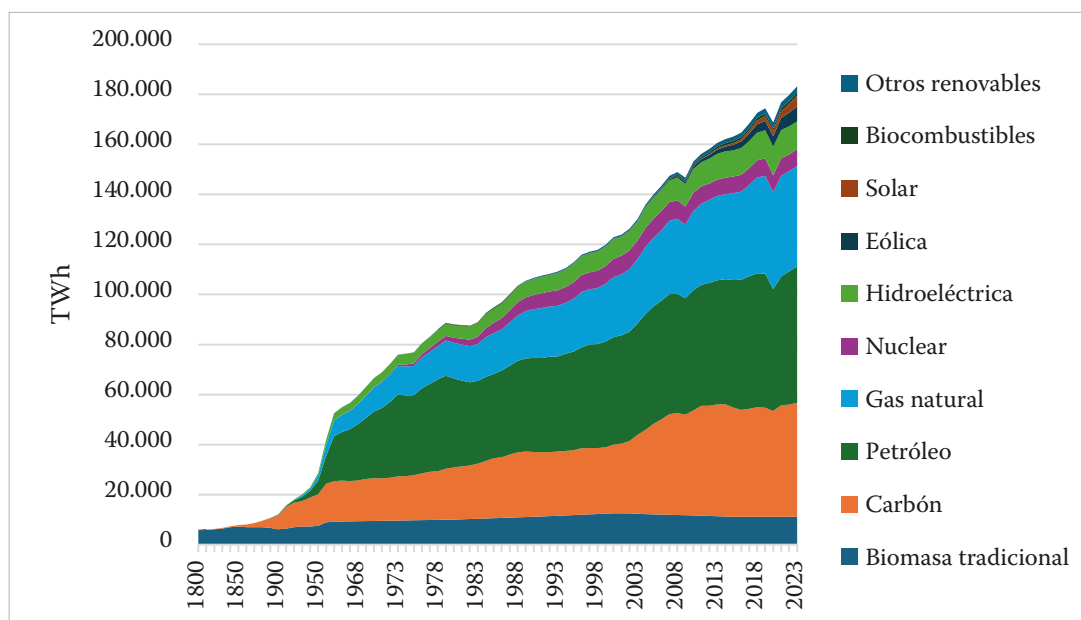


Figura 1: Consumo global de energía primaria por fuente (Our World in Data, 2023).

Sin embargo, las transiciones energéticas anteriores se desplegaron durante centenares de años y las nuevas fuentes de energía no desplazaron a las existentes, sino que se agregaron a ellas, lo que incrementó el consumo global. La transición necesaria para descarbonizar la matriz energética actual y

alcanzar los compromisos de emisiones cero neto para 2050 deberá ser mucho más rápida (en menos de tres décadas) y requiere que se sustituyan fuentes de energía, en vez de agregarse, como sucedió en las transiciones pasadas, por lo que el desafío que tenemos por delante como sociedad es enorme.

Ahora bien, la necesidad de descarbonizar la matriz energética no implicará que se dejen de utilizar las energías fósiles de un día para el otro. El mundo debe ser realista acerca de la transición necesaria. El 82% de la economía global depende de los fósiles (Energy Institute, 2023) y cambiar la matriz energética actual no es sencillo. La transición mediante el alejamiento de los hidrocarburos debe de ser ordenada, de forma tal que no haya desabastecimientos ni picos de precios. Dado el carácter intermitente de varias de las formas de energía renovable (eólica, solar, hidroeléctrica) y lo importantes que son los energéticos fósiles en nuestra vida diaria, el sector petrolero no desaparecerá de un día para el otro. Adicionalmente, el agotamiento natural en los yacimientos existentes implica que continuarán invirtiéndose capitales en exploración y producción (E&P) de petróleo y gas natural durante las próximas décadas (BP, 2023).

Las compañías petroleras, cuyos productos han sido durante décadas dominantes del sistema energético global, no son una excepción, también deben hacer la transición a productos y negocios con menor intensidad de carbono. Todas las *majors* —las principales petroleras del mundo— están transformándose en empresas energéticas, implementando estrategias y nuevos negocios, no sólo para mitigar el cambio climático, sino también para continuar posicionándose como líderes de una nueva matriz energética global que se descarboniza.

Además del desafío del plazo, la transición energética enfrenta también un desafío de escala. La población mundial supera los 8.000 millones de personas (Worldometer,

2023) y sigue aumentando. A su vez, hay tres cuartas partes de la población mundial (África, Asia Pacífico, América Central y del Sur) cuyo consumo de energía per cápita es bajo, comparado con el de las economías más desarrolladas (BP, 2021) y se estima que este aumentará. Esto se debe a que cada vez hay más personas en economías emergentes que acceden a bienes, servicios, consumo y confort de la vida moderna. Por lo tanto, las soluciones que se busquen para reducir el impacto del sistema energético primario en el cambio climático tienen que ser escalables.

Es bien conocido el concepto de “trilema energético” del World Energy Council: los sistemas energéticos saludables deben ser seguros, equitativos y sustentables, con un balance entre las tres dimensiones (World Energy Council, 2023). La seguridad energética se refiere a la capacidad de un país de abastecer la demanda energética de forma confiable, sin interrupciones. La equidad mide la capacidad del país de brindar acceso universal a la energía, de forma asequible y abundante. La sustentabilidad ambiental del sistema energético representa la transición de la matriz de un país hacia la mitigación de los daños ambientales y del cambio climático. Expresado de otra forma, una transición energética justa deberá implicar que los países dispongan del acceso a energía confiable y abundante, que sustente una economía creciente y un ambiente limpio.

Adicionalmente, la electricidad representa alrededor de un 20% del consumo final total de energía en el mundo (IEA, 2022), por lo que la descarbonización de la matriz energética va mucho más allá de descarbonizar la generación de energía eléctrica. En tal

sentido, el hidrógeno verde y sus derivados (amoníaco, metanol, *e-fuels*, entre otros) tienen un rol fundamental para jugar en el futuro como vector energético, especialmente en procesos y actividades difíciles de descarbonizar, tales como la industria y el transporte pesados, donde la reducción de emisiones de carbono a través de la electrificación es bastante compleja o técnicamente inviable.

Uruguay tiene un consumo de energía primaria de origen fósil de solamente 44% (43% petróleo y 1% gas natural) (MIEM, 2023) y ha conseguido prácticamente la descarbonización de la generación de energía eléctrica, en lo que se identifica como la primera etapa de la transición energética. La participación de las energías renovables en la matriz eléctrica es elevada, lo que posiciona a Uruguay entre los líderes a escala global, si bien tal participación depende de las condiciones climáticas de cada año en particular. A modo de ejemplo, en 2021 fue del 85%, relativamente baja, pero en el período 2017-2020 fue superior al 97% (MIEM, 2022). Sin embargo, Uruguay no es una excepción con respecto a lo que sucede en el mundo y la electricidad representa sólo un 21% del consumo total de energía del país (MIEM, 2023).

Por lo tanto, el desarrollo de la economía basada en el hidrógeno verde y los combustibles derivados es un camino lógico para sustentar la segunda etapa de la transición energética en Uruguay, en la que se puede apuntar a descarbonizar la matriz energética del país (no sólo la matriz eléctrica). En ese sentido, ANCAP tiene un rol fundamental para jugar en esta segunda etapa, ya que se basa en la producción de moléculas sustentables. Más aún, tiene la oportunidad de transformar el viento y el sol de Uruguay en moléculas de

bajo contenido de carbono para exportarlas y contribuir a la descarbonización del sistema energético global.

En conclusión, la transición energética llevará décadas para poder alcanzar los compromisos de neutralidad en carbono y, por ende, todas las formas de energía serán requeridas para abastecer la demanda global creciente. Una transición energética responsable, realista, justa y ordenada implicará necesariamente la convivencia, la competencia y la complementariedad de todas las formas de energía por las próximas décadas. En este sentido, los grandes proyectos energéticos costa afuera (*offshore*) del Uruguay son la E&P de hidrocarburos y la producción de hidrógeno verde y derivados a partir de energía renovable (principalmente eólica) generada en el *offshore*. En este capítulo desarrollaremos sus principales características, similitudes y sinergias.

Hidrocarburos

El consumo de hidrocarburos de Uruguay, con sólo tres millones y medio de habitantes, es relativamente bajo. La refinería de La Teja procesó 2,5 millones de toneladas de crudo en 2022 y produjo los derivados de petróleo para satisfacer la demanda local (ANCAP, 2023a). El petróleo crudo corresponde a un 43% de la matriz de abastecimiento de energía primaria (MIEM, 2023). Por lo tanto, el impacto del costo del petróleo crudo en las importaciones del país es significativo, siendo históricamente el rubro de mayor peso (OEC, 2023). Es así que la Política Energética 2005-2030, avalada por todos los partidos políticos en 2010, establece una estrategia a largo plazo y entre los objetivos del eje de la

oferta de energía mandata a ANCAP a procurar implementar su integración vertical, mediante la búsqueda de petróleo y gas natural en territorio nacional, y propone intensificar la participación del gas natural en la matriz energética uruguaya (MIEM, 2005).

A pesar de que algunos pozos exploratorios perforados en Uruguay han mostrado indicios de hidrocarburos, nunca hubo un descubrimiento comercial de petróleo o gas natural. En este contexto, las cuencas sedimentarias de Uruguay son de frontera exploratoria, con alto riesgo geológico.

Exploración de hidrocarburos en el *offshore*

Las operaciones de exploración de hidrocarburos en la zona económica exclusiva (ZEE) comenzaron en la década de 1970, con varias campañas de adquisición y procesamiento de sísmica 2D. Esta información sustentó la perforación de dos pozos exploratorios: Lobo y Gaviotín, perforados por Chevron en 1976, en aguas someras de la Cuenca Punta del Este, ambos declarados secos. Posteriormente se realizaron otras campañas de sísmica 2D, en 1982 y 2002.

Siguiendo los lineamientos establecidos en la Política Energética 2005-2030, después de tres décadas prácticamente sin actividades de exploración de hidrocarburos y con Uruguay fuera del mapa petrolero mundial, ANCAP comenzó a promover en 2007 la inversión privada por parte de empresas petroleras internacionales (IOC) y de empresas de servicios, lo que logró revitalizar la industria del *upstream* en nuestro país.

El enfoque de ANCAP para atraer la inversión a riesgo de las IOC ha sido ofrecer áreas *offshore* en la ZEE para la E&P de hidrocarburos a través de rondas de licitaciones, que fueron denominadas Ronda Uruguay. La primera fue la Ronda Uruguay 2009, llevada a cabo desde diciembre de 2008 a julio de 2009; la siguiente fue la Ronda Uruguay II, realizada desde setiembre de 2011 a marzo de 2012; luego se lanzó la Ronda Uruguay 3, desde setiembre de 2017 a marzo de 2018; y desde abril de 2019 está en vigencia la Ronda Uruguay Abierta (RUA). Las primeras tres rondas tuvieron características muy similares, con seis meses entre lanzamiento y recepción de ofertas. La ronda abierta funciona de forma continua, con una instancia de recepción de ofertas por semestre.

La Ronda Uruguay 2009 fue lanzada, desafortunadamente, en simultáneo con la crisis mundial financiera de fines de 2008, que afectó fuertemente los precios del barril de petróleo, que cayó en pocos meses de valores cercanos a los USD 140 a USD 35. A pesar de aquellos tiempos turbulentos que sufrió la economía global, y la industria petrolera en particular, seis empresas petroleras se presentaron a calificar (BHP Billiton, Galp, PDVSA, Petrobras, Pluspetrol e YPF) y tres de ellas (Galp, Petrobras e YPF) se asociaron para presentar ofertas por dos áreas localizadas en la Cuenca Punta del Este (ANCAP, 2023i). Por lo tanto, a pesar de la crisis financiera global y el alto riesgo exploratorio de las cuencas *offshore* de Uruguay, por el solo hecho de que la primera ronda realizada después de treinta años sin actividad hubiera recibido ofertas, la Ronda Uruguay 2009 fue considerada un logro.

Inmediatamente después de la firma de los dos contratos que surgieron como resultado de la Ronda Uruguay 2009, ANCAP comenzó a planificar, promocionar y gestionar la Ronda Uruguay II. El objetivo era consolidar el posicionamiento de las cuencas *offshore* de Uruguay como una excelente oportunidad de exploración de frontera, en un país donde las empresas petroleras podían llevar adelante las actividades de E&P eficientemente con ANCAP como facilitador, aprovechando además la percepción internacional de que Uruguay es uno de los mejores lugares de Latinoamérica para la inversión extranjera.

La segunda ronda tuvo un cronograma que se benefició de un precio del barril del petróleo superior a los USD 100 constante durante todo el proceso, por lo que las empresas petroleras contaban con importantes presupuestos de exploración y una gran avidez de las IOC de adquirir áreas en cuencas de frontera exploratoria. En la Ronda Uruguay II, 11 empresas de primer nivel calificaron (Apache, BG, BP, CEPSA, Edison, ExxonMobil, Murphy Oil, Shell, Total, Tullow Oil e YPF) y 9 de ellas presentaron 19 ofertas por 8 de las 15 áreas ofrecidas. El trabajo exploratorio comprometido en el momento de la oferta alcanzó un valor nominal de USD 1.562 millones (ANCAP, 2023k), algo extraordinario para una ronda de áreas de frontera.

La Ronda Uruguay II fue considerada un éxito mayúsculo por los analistas de la industria del *upstream*, con las áreas adjudicadas a algunas de las empresas petroleras de primer nivel a escala mundial (BG, BP, Total y Tullow Oil). Los consultores y analistas atribuyeron el éxito de la ronda a varios factores:

un gran deseo de la industria petrolera de incrementar su posición en exploración de frontera, un régimen fiscal atractivo y un ambiente regulatorio favorable en un país estable. Después de la segunda ronda, Uruguay podía jactarse de tener un grupo impresionante de empresas petroleras explorando en su ZEE.

Después de la firma de los contratos que resultaron de la Ronda Uruguay II, Uruguay tuvo un máximo de actividad exploratoria en el *offshore*, principalmente de 2013 a 2015, que las petroleras llevaron a cabo en el marco de sus contratos de E&P con ANCAP y las empresas de servicios en el marco de los contratos multicliente. Simultáneamente, este período pico de operaciones exploratorias fue acompañado por la entrada de algunas otras empresas petroleras de primer nivel por la vía de *farm-ins* (compra de un porcentaje de participación en un contrato vigente), lo que le permitió explorar en Uruguay a empresas que no habían sido adjudicatarias de áreas en las rondas (ExxonMobil, INPEX, Shell y Statoil).

Los principales trabajos exploratorios que se han realizado en el *offshore* desde 2007 incluyen:

- 28.000 km de sísmica 2D (triplicando la cobertura de sísmica 2D disponible antes de 2007).
- 41.000 km² de sísmica 3D (que nunca se había adquirido en Uruguay antes de 2012).
- 13.000 km² de electromagnetismo 3D (CSEM).

- Más de 200 muestras del subsuelo para análisis geoquímicos.
- Un pozo exploratorio. Después de cuarenta años sin pozos exploratorios perforados en el *offshore*, se perforó el pozo Raya X-1 en 2016, en Cuenca Pelotas. Este pozo fue récord mundial de profundidad de lámina de agua, tocando el lecho marino a 3.404 m de profundidad. Alcanzó el objetivo geológico a testear, una turbidita del Oligoceno que no mostró presencia de hidrocarburos, y fue declarado seco.

En 2017, ANCAP y el Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM) decidieron intentar atraer nuevamente la inversión privada en

E&P a través de la realización de una nueva ronda. Por lo tanto, ANCAP lanzó la Ronda Uruguay 3 en setiembre de 2017. Sin embargo, los bajos precios del barril de petróleo prevalentes desde 2015 a 2018 causaron drásticos despidos masivos de las empresas petroleras y de servicios, así como tremendas reducciones de presupuestos de exploración, sobre todo de exploración de frontera. Esta crisis financiera de la industria petrolera, sumada al resultado negativo del pozo Raya X-1, condujeron al resultado esperable de la ronda. Sólo dos empresas petroleras presentaron su documentación para calificar (Azilat y Tullow Oil) y no se recibieron ofertas (ANCAP, 2023j).

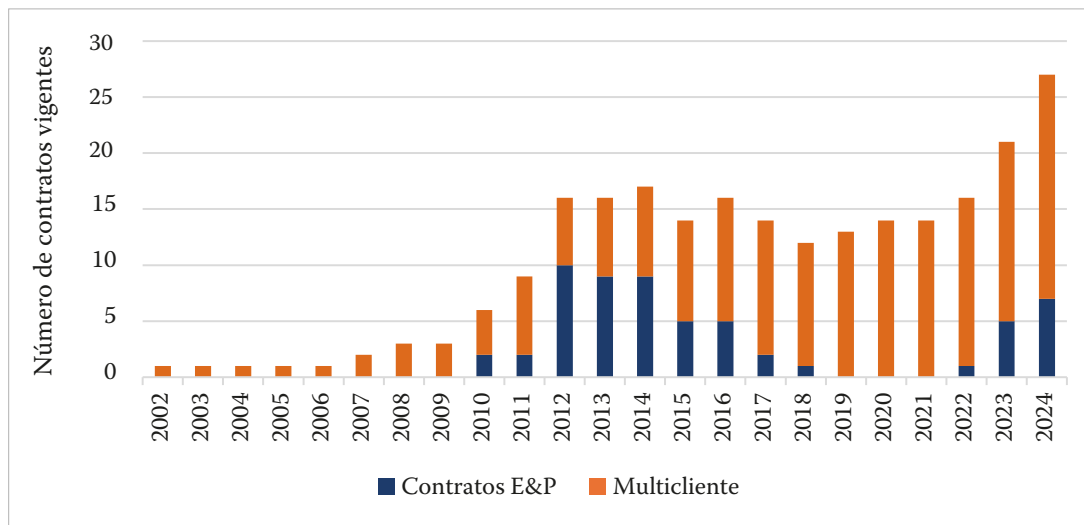


Figura 2: Evolución de contratos (E&P y multiclientes) del offshore de Uruguay.

Adicionalmente, tal como se puede apreciar en la figura 2, poco después de que se confirmara el resultado del pozo Raya X-1, seco, sucedieron las devoluciones de áreas y terminaciones de contratos. De la misma forma

que todas las empresas petroleras compitieron salvajemente para posicionarse en el *offshore* de Uruguay y ganar áreas en la Ronda Uruguay II, se retiraron del país todas juntas prácticamente al mismo tiempo, actuando

“como en manada”. Cabe destacar, no obstante, que todos los contratistas cumplieron con los programas exploratorios comprometidos por contrato y en casi todos los casos lo excedieron, invirtiendo más y realizando trabajos exploratorios adicionales a los comprometidos. Asimismo, vale la pena enfatizar que todos los datos e información generada en el marco de los contratos son propiedad de ANCAP y una vez que finalizan los contratos ANCAP puede hacer libre uso de estos datos e información, incluso comercializarlos, por lo que la retirada de las empresas petroleras no implicó de forma alguna un incumplimiento de contrato, sino que simplemente refleja que no percibieron en ese momento potencial exploratorio en el área.

Si bien la estrategia de ANCAP llevó a tener un máximo de diez contratos de E&P vigentes *offshore* en 2012, este número se redujo a cero en 2019. Como consecuencia, Uruguay se enfrentaba al desafío de evitar que se repitiera lo mismo que sucedió después de los pozos secos perforados en 1976, tres décadas sin actividad exploratoria.

Por lo tanto, dado que en 2019 existía una importante base de datos geológicos y geofísicos, a pesar de contar con escasa información de pozos exploratorios (tres pozos en un área de más de 100.000 km² de cuenca es insignificante), ANCAP y el MIEM entendieron que era conveniente cambiar el sistema de adjudicación de áreas de E&P, de forma de hacerlo más competitivo con respecto al régimen fiscal que ofrecían otros destinos de exploración de frontera. Fue así que se desarrollaron las bases y modelos de contratos del sistema llamado Ronda Uruguay Abierta.

Ahora bien, la industria petrolera había mostrado en ese entonces un renovado interés por la exploración en las cuencas de frontera del margen Atlántico, tanto en Sudamérica como en el oeste de África, debido no sólo a algunos descubrimientos importantes, sino también a las oportunidades de exploración y los cambios en el régimen fiscal, que le dieron un mayor dinamismo al sector en dichas regiones del planeta. A modo de ejemplo, Brasil desarrolló el presal, convirtiéndose en un importante productor a escala mundial, mientras que Guyana ha perforado decenas de pozos descubridores y ya ha comenzado a producir parte de sus miles de millones de barriles de reservas. Surinam también ha realizado descubrimientos importantes en *plays* análogos a los de Guyana y Argentina realizó una ronda exitosa en 2019, adjudicando 18 bloques *offshore* y obteniendo un compromiso de inversión de más de USD 700 millones. En el otro margen del océano Atlántico, Namibia y Sudáfrica también se mostraron muy activos, con la participación de grandes empresas petroleras, pero también abriendo las puertas a pequeñas empresas de E&P independientes. Justamente, lo más importante para la reactivación de la actividad exploratoria en el *offshore* de Uruguay sucedió del otro lado del océano Atlántico, en Namibia, a principios de 2022.

Los recientes descubrimientos de yacimientos realizados a partir de los pozos Graff-1 (Shell, 2022a) y Venus-1 (TotalEnergies, 2022) en el *offshore* de la Cuenca de Orange (Namibia) son extremadamente relevantes para la exploración de nuestras áreas *offshore*. La Cuenca Orange es una cuenca que comparte un origen geológico común con

las cuencas del *offshore* de Uruguay (margen conjugado). Por este motivo, esos recientes descubrimientos de petróleo y gas han renovado fuertemente el interés de las empresas petroleras y de servicios en estas áreas, situación que se evidenció en los recientes resultados de la Ronda Uruguay Abierta

La Ronda Uruguay Abierta está vigente desde abril de 2019 y funciona con dos instancias de presentación y apertura de ofertas por año, en mayo y en noviembre, de forma continua año tras año. La calificación en cualquier instancia dada le otorga a la empresa el derecho a presentar ofertas hasta en diez instancias posteriores consecutivas. En mayo de 2019 se presentaron a calificar Kosmos Energy y Tullow Oil y se recibieron dos ofertas por parte de Kosmos Energy (ANCAP, 2023h). Sin embargo, debido a problemas financieros que sufrió dicha empresa, relacionados con la pandemia de COVID-19, se vio obligada a vender todos sus activos de frontera exploratoria y en el caso de Uruguay retiró sus ofertas. Posteriormente, en mayo de 2020 calificó Challenger Energy Group (CEG) y se recibió una oferta por parte de dicha empresa (ANCAP, 2023f). Por lo tanto, antes de los descubrimientos en Namibia, en el marco de la Ronda Uruguay Abierta se habían recibido tres ofertas. Ahora bien, en mayo de 2022 se presentaron a calificar APA Corporation y Shell (ANCAP, 2023c), presentando 4 ofertas por tres bloques. Por lo tanto, más de 10 años después de la Ronda Uruguay II, hubo nuevamente competencia en una licitación por un área. Luego de esa instancia de la Ronda Uruguay Abierta, Shell resultó adjudicataria de dos áreas y APA de la restante (ANCAP, 2023d). En la instancia de noviembre de 2022

se presentaron a calificar CNOOC, Oxy, Qatar Energy, TotalEnergies e YPF, se recibieron tres ofertas por dos áreas y resultaron adjudicatarios un consorcio conformado por APA y Shell, de un área, y la petrolera argentina YPF, de otra área (ANCAP, 2023e). Por último, en mayo de 2023, CEG presentó una nueva oferta por la última área disponible, resultando adjudicataria (ANCAP, 2023g).

En resumen, en el marco de la Ronda Uruguay Abierta, se presentaron a calificar 9 empresas, se recibieron 11 ofertas y fueron adjudicadas las 7 áreas disponibles. El trabajo exploratorio comprometido suma un valor nominal de USD 127 millones. Ya se han firmado estos 7 contratos y, por primera vez en la historia, todas las áreas *offshore* disponibles cuentan con contratos vigentes de E&P y actividad exploratoria.

La gran mayoría del trabajo exploratorio comprometido, que aprovecha la vasta base de datos geológicos y geofísicos existente, consistirá en reprocesamientos o reinterpretaciones de esta información disponible. Sin embargo, también se han comprometido nuevos trabajos exploratorios, tales como la adquisición de sísmica 3D y la perforación de un nuevo pozo.

En conclusión, tal como se refleja en el número de contratos firmados a principios de 2024, es sensato afirmar que la Ronda Uruguay Abierta, de la mano de los descubrimientos en Namibia, cumplió su propósito de ser la herramienta idónea para lograr la reactivación de la exploración de hidrocarburos en el *offshore* de Uruguay.

Régimen fiscal petrolero de Uruguay

El sistema contractual e impositivo que un país aplica para sus contratos petroleros típicamente es referido como “el régimen fiscal”. El término *fiscal* no se refiere exclusivamente a aspectos impositivos, sino que comprende todos los aspectos legales, impositivos, contractuales y regulatorios que rigen sobre la actividad petrolera de un Estado dado. El régimen fiscal ideal debe estar diseñado de forma tal que sea simple de aplicar y le provea al contratista una justa tasa de retorno sobre su inversión, concordante con los riesgos del proyecto, y, simultáneamente, le provea al Estado una renta adecuada por la explotación de sus recursos, resultando en una situación ganar-ganar para ambas partes. Un régimen fiscal pobremente diseñado le dará demasiado retorno al contratista a expensas del Estado, o viceversa (Mian, 2010).

De acuerdo con la Ley de Hidrocarburos (Decreto Ley n.º 14.181; Poder Ejecutivo, 1974b), todos los recursos hidrocarburíferos, ya sea en el subsuelo o una vez extraídos, son propiedad del Estado uruguayo. Adicionalmente, ANCAP es la entidad estatal encargada de ejecutar todas las actividades, negocios y operaciones de la industria petrolera, por sí misma o mediante la contratación de terceros. En consecuencia, únicamente el régimen fiscal contractual es aplicable en Uruguay. En este sentido, los contratos de E&P que ANCAP firma con las empresas petroleras, una vez autorizados por parte del Poder Ejecutivo, son contratos de producción compartida (PSC, por sus siglas en inglés).

Con el propósito de regular las bases y los modelos de contrato de cada una de las licitaciones de áreas *offshore* para la E&P de hidrocarburos, se aprobaron decretos específicos para cada ronda. El último decreto (Decreto n.º 111/019; Poder Ejecutivo, 2019), aprobado en abril de 2019, establece el régimen de la Ronda Uruguay Abierta.

La Ronda Uruguay Abierta cumple con algunos aspectos que se consideran valorados por las empresas petroleras a los efectos de participar de una ronda: transparencia en el sistema de comparación de ofertas y adjudicación de áreas, un cronograma conocido y predecible, y abundante disponibilidad de datos. En este proceso abierto de forma continua, las empresas pueden calificar y presentar ofertas en cualquier momento. Sin embargo, esto no implica que haya una negociación directa con las empresas; el sistema funciona como dos rondas por año, con apertura de ofertas en mayo y en noviembre.

La calificación de empresas se basa en sus antecedentes y capacidad técnica, económica y legal. El período de calificación finaliza un mes antes de la fecha límite para la presentación de ofertas de cada instancia y sólo las empresas petroleras calificadas pueden ofertar. Con el propósito de promover la participación de petroleras independientes, con foco en la exploración, las bases de la Ronda Uruguay Abierta incluyen la posibilidad de calificación exclusivamente para el período de exploración, con o sin pozo exploratorio, así como para los períodos de exploración y de explotación, con requerimientos técnicos y económicos sensiblemente distintos en cada caso.

Al igual que en las tres rondas anteriores, las ofertas se comparan con base en tres criterios: el programa exploratorio comprometido para el primer subperíodo exploratorio, el incremento del porcentaje de *profit oil* para el Estado Uruguayo y el máximo porcentaje de asociación de ANCAP. En caso de recibir más de una oferta por la misma área en la misma instancia, las ofertas son comparadas numéricamente, de forma objetiva y transparente, y el área es simplemente adjudicada a la oferta de mayor puntaje.

Los modelos de contrato aprobados por ANCAP y el MIEM en la Ronda Uruguay Abierta son similares a los típicos PSC ampliamente utilizados en la industria, en los que los riesgos, costos y responsabilidades, tanto de la etapa de exploración como de la producción, son asumidos por el contratista, que no recibe compensación alguna si no hay producción de hidrocarburos. Las principales características de los PSC de Uruguay son, siguiendo a Ferro *et al.* (2017):

- Los yacimientos y las sustancias extraídas son propiedad del Estado uruguayo.
- El contratista debe proveer los recursos técnicos y financieros para ejecutar las operaciones.
- El período de exploración, que tiene un plazo de hasta 11 años, se divide en tres subperíodos.
- El plazo total del contrato, incluyendo el período de explotación, es 30 años, que pueden ser extendidos por 10 años adicionales si es solicitado por el contratista por razones justificadas y es aprobado por el Poder Ejecutivo.
- ANCAP tiene el derecho (no la obligación) de asociarse después de que haya una declaración de comercialidad de un descubrimiento.
- Al contratista se le permite recuperar el *cost oil* (los costos de capital y los costos operativos). Los costos de capital incluyen la perforación de pozos y la construcción de infraestructura (por ejemplo, plataformas, oleoductos, gasoductos y equipos, etc.), y son recuperados en 20 cuotas trimestrales. Los costos operativos, tanto los fijos como los variables, se recuperan trimestralmente. Para cualquier trimestre dado, si el *cost oil* es mayor al límite permitido, el monto de *cost oil* no recuperado se traslada y se recupera en el siguiente trimestre, hasta que se recupera totalmente.
- El *profit oil* es la porción de los ingresos remanente luego de que se deduce el *cost oil*. Se reparte entre el Estado y el contratista con base en una escala ascendente, por la cual el porcentaje de *profit oil* del Estado uruguayo se incrementa a medida que crece el factor R, que se define como la relación entre los ingresos brutos y los costos totales.
- El contrato estipula una obligación de mercado doméstico, pero el precio al cual el petróleo es valuado es el mismo que el precio internacional de una canasta de crudos de la misma calidad.
- El contratista paga el Impuesto a las Rentas de las Actividades Económicas (IRAE) del 25% sobre su cuota parte del *profit oil*.

- Todos los impuestos, excepto el IRAE y la seguridad social de los trabajadores, están exonerados por la Ley de Hidrocarburos.
- El contrato se rige por las leyes de la República Oriental del Uruguay.

La tajada del gobierno en el marco de la Ronda Uruguay Abierta

La llamada tajada del gobierno es el parámetro más popular para el diseño del régimen fiscal y representa el porcentaje del beneficio económico que captura el gobierno por todas las vías por las que el Estado obtiene renta (incluyendo regalías, impuestos, bonos, *profit oil* y participación de la petrolera estatal). El complemento de la tajada del gobierno es la tajada del contratista (Johnston, 2014).

La tajada del gobierno y la tajada del contratista dan una medida rápida para comparar distintos regímenes fiscales y se correlacionan con otros parámetros, tales como el título sobre los hidrocarburos que le corresponde a cada parte por contrato. Diseñar un régimen fiscal que maximice la tajada del gobierno no es una tarea simple, ya que los Estados deben desarrollar un sistema que sea suficientemente atractivo como para obtener la inversión a riesgo por parte de las petroleras, pero que no entregue el recurso soberano del Estado en caso de un descubrimiento sin un retorno justo (Bock y Rodríguez, 2011).

Tal como se ilustra en la figura 3 (cuadros de texto en azul), el Estado uruguayo captura renta de la actividad petrolera mediante tres mecanismos:

- El porcentaje de *profit oil* del Estado uruguayo.
- El margen neto de ANCAP (si se asocia al proyecto).
- El IRAE (que se aplica sobre el *profit oil* de la IOC y sobre el *profit oil* de ANCAP).

El régimen fiscal de la Ronda Uruguay Abierta fue diseñado de forma tal que la mínima tajada del gobierno que le corresponde al Estado Uruguayo es levemente superior al 50% (Blánquez y Ferro, 2019). Esta tajada del gobierno es comparable con la de otros destinos de frontera exploratoria y razonable para incentivar la exploración en cuencas de alto riesgo geológico.

Ahora bien, actualmente se cuenta con contrato por el área OFF-1 y ofertas en proceso de aprobación y firma para todas las áreas restantes, por lo que se puede calcular la tajada del Estado uruguayo en todos los contratos. En la figura 3 se presenta también la tajada de un contrato promedio, calculada a partir de las ofertas reales recibidas, aplicando el modelo técnico-económico del desarrollo hipotético de un prospecto de aguas profundas. La tajada de la IOC es de 40%, la de ANCAP es de 11% y la del gobierno uruguayo es de 49%. Por lo tanto, considerando las tres vías por las que Uruguay captura renta, la tajada del Estado uruguayo es de 60%, que es comparable con la de muchos otros países, incluso en los que se produce o en los que ha habido descubrimientos de hidrocarburos, tal como se ilustra en la figura 4.

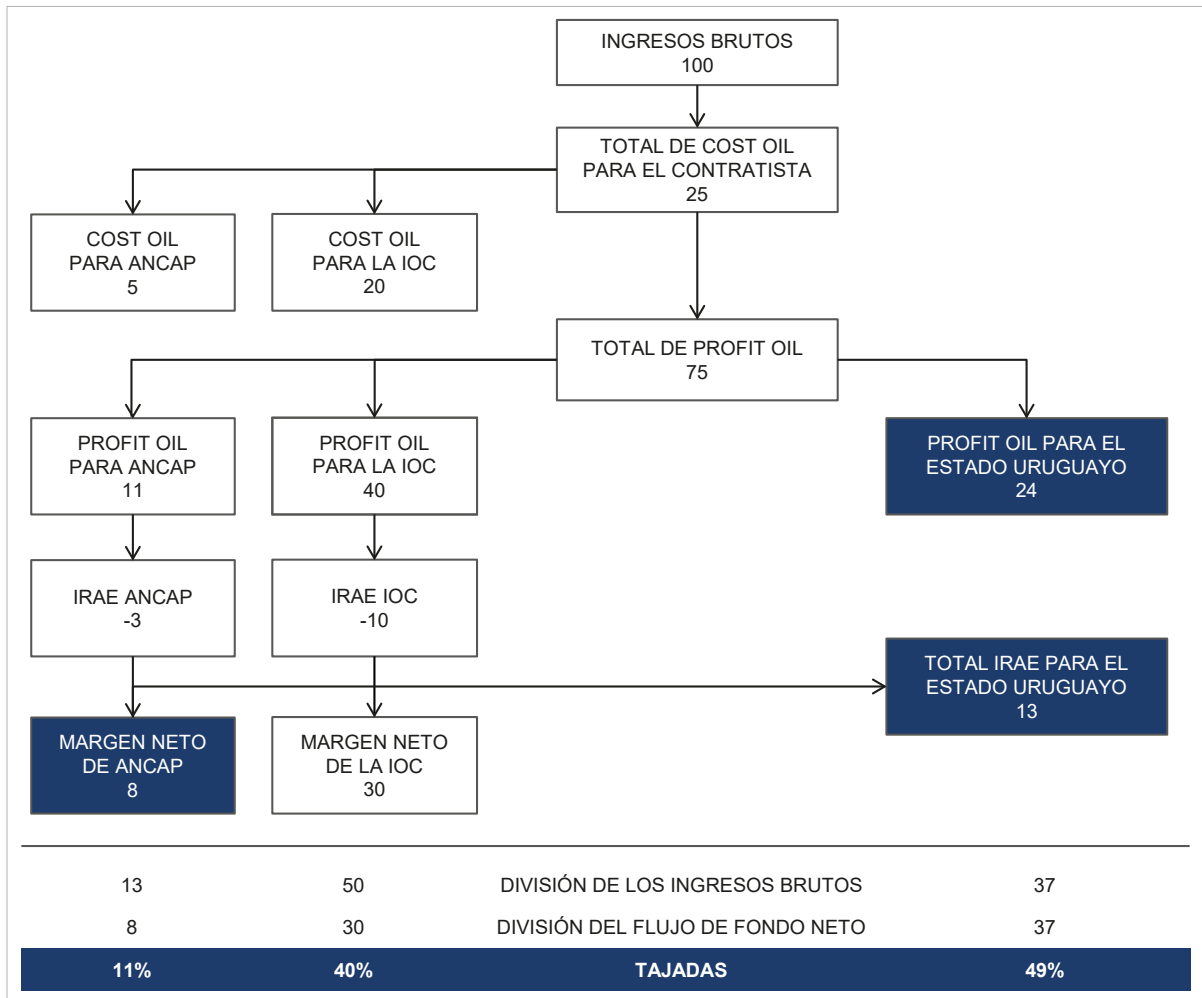


Figura 3: Diagrama de flujo de fondo del PSC Uruguayo; cálculo de la tajada del gobierno de un contrato promedio.

Cabe señalar que la tajada del gobierno tiene ciertas limitaciones, por lo que se utilizan algunos otros parámetros o estadísticas complementarias que agregan perspectiva para describir un régimen fiscal dado (Johnston, 2007). En tal sentido, se analizó la progresividad, la tasa efectiva de regalía, el índice de ahorro y el título sobre los hidrocarburos de los contratos PSC de E&P de hidrocarburos en Uruguay. En primer lugar, el régimen fiscal diseñado para los contratos del *offshore*

de Uruguay es progresivo. Adicionalmente, para el contrato promedio considerado, la tasa efectiva de regalía es de 5%, el índice de ahorro es de 53% y el título sobre los hidrocarburos es de 65%, todos parámetros comparables con valores globales y que reflejan un régimen fiscal saludable y adecuadamente diseñado.

Por último, vale la pena estimar de cuánto podría ser el impacto de un descubrimiento

en la economía uruguaya. Un descubrimiento de un yacimiento de unos 1000 millones de BOE (barriles equivalentes de petróleo), considerando el precio del barril de petróleo actual y el reparto ejemplificado en la figura 3, podría implicar ganancias netas para ANCAP de USD 8.000 millones y para el gobierno uruguayo (por concepto de su parte del *profit oil* y el IRAE) de USD 36.000 millones, a lo largo de todo el ciclo de vida del proyecto, considerando 30 años de producción. Obviamente, estos ingresos no se dan homogéneamente durante los 30 años, ya que el perfil de ingresos acompaña el perfil de producción del yacimiento, con un pico al cuarto año de producción y una declinación natural

hasta la depleción total del reservorio. Pero si consideráramos que se obtienen de forma homogénea, representarían USD 270 millones por año de ganancia para ANCAP y USD 1200 millones por año para Rentas Generales del Estado uruguayo. A modo de comparación, ANCAP en 2022 tuvo un resultado neto de USD 163 millones (ANCAP, 2023a) y el Estado uruguayo un gasto del presupuesto nacional en 2022 de unos USD 17.000 millones (Oficina de Planeamiento y Presupuesto, 2023). Pero difícilmente, después de que se da un descubrimiento de hidrocarburos, se encuentre un único yacimiento, por lo que estos montos podrían multiplicarse.

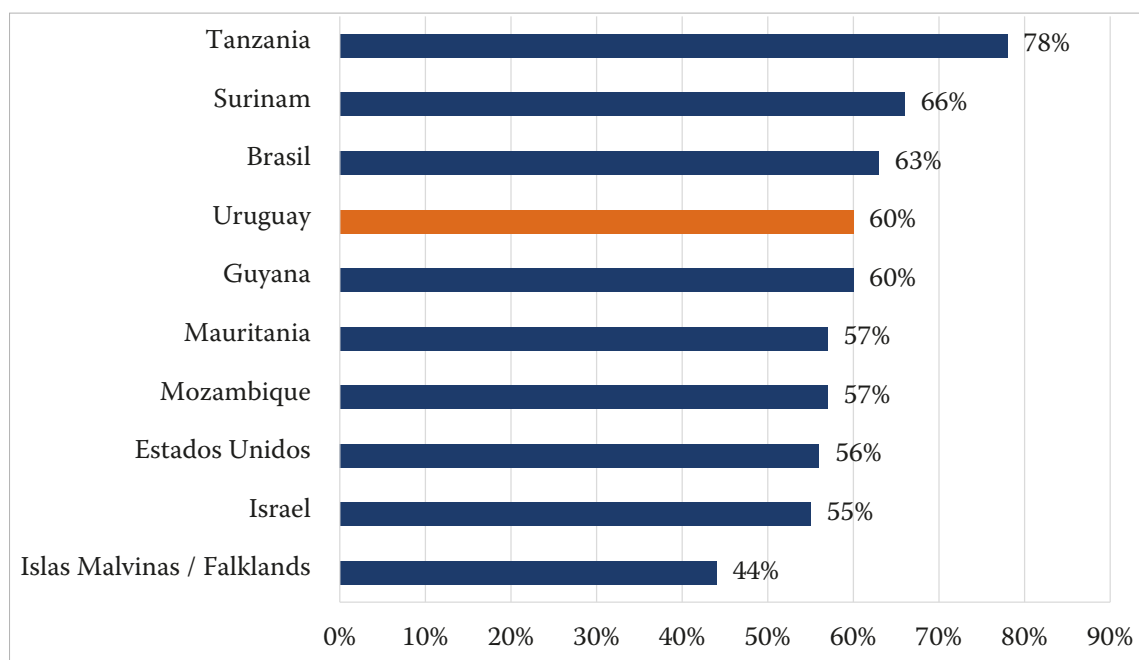


Figura 4: Tajada del gobierno de proyectos del upstream en países de frontera exploratorio seleccionados. Adaptado de Rystad Energy UCube (OilNOW, 2020).

Contratos multicliente

Los contratos multicliente son aquellos en los que las empresas de servicios petroleros (mayormente empresas de adquisición sísmica o de otras tecnologías geofísicas) invierten a su propio costo y riesgo en la generación de datos o productos que potencialmente podrían ser licenciados por varias empresas petroleras.

El hecho de que la estrategia de ANCAP y del gobierno uruguayo (a través del MIEM) haya sido realizar rondas de licitaciones de áreas *offshore* de forma frecuente, con una gestión transparente y predecible, ha generado una dinámica en la que las empresas de servicios apostaron fuertemente a invertir a su propio costo y riesgo en programas multicliente en el *offshore* de Uruguay, ya sea para la adquisición de datos o para agregar valor

sobre los datos existentes. Tal como se puede apreciar en la figura 2, el número de contratos multicliente entre ANCAP y empresas de servicio ha crecido de forma constante desde que comenzaron las rondas de áreas *offshore*, con condiciones cada vez más favorables para ANCAP. De los 29 acuerdos multicliente que ANCAP ha suscrito con empresas de servicios desde el año 2002, 20 se encuentran vigentes actualmente.

Resulta importante enfatizar que estos acuerdos son no exclusivos, todo el costo y el riesgo de los contratos lo asume la empresa de servicios, ANCAP es propietario de los datos y obtiene una cuota parte de los ingresos por venta de los productos generados. A cambio, la empresa de servicios tiene el derecho exclusivo de comercializar los productos por un período de tiempo dado (típicamente, entre 5 y 10 años).

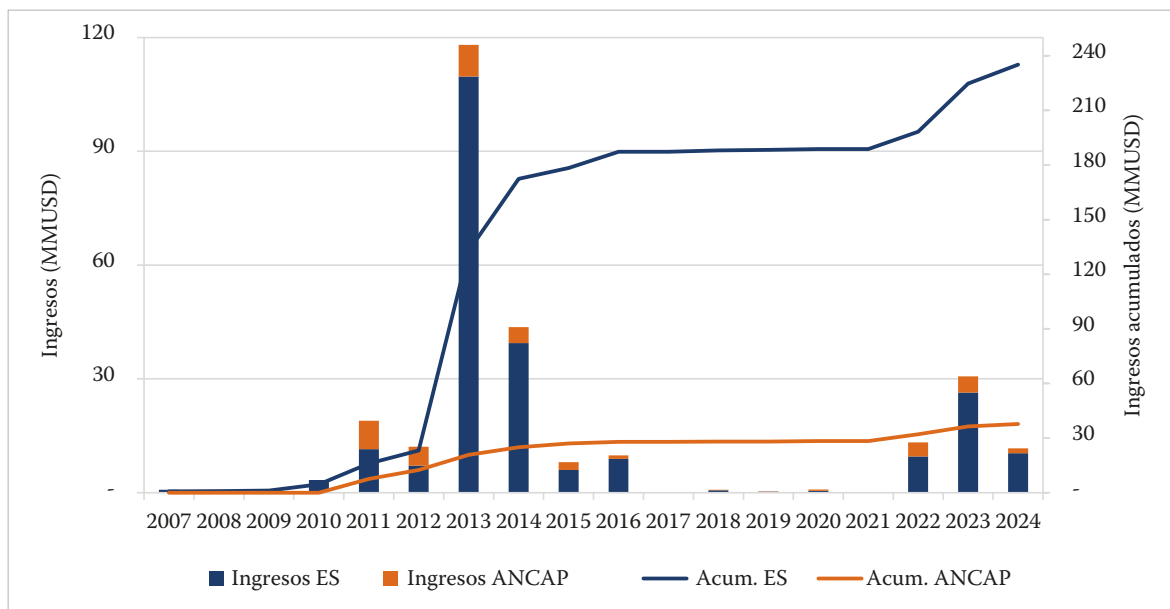


Figura 5: Ingresos por venta de productos multicliente.

ANCAP ha desarrollado esta herramienta y realizado este tipo de contratación con las empresas de servicio más importantes de la industria petrolera (AGI, CGG, EMGS, ION, PGS, Schlumberger, Spectrum, TGS, entre otras), lo que le ha posibilitado importantes ingresos (más de USD 29 millones, tal como se ilustra en la figura 5). Adicionalmente, estas empresas de servicios tienen estrategias de *marketing* sumamente activas y eficaces, que promocionan constantemente sus datos, lo que para ANCAP implica el valor agregado de que, al mismo tiempo que las empresas de servicios ofrecen sus productos, están transmitiéndoles a las empresas petroleras sobre las oportunidades de exploración en Uruguay.

En conclusión, los contratos multiclente han constituido, junto con las rondas de E&P, una herramienta poderosa a efectos revitalizar la exploración de las cuencas de frontera costa afuera de Uruguay, permitiendo asimismo incrementar significativamente la información geológica y geofísica disponible de las cuencas uruguayas y reduciendo de esta manera el riesgo exploratorio.

Rol clave del gas natural

El gas natural está llamado a jugar un papel clave como energético de transición, ya que puede responder a la creciente demanda de energía y contribuir, al mismo tiempo, a reducir drásticamente las emisiones de carbono. A modo de ejemplo, la sustitución de combustión de carbón por gas natural para la generación de energía eléctrica en centrales térmicas o en industrias pesadas como las

metalúrgicas o cementeras favorecería significativamente la descarbonización global. Adicionalmente, el gas natural tiene la ventaja de que la energía eléctrica que se produce con este combustible es despachable, por lo que constituye el complemento ideal de las energías renovables intermitentes, tales como la solar, la eólica y la hidroeléctrica.

Por otra parte, los recientes descubrimientos del *offshore* de Namibia revelaron la prospectividad y el potencial hidrocarburífero del segmento meridional del Atlántico Sur, posicionando nuevamente esta zona de frontera exploratoria en el radar de la industria petrolera. La correlación a través de atributos sísmicos entre la Cuenca de Orange y las cuencas *offshore* de Uruguay muestra fuertes analogías, vinculadas con la presencia de roca madre aptiana, que generó los hidrocarburos descubiertos en los pozos Venus y Graff. Sin embargo, las características geológicas inferidas para la secuencia aptiana muestran que en el margen uruguayo esta es más espesa y se encuentra algo más profunda que en Namibia. Estas características, junto con la presencia de otros indicios, tales como chimeneas de gas (identificados a partir de la interpretación de datos sísmicos), sugieren que habría diferentes regiones con potencial de acumulación de gas natural en el margen uruguayo.

Por lo tanto, el descubrimiento y la potencial producción de gas natural de nuestras cuencas *offshore* serían importantes para sustentar una transición energética responsable en Uruguay y continuar descarbonizando su matriz energética.

Hidrógeno verde

El hidrógeno verde y sus derivados tienen un rol futuro fundamental en procesos y actividades difíciles de descarbonizar (por ejemplo, la industria y el transporte pesados), y, en consecuencia, ANCAP tiene un rol esencial para jugar en la segunda etapa de la transición energética en Uruguay, ya que esta va más allá de la producción de electrones renovables y se basa en la producción de moléculas sustentables de bajo contenido de carbono.

El Hydrogen Council estima que Europa y la región de Asia Pacífico consumirán en 2050 más del hidrógeno verde que producen (Hydrogen Council, 2022). En este escenario, Uruguay puede posicionarse estratégicamente como un exportador importante de este vector energético. Nuestro país publicó en 2022 la *Hoja de ruta del hidrógeno verde en Uruguay* (MIEM, 2022), que comprende varios elementos necesarios para apuntalar su desarrollo, tales como innovación, regulación, promoción de inversiones, construcción de capacidades, cooperación internacional, infraestructura y logística, incluyendo la producción de hidrógeno verde a partir de energía eólica *offshore*, que liderará ANCAP a través de rondas.

ANCAP lanzará la Ronda H₂U Offshore, por la cual ofrecerá áreas *offshore* a empresas de energía para llevar adelante estudios de factibilidad para la instalación de infraestructura para producir hidrógeno o sus derivados a partir de energía renovable. A pesar de que puede considerarse un proyecto a largo plazo para alcanzar la escala de los gigavatios, ya hay empresas de energía y proyectos a escala

global desarrollando la producción de hidrógeno a partir de energía eólica producida *offshore* (Tomasini *et al.*, 2022).

A escala global hay varias empresas desarrollando proyectos en esta línea. El proyecto piloto PosHYdon, localizado en el sector holandés del Mar del Norte, propiedad de la empresa petrolera Neptune Energy, es la primera planta de hidrógeno verde *offshore* del mundo y tiene como objetivo integrar tres sistemas de energía: eólica marina, producción de gas natural e hidrógeno verde (Neptune Energy, 2023). Asimismo, el proyecto AmpHytrite, localizado en el puerto de Rotterdam, apunta a hacer funcionar una unidad de producción de hidrógeno centralizada, *offshore* y fuera de la red, operando esta unidad de producción de hidrógeno verde mediante energía eólica marina (Windpowernl, 2023). Por último, Lhyfe es una empresa pionera en hidrógeno verde, dedicada a la transición energética, que inauguró en 2022 la primera plataforma piloto del mundo para la producción de hidrógeno verde en la costa de Le Croisic, Nantes (Lhyfe, 2023).

Adicionalmente, hay países organizando licitaciones por áreas *offshore* para la producción de hidrógeno verde a partir de energía eólica, de características similares a la propuesta de ANCAP. Países Bajos planifica un proyecto de demostración de hidrógeno en escala menor a los 100 MW, a partir de un parque eólico marino, para lo cual realizará una licitación que se espera que entre en operación en 2026-2028, y un segundo proyecto, de 500 MW, para su ingreso en operación a 2031 (Buljan, 2023a). Asimismo, la Agencia Danesa de Energía ha invitado a

presentar propuestas para construir y operar proyectos para producción de derivados de hidrógeno verde, para lo cual el país ha puesto a disposición un subsidio de aproximadamente € 168 millones. Según la estrategia de Dinamarca, los recursos eólicos marinos del país proporcionan buenas condiciones para la producción de hidrógeno verde, que requiere grandes cantidades de electricidad renovable (Buljan, 2023b). Finalmente, Alemania ha dado los primeros pasos para establecer una licitación eólica marina para la producción de hidrógeno verde, publicando una ordenanza clave que cubre la zona económica exclusiva y los criterios para las subastas (Renews.biz, 2021).

Modelo de negocio y de contrato

Las bases de la ronda y el modelo de contrato que ANCAP ha diseñado para la Ronda H₂U Offshore presenta varias analogías con la E&P de hidrocarburos.

Las empresas de energía deberán calificar con base en sus antecedentes técnicos, económicos y legales, y sólo las empresas calificadas podrán presentar ofertas. Al igual que en las rondas de E&P, las ofertas se comparan según tres criterios: el programa de trabajo comprometido para los subperíodos 1 y 2, el incremento del *profit* para el Estado uruguayo y el porcentaje de asociación de ANCAP en el proyecto.

Los contratos que se han propuesto para la Ronda H₂U Offshore son como los típicos contratos de producción compartida usados en la industria petrolera. Las principales características de estos contratos son:

- El contratista tiene el derecho exclusivo de llevar adelante los trabajos de evaluación de factibilidad y potencial producción de hidrógeno verde o sus derivados, a partir de energías renovables generadas en el área *offshore*.
- El contratista asume todos los riesgos, costos y responsabilidades inherentes a las operaciones, aportando todos los recursos técnicos y financieros para ello.
- El período de evaluación, que tiene un plazo de diez años, está dividido en tres subperíodos. En el subperíodo 1 el contratista debe completar el trabajo de evaluación que presentó en la oferta (estudios sobre información existente). El subperíodo 2 es opcional para el contratista y si este decide pasar a esta segunda etapa tiene que cumplir también con el trabajo comprometido en la oferta (adquisición de nuevos datos). El subperíodo 3 también es opcional y debe incluir un piloto de producción de hidrógeno o adquisición de más datos.
- El plazo del contrato incluyendo los períodos de evaluación, desarrollo y producción es de cuarenta años y puede ser extendido por el Poder Ejecutivo.
- El contrato da flexibilidad en términos de concepto de desarrollo y ANCAP tiene el derecho de asociarse, asumiendo su cuota parte de los costos y recibiendo su parte de los ingresos.
- Los ingresos se dividen en tres partes: *cost* (limitado al 80% de los ingresos brutos), *profit* del contratista y *profit* para el Estado uruguayo. Los ingresos brutos

incluyen todos los ingresos que el contratista pueda obtener por vía del contrato (hidrógeno, derivados y subproductos, incluyendo venta de energía eléctrica si la hubiera). El contratista recupera los costos operativos y de capital a través del *cost*. El contratista paga IRAE sobre su *profit* y si ANCAP se asocia también lo hace.

- ANCAP y el Estado uruguayo tienen el derecho de recibir su cuota parte del *profit* en dinero o en especie.
- El contratista tiene el título sobre el hidrógeno o los derivados que puedan producirse y puede disponer libremente de esta producción. Aplica, al igual que en el caso de la producción de hidrocarburos, una obligación de mercado doméstico, que estipula que ANCAP tiene el derecho preferencial de comprar la producción para abastecer la demanda doméstica al mismo precio que el internacional.

Hay varios desafíos para estos tipos de proyectos de producción de hidrógeno verde y derivados a gran escala, tales como el alto costo de las tecnologías involucradas y el mercado destinatario de los productos, sobre los que hay una gran incertidumbre. El objetivo de ANCAP es mitigar estos dos grandes desafíos proporcionando tiempo y flexibilidad en el marco del contrato. En tal sentido, en la Ronda H₂U Offshore ANCAP brinda suficiente flexibilidad para que la empresa decida el concepto de desarrollo del proyecto en función de sus fortalezas, la estrategia preferida y la evaluación técnico-económica de los proyectos correspondientes. A modo de ejemplo, existe la opción de producir

hidrógeno directamente desde una plataforma mar adentro o, por otro lado, proporcionar electricidad desde los aerogeneradores marinos mediante cables, para producir hidrógeno de manera más convencional con los electrolizadores en tierra firme; tampoco está definida la escala del proyecto ni sus fases de desarrollo, quedando a decisión del desarrollador. Por otra parte, el contrato le otorga a la empresa tiempo suficiente para que evalúe adecuadamente el proyecto, mientras que el mercado comprador se desarrolla y los costos de las tecnologías disminuyen.

Al igual que en el caso de la eventual producción de hidrocarburos, tal como se presentó en la figura 3, el Ingreso Bruto se divide en el *cost*, el margen neto de ANCAP, el margen neto del contratista, el IRAE y el *profit* del gobierno uruguayo. Por lo tanto, el Estado uruguayo captura renta, o una compensación a cambio de darle a la empresa privada el derecho del uso del viento y del espacio marítimo, por las mismas tres vías coloreadas en azul en la figura 3.

Finalmente, las analogías y diferencias entre los modelos de negocio de E&P y el propuesto por ANCAP para la Ronda H₂U Offshore se resumen en la tabla 1.

ANCAP ha definido varias áreas, en aguas someras adecuadas para aerogeneradores fijos en el lecho marino, de una superficie aproximada de 760 km². Estas áreas fueron delimitadas de forma tal que minimizan la superposición con zonas de relevancia ecológica, la interferencia con otras actividades (tránsito y operaciones marítimas, pesca, cables submarinos y la actividad de E&P de hidrocarburos) y, obviamente, la presencia y la

calidad del recurso eólico. Cada área tiene el potencial de generación de 3 GW y de alcanzar una producción *plateau* de aproximadamente 160.000 t de hidrógeno por año (Ferro *et al.*, 2023).

El modelo técnico-económico probabilístico publicado (Ferro *et al.*, 2023) arrojó como

resultado un costo del hidrógeno verde de entre 1,75 y 5,27 USD/kg, siendo 2,58 USD/kg el valor medio de la distribución resultante. Con este valor de costo, la producción de combustibles sustentables (*e-fuels*) o fertilizantes verdes puede lograrse a gran escala con resultados económicos competitivos.

Tabla 1: Comparación de los modelos de negocios de E&P y la Ronda H2U Offshore

E&P	H ₂ U Offshore
Empresas petroleras (IOC).	Empresas energéticas (IEC).
Producto: petróleo o gas natural (moléculas).	Producto: hidrógeno o derivados (moléculas).
Riesgo principal: inexistencia de acumulación comercial de hidrocarburos.	Riesgo principal: costos de la tecnología y desarrollo del mercado para los productos.
Costo y riesgo soportados enteramente por el contratista.	Costo y riesgo soportados enteramente por el contratista.
ANCAP tiene el derecho de asociarse si hay un descubrimiento comercial de hidrocarburos.	ANCAP tiene el derecho de asociarse si se presenta el compromiso del desarrollo del proyecto.
Fases: exploración, desarrollo y producción.	Fases: evaluación, desarrollo y producción.
Exploración: cientos de millones de dólares invertidos en datos geofísicos y pozos exploratorios.	Evaluación: decenas de millones de dólares invertidos en datos metoceanicos, geotécnica y evaluación de recursos.
La empresa puede devolver el área en cualquier momento, una vez cumplidos los trabajos exploratorios comprometidos.	La empresa puede devolver el área en cualquier momento, una vez cumplidos los trabajos de evaluación comprometidos.
Desarrollo: miles de millones de dólares propuesto y comprometido por el contratista sólo si hay un descubrimiento comercialmente explotable.	Desarrollo: miles de millones de dólares, propuesto y comprometido por el contratista sólo si la evaluación de factibilidad del proyecto es viable y positiva.
Cost oil (para recuperar el CAPEX y el OPEX).	Cost (para recuperar el CAPEX y el OPEX).
Profit oil compartido entre el contratista y el Estado uruguayo.	Profit compartido entre el contratista y el Estado uruguayo.
El Estado uruguayo retiene el título de la producción y le paga al contratista con parte de la producción en especie (sólo si hay producción).	El contratista tiene el título sobre la producción y le paga al Estado uruguayo una pequeña parte de las ganancias en dinero o en especie (sólo si hay producción).

La tajada mínima del Estado uruguayo, que se obtiene a partir de la suma de la tajada de ANCAP (que asumimos en el modelo que se asocia con un 20%) y la tajada del gobierno, arroja un resultado de 43%. Si bien esta

tajada del Estado uruguayo puede resultar demasiado excesiva para un proyecto en el cual todos los costos y riesgos son soportados por la empresa privada, la mayor fuente de ingresos para el Estado es el IRAE, por

lo que este podría viabilizar el proyecto, en caso de ser necesario, reduciendo su tajada a través de una reducción impositiva.

Por último, dado que la incertidumbre sobre los precios futuros del hidrógeno verde es muy grande, resulta temerario estimar ingresos en valores absolutos y el impacto de esta actividad en los resultados de ANCAP o en la economía uruguaya. Sin embargo, hay tendencias que se confirman: los proyectos petroleros tienen un alto riesgo exploratorio, son muy rentables si se encuentra y puede explotar la acumulación de hidrocarburos; por el contrario, el negocio de hidrógeno verde tiene menor rentabilidad dado su desarrollo, pero el riesgo de presencia y calidad del recurso eólico es prácticamente nulo, el mayor desafío es el mercado, junto al precio de los productos.

Consideraciones finales y conclusiones

Uruguay ha avanzado en la primera fase de la transición energética, generando su electricidad prácticamente a partir de energías renovables, y ha identificado al hidrógeno verde y sus derivados como pilares claves para la segunda fase de la transición, en la que pretende descarbonizar los otros sectores de su economía. Adicionalmente, el hidrógeno verde y sus derivados pueden representar el vector energético sustentable a través del cual nuestro país exporte su abundante recurso solar y eólico.

ANCAP continúa impulsando la E&P de hidrocarburos en su ZEE, lo que se combina con la avidez de la industria petrolera

de explorar en los márgenes del Atlántico Sur, como consecuencia de los importantes descubrimientos en la Cuenca Orange en Namibia. La petrolera estatal uruguaya ha sido capaz de atraer más de mil millones de dólares de inversión de las principales empresas de energía del mundo e intenta extrapolar esta capacidad para captar la inversión en la Ronda H₂U Offshore.

La exploración y la eventual producción de hidrocarburos no implican un retroceso en la transición energética. De hecho, el gas natural podría constituir un excelente respaldo despachable, de bajas emisiones de carbono, de las energías renovables intermitentes. En el caso de que Uruguay no consumiera combustibles fósiles y tuviera producción, podría eventualmente exportarla toda, beneficiándose de los ingresos que la venta de estos recursos implicara. Más aún, Uruguay podría inspirarse en la gestión de recursos que hacen otros países, como Noruega, y crear un fondo soberano con parte de los ingresos de la industria petrolera, para invertir en proyectos de energías renovables e hidrógeno verde, impulsando aún más la segunda fase de la transición energética.

El hidrógeno verde y sus derivados son claves para alcanzar los objetivos de emisiones cero neto para 2050, en particular para descarbonizar los sectores cuyas emisiones son difíciles de abatir, como la industria y el transporte pesados. El modelo de negocio de la Ronda H₂U Offshore propuesto por ANCAP presenta varias analogías con el de la industria petrolera. Sin embargo, en la industria petrolera el mayor riesgo es la presencia o no del recurso, mientras que en el negocio del hidrógeno verde el riesgo principal es

conseguir el comprador a precios que viabilicen el desarrollo de los proyectos.

Por último, existe un sinnúmero de aspectos en común entre estos dos grandes proyectos energéticos del *offshore* de Uruguay, como el tipo de empresas de energía capaces de desarrollarlos, las operaciones que involucran, los montos de las inversiones requeridas y la experticia necesaria, tanto en las

empresas desarrolladoras como en la contraparte estatal, lo que motiva que ANCAP esté gestionándolos y articulándolos de forma simultánea, maximizando las sinergias entre ellos, en el sentido de que el descubrimiento y la potencial producción de hidrocarburos en nuestras cuencas *offshore* serían importantes para sustentar una transición energética responsable en nuestro país.

Las referencias bibliográficas se encuentran en un único apartado ubicado al final del libro.

Cómo citar este capítulo: Ferro, S., N. Blánquez, C. Romeu, J. Marmisolle y J. Tomasini, 2024, La transición energética y el *offshore* de Uruguay, en P. Gristo, G. Veroslavsky y H. de Santa Ana, eds., Territorio marítimo uruguayo: soberanía, naturaleza y recursos: Montevideo, ANCAP, pp. 487-510, doi: 10.70952/a8827tmuc4-5