

¿LA APERTURA DE LA ÚLTIMA FRONTERA EXTRACTIVA DE LOS FÓSILES?

ENERO 2022

CONTENIDO

RESUMEN	03
1. INTRODUCCIÓN	04
2. LA HISTORIA DEL <i>OFFSHORE</i> EN LA ARGENTINA	09
2.1 Incentivos económicos para el costa afuera	13
2.2 La situación del <i>offshore</i> en otros países	15
3. LOS IMPACTOS DEL <i>OFFSHORE</i>	16
3.1 Biodiversidad	16
3.1.1 La prospección sísmica de la actividad hidrocarburífera en el mar y sus impactos en la biodiversidad	16
3.1.2 La protección del mar Argentino	18
3.1.3 El efecto “derrame”	20
3.2 Cambio climático	20
3.2.1 Combustibles fósiles en un mundo de 1,5°C de calentamiento global	20
3.2.2 Los compromisos climáticos de la Argentina	21
3.3 Impacto en la economía local y las actividades tradicionales	22
4. EL ROL DE EQUINOR	24
5. REGULACIÓN DE LA EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS EN EL MAR	26
5.1 Dominio y jurisdicción del mar, el subsuelo marítimo y sus recursos	26
5.2 Derecho al ambiente sano y herramientas legales de protección del mar	28
5.3 Derecho de los hidrocarburos. Exploración y explotación costas afuera. Normas ambientales de la actividad	29
6. PALABRAS FINALES	33
7. BIBLIOGRAFÍA	34

RESUMEN

El mar Argentino es, junto con los hidrocarburos no convencionales, la nueva frontera extractiva para el desarrollo de los combustibles fósiles en la Argentina. A pesar de los compromisos climáticos asumidos por el país, de los grandes costos logísticos y de los inmensos riesgos ambientales y sociales de la actividad *offshore*, el gobierno argentino ha impulsado en los últimos años iniciativas extractivas en el mar Argentino.

El peso de la extracción *offshore* ha crecido en los últimos años: pasó del 9% del gas extraído en 2009 al 19% en 2020, en las cuatro cuencas activas (la del Noroeste, la Neuquina, la del golfo San Jorge y la Austral). El potencial económico del crecimiento de esta actividad pareciera ser el principal argumento para llevarla a cabo: tan es así que el Plan Gas.Ar, de 2020, y el proyecto de Ley de Promoción de Inversiones Hidrocarburíferas, de 2021, incluyen, además de enormes incentivos a la extracción y exportación de hidrocarburos, ventajas especiales para la actividad *offshore*.

La presentación, en 2016 y 2017, y la posterior aprobación en el Congreso Nacional, en 2020, de los límites de la plataforma continental argentina fueron el puntapié inicial para la ampliación de la frontera extractiva de hidrocarburos en el mar Argentino. En 2019, se adjudicaron 18 áreas a 13 empresas para que realicen extracción *offshore* por entre 11 y 13 años en las cuencas Malvinas (MLO), Austral Marina (AUS) y Argentina Norte (CAN), 8 de ellas a la empresa estatal noruega Equinor (4 junto a YPF y una también junto a Total). Vale destacar que la evaluación de impacto ambiental (EIA) presentada en audiencia pública en julio de 2021 por las áreas CAN 100, 104 y 118 ignoraba el impacto en materia de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del proyecto, lo que comprometía los objetivos de política climática.

Por otro lado, la prospección sísmica es una parte fundamental de la modalidad *offshore*. Los buques de investigación sísmica utilizan cañones de aire comprimido que emiten pulsos acústicos para ubicar los yacimientos que se van a perforar. Su impacto en la fauna marina genera lesiones graves o muerte, afecta físicamente a las especies, genera deterioro de la audición y enmascaramiento de las señales de comunicación que emiten algunas especies y cambios de comportamiento.

Así, la extracción costa afuera pone en riesgo las características ecológicas y oceanográficas distintivas del mar Argentino. Esto se suma a las deudas en materia de conservación: aunque las áreas marinas protegidas (AMP) son la principal herramienta para la preservación de los hábitats marinos y de prevención de la sobreexplotación de recursos, en la Argentina alcanzan el 8,24% del mar Argentino, por lo que no respetan los compromisos en el marco del Convenio sobre la Diversidad Biológica y la Meta 14.5 de la Agenda 2030 de las Naciones Unidas que apuntan a un mínimo de un 10%. Además, se calcula que los océanos absorben un tercio de las emisiones antropogénicas de CO₂, por lo que su desprotección afecta también su función como sumidero de carbono.

La probabilidad de ocurrencia de derrame para los niveles de extracción planeados en la plataforma continental argentina es del 100% (Blanco *et al.*, 2021). Así, los riesgos para las economías locales son considerables: el sector pesquero y el turístico —ambos fuente de trabajo de miles de personas en la Costa Atlántica— son particularmente vulnerables a los cambios de comportamiento y a las probabilidades de derrame, respectivamente. Vale destacar, en ese sentido, que Mar del Plata está a tan solo 300 km de las áreas CAN 100 y CAN 108.

Estas iniciativas extractivas suelen presentarse como catalizadoras de empleo. Sin embargo, la experiencia de la extracción *offshore* en otros países del Sur indica que estos proyectos suelen crear empleos de corto plazo y para especialistas técnicos que no son locales, por lo que sus ventajas son mínimas. Además, estos países que vieron agravado su balance cambiario y de deuda en los últimos años son especialmente propensos a proyectos extractivos que prometen divisas. La realidad es que, en muchos casos, las costosas inversiones en tecnologías importadas para llevar a cabo los proyectos terminan empeorando la situación.

Equinor, la adjudicataria de las áreas cuya EIA fue presentada en audiencia pública en 2021, es una empresa estatal noruega especializada en la extracción *offshore*. Está detrás de la actividad hidrocarbúrfica en el océano Ártico, una de las regiones más golpeadas por el cambio climático. Sus actividades se extienden a todos los continentes y han generado conflictos socioambientales en Irlanda y Australia, entre otros países, y estuvo involucrada en casos de corrupción, por ejemplo, en Irán.

A pesar de su tímida inversión en energías renovables y su cambio de imagen como “empresa energética” para despegarse de los fósiles, en 2020 Equinor decidió comenzar a operar el mayor pozo de petróleo y gas en Europa occidental. Apenas el 2% de sus gastos de capital se destinan a energías limpias mientras impulsa nuevos proyectos extractivos a pesar de la hoja de ruta recomendada por la Agencia Internacional de la Energía (IEA, por sus siglas en inglés).

En la Argentina, la extracción *offshore* no puede contradecir la normativa ambiental del país: la Ley General del Ambiente (con su principio precautorio), la Ley de Acceso a la Información Pública Ambiental (Ley 25.381) y el Acuerdo de Escazú (Ley 27.566), que garantiza la participación ciudadana en cuestiones ambientales. Además, la Resolución 197/2018 del Ministerio de Energía y Minería aprobó el reglamento para el otorgamiento de permisos para extracción *offshore* e incluyó el cumplimiento de evaluación de impactos como requisito (dejando asentada a la prospección sísmica como actividad susceptible de impacto negativo); luego, la Resolución Conjunta 3/2019 dejó en claro el procedimiento.

Fue en ese marco legal donde en septiembre de 2021, mediante la Resolución 16/2021, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible suspendió los procedimientos de EIA necesarios para las campañas de adquisición sísmica hasta tanto todos los organismos correspondientes emitan dictamen sobre el impacto de la actividad sobre el ambiente. Sin embargo, el mismo mes, el Poder Ejecutivo presentó en el Senado el proyecto de Ley de Promoción de Inversiones Hidrocarbúrficas, ignorando todas las recomendaciones científicas en materia climática.

La gestión del mar Argentino no solo debe excluir actividades que ponen en riesgo tanto los compromisos asumidos de política climática como la biodiversidad y las economías locales, sino que debe apuntar hacia una gestión cuidadosa y responsable con un enfoque ecosistémico, integral y participativo. La Planificación Marina Espacial (PME) es una gran herramienta en este sentido, ya que permite ordenar espacial y temporalmente todas las actividades humanas con visión de corto, mediano y largo plazo.

Por último, cualquier iniciativa extractiva hidrocarbúrfica debería inscribirse dentro de un plan de transición energética que incluya objetivos sociales, ambientales y económicos. La ausencia de una hoja de ruta que permita alcanzar los compromisos asumidos implica inversiones en recursos que pueden terminar como activos varados en unos pocos años, además de agravar la crisis climática. La IEA es clara: a partir de 2021 no se deben aprobar nuevos proyectos de extracción de gas, petróleo o carbón para no superar el aumento de 1,5 °C.

1. INTRODUCCIÓN

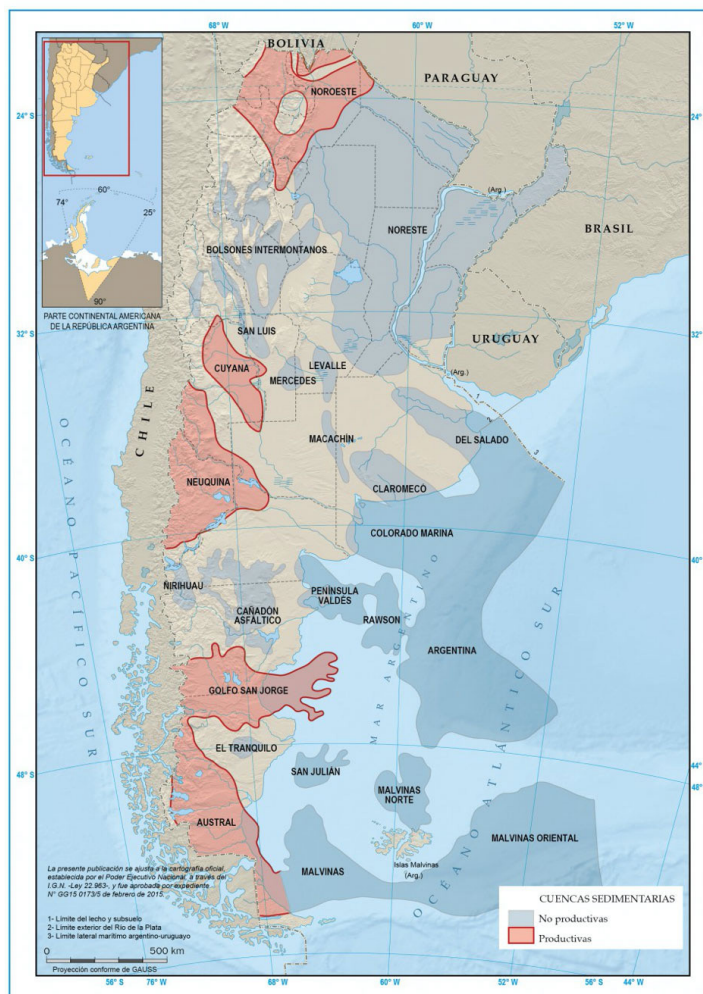
En la Argentina, existen unas 24 cuencas sedimentarias,¹ con una superficie de 3.035.000 km²; en detalle, la superficie de las cuencas sedimentarias marinas es de 1.227.568 km². En la actualidad, son cuatro las cuencas que se encuentran productivas: la del Noroeste, la Neuquina, la del golfo San Jorge y la Austral Marina, y **representan el 18% de la superficie total de las cuencas; el 82% restante corresponde a aquellas cuencas que podrían tener alguna actividad exploratoria, pero que no están siendo explotadas. Esto demuestra que la mayor parte del mar Argentino es capaz de sufrir futuras exploraciones y explotaciones** para afrontar la demanda del petróleo y gas, llevando a un avance

1. La existencia de una cuenca sedimentaria es condición necesaria para la presencia de un yacimiento de hidrocarburos; allí se depositan las rocas sedimentarias donde se generan los hidrocarburos y también donde mayormente estos se acumulan.

inminente de la frontera hidrocarburífera en espacios marinos de un gran valor ecosistémico (Foro para la Conservación del Mar Patagónico y Áreas de Influencia, 2021b).

Las cuencas *offshore* argentinas son Colorado Marina, Península Valdés, Rawson, San Julián, Malvinas Norte, Malvinas Oriental y Malvinas; y las cuencas mixtas son Del Salado, Claromecó, Golfo San Jorge y Austral Marina (Figura 1).

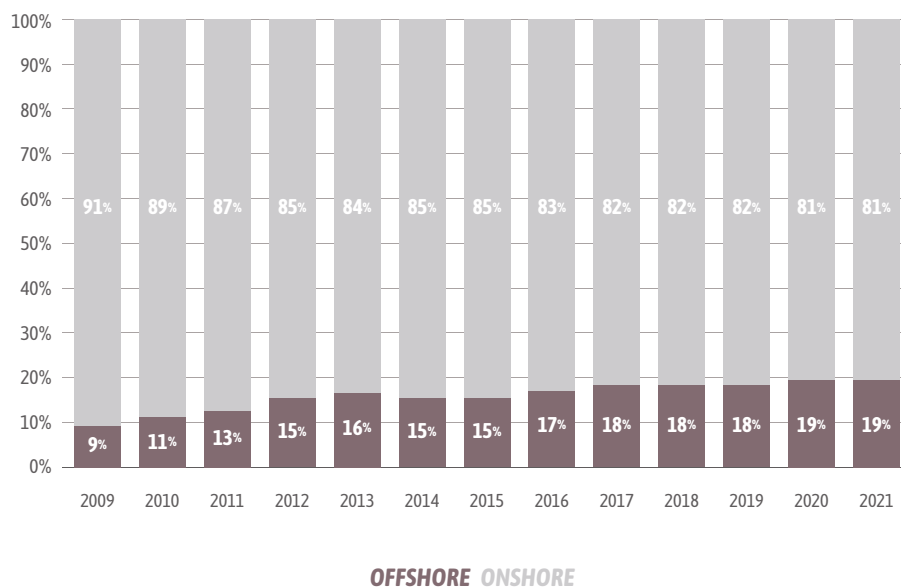
Figura 1. Cuencas argentinas



Fuente: Energía de mi país (2021).

La extracción de gas *offshore* fue ganando un lugar de mayor relevancia en la matriz de consumo nacional. Como se muestra en el Gráfico 1, tanto en 2020 como en 2021 (hasta julio de ese año), el 19% del total nacional de las extracciones de gas fue extraído costas afuera, con una marcada tendencia alcista en los últimos 10 años.

Gráfico 1. Extracciones de gas onshore y offshore



Fuente: Elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía (a julio de 2021).

En 2019, se licitaron y adjudicaron áreas marítimas para la exploración con el objetivo de buscar petróleo y gas, que se sumarían a las existentes de las cuencas del golfo San Jorge y Austral Marina. La licitación ocurrió luego de que, en 2016 y 2017, se aprobase una nueva extensión del límite de la plataforma continental argentina. Más cerca en el tiempo, a fines de 2020, el Gobierno nacional incluyó entre los beneficiarios del Plan Gas.Ar a las explotaciones costa afuera.

La importancia que reviste el mar por su biodiversidad y la función fundamental de los océanos a la hora de brindar servicios ecosistémicos —como el rol en la captura de carbono— son poco exploradas y aún resta mucho por ser evaluado. Por ello, el objetivo de este trabajo es realizar un análisis exhaustivo de la situación de las actividades hidrocarburíferas *offshore*, así como evaluar lo inherente a la biodiversidad marina, su cuidado, sus reglamentaciones y regulaciones.

La Tabla 1 muestra las áreas con permisos de exploración y concesiones de explotación en las cuencas Austral Marina y Malvinas con sus empresas adjudicatarias. También se observan las ofertas que realizaron las empresas por las nuevas áreas adjudicadas para la exploración mediante la Resolución 276/2019 en la cuenca Argentina.

Tabla 1. Áreas adjudicadas para la exploración hidrocarburífera

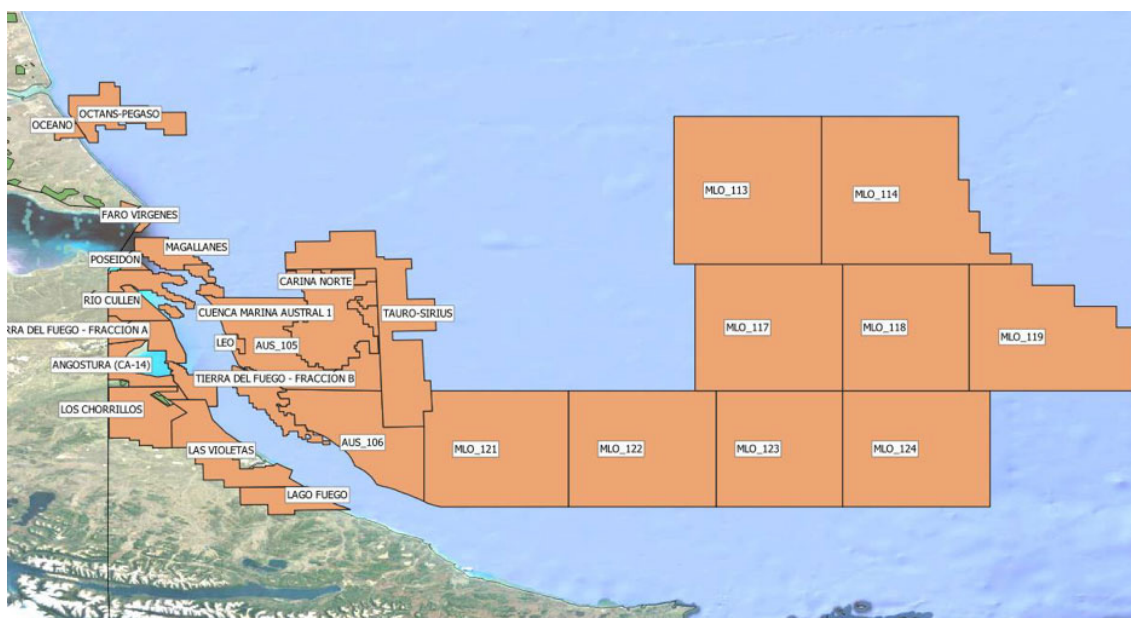
ÁREA	EMPRESA OFERENTE/OPERADORA	OFERTA (USD) NUEVOS PERMISOS DE EXPLORACIÓN 2019	PERMISOS DE EXPLORACIÓN Y CONCESIONES DE EXPLOTACIÓN (A ABRIL DE 2021)
MLO_113	Exxonmobil Argentina Offshore Investments Bv y Qatar Petroleum International Limited	30.100.000	exploración y explotación
MLO_114	Tullow Oil Plc, Pluspetrol S. A. y Wintershall Energía S. A.	105.970.000	exploración y explotación
MLO_117	Exxonmobil Argentina Offshore Investments Bv y Qatar Petroleum International Limited	34.475.000	exploración y explotación
MLO_118	Exxonmobil Argentina Offshore Investments Bv y Qatar Petroleum International Limited	29.950.000	exploración y explotación
MLO_119	Tullow Oil Plc, Pluspetrol S. A. y Wintershall Energía S. A.	82.445.000	exploración y explotación
MLO_121	Equinor Argentina	66.195.000	exploración (sísmica) y explotación
MLO_122	Tullow Oil Plc	43.660.000	exploración (sísmica) y explotación
MLO_123	Total Austral S. A., Equinor Argentina e YPF S. A.	44.465.000	exploración (sísmica) y explotación
MLO_124	Eni Argentina Exploración y Explotación S. A., MEPMLO SAU (Mitsui & CO LTD) y Tecpetrol S. A.	67.605.000	exploración (sísmica) y explotación
CAN_102	YPF S. A. y Equinor Argentina	23.825.000	exploración (sísmica)
CAN_107	Shell Argentina S. A. y Qatar Petroleum International Limited	8.490.000	exploración (sísmica)
CAN_108	Equinor Argentina	16.170.000	exploración (sísmica)
CAN_109	Shell Argentina S. A. y Qatar Petroleum International Limited	59.125.000	exploración (sísmica)
CAN_111	Total Austral S. A. y BP Exploration Operating Company Limited	17.380.000	exploración (sísmica)
CAN_113	Total Austral S. A. y BP Exploration Operating Company Limited	8.680.000	exploración (sísmica)
CAN_114	Equinor Argentina e YPF S. A.	47.420.000	exploración (sísmica)
AUS_105	Equinor Argentina	15.200.000	exploración (sísmica) y explotación

ÁREA	EMPRESA OFERENTE/OPERADORA	OFERTA (USD) NUEVOS PERMISOS DE EXPLORACIÓN 2019	PERMISOS DE EXPLORACIÓN Y CONCESIONES DE EXPLOTACIÓN (A ABRIL DE 2021)
AUS_106	Equinor Argentina	22.870.000	exploración (sísmica) y explotación
CAN_100	YPF S. A. y Equinor Argentina	s/d	exploración (sísmica) y explotación
Cuenca Argentina Sur	Spectrum ASA - Sucursal Argentina	s/d	sísmica
Carina Norte y Sudeste/Leo	Total Austral S. A.	s/d	exploración y explotación
Octans-Pegaso	Total Austral S. A.	s/d	exploración y explotación
Magallanes	ENAP Sipetrol Argentina S. A.	s/d	exploración y explotación
Cuenca Austral Marina 1	Total Austral S. A.	s/d	exploración y explotación
Tauro-Sirius	Total Austral S. A.	s/d	exploración y explotación

(s/d) Estas áreas no corresponden a la licitación de 2019 y, por tanto, se carece de esta información.

Fuente: Elaboración propia sobre la base de respuestas a pedidos de acceso a la información realizados desde FARN.²

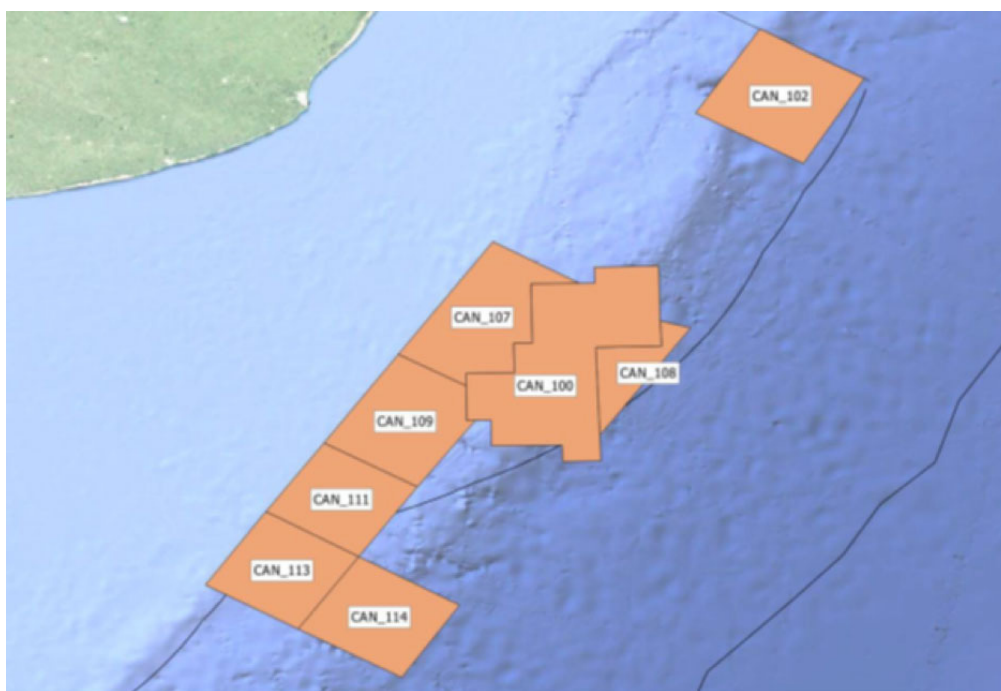
Figura 2. Áreas de exploración y explotación. Cuenca Austral Marina y cuenca Malvinas



Fuente: Freiría y Olmedo (2021).

2. Pedido 1, respuesta 1, pedido 2 y respuesta 2.

Figura 3. Áreas de exploración y explotación. Cuenca Argentina Norte



Fuente: Freiría y Olmedo (2021)³.

2. LA HISTORIA DEL OFFSHORE EN LA ARGENTINA

La explotación hidrocarburífera en la Argentina comienza a principios del siglo XX con el descubrimiento de petróleo costa adentro en Comodoro Rivadavia, en la provincia de Chubut. Décadas después, en los años sesenta, se otorgaron concesiones de áreas *offshore* y se realizaron perforaciones exploratorias en las cuencas del Salado, Colorado y del golfo San Jorge. En esta última cuenca, se encontró la presencia de hidrocarburos, aunque en cantidades no comerciales.

Luego de que el Servicio de Hidrografía Naval Argentino y el Observatorio Geológico Lamont realizaran los primeros estudios sobre las áreas marinas de la Argentina, entre 1969 y 1972, empresas estadounidenses perforaron 15 pozos exploratorios en las cuencas marinas Salado y Colorado —elegidas por la cercanía a los centros de consumo—, aunque sin obtener los resultados esperados. También se perforaron 17 pozos en la cuenca del golfo San Jorge, en las áreas *offshore*, especulando con la extensión de estos yacimientos de manera *onshore*. Aunque se encontró petróleo, no fue considerado con volumen comercial, por lo que se abandonó su desarrollo (Pérez Roig, 2020).

Pero no fue sino hasta 1975 cuando se declaró el interés nacional de estudiar las plataformas submarinas en la zona de las Islas Malvinas, Antártida e Islas del Atlántico Sur, mediante la [Ley 21.024](#), que declaraba que, por ese entonces, Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) le daría prioridad a estos estudios (Betancourt, 2021). YPF adquirió una plataforma semisumergible que estuvo en el mar Argentino en enero de 1977, con la que se perforaron las cuencas del Colorado, golfo San Jorge y Austral

3. Es la filial de la empresa estatal de hidrocarburos de Chile, ENAP.

Marina. El objetivo era explorar la plataforma continental argentina en toda su extensión. En las dos primeras cuencas, no se obtuvieron los resultados esperados, por lo que se la trasladó a la cuenca Austral Marina. Finalmente, esta tarea la completó la compañía Esso, explorando las áreas denominadas Malvinas 1 y 2, después de que YPF le alquilara la plataforma. Allí se descubrieron dos acumulaciones de hidrocarburos, pero se consideraron no económicas, además de hallarse a una larga distancia y con condiciones climáticas desfavorables. Más adelante, debido a la guerra de Malvinas, se paralizaron las operaciones (Pérez Roig, 2020; Rabanaque, 2010).

En 1978, se inauguró el primer gasoducto submarino argentino a través del estrecho de Magallanes, como parte del gasoducto San Martín (ex Austral). Este fue construido por la compañía Techint para Gas del Estado entre 1975 y 1978 (AREF, 2021).

La década de 1980 fue el período de mayor intensidad de exploración y fue llevado adelante por las empresas privadas Total Austral (junto con Wintershall Energía y Pan American Energy [PAE]), Shell y Esso. Se descubrieron pozos comerciales en los yacimientos Ara, Aries, Lobo, Vega, Hydra y Argo, ubicados frente a las costas de Tierra del Fuego, a cargo de Total Austral y asociados; y en la desembocadura del estrecho de Magallanes, Shell encontró gas. En 1983, Total Austral y sus asociados descubrieron el yacimiento Gran Carina, en la cuenca Austral Marina, donde quedó concentrada la actividad *offshore*; hasta 2001, se perforaron 29 pozos y se realizaron extracciones de petróleo y gas (Pérez Roig, 2020).

Luego, en 1985, ante la disminución de las reservas y como promoción de las inversiones privadas, se licitaron 165 áreas en bloques *onshore* y *offshore*, adjudicándose 77 bloques por un total de 130 millones de hectáreas (conocido como Plan Houston). Por su parte, a mediados de la década de 1980, YPF realizó intensas campañas sísmicas y la perforación de varios pozos (AREF, 2021).

En los años noventa, debido a los resultados de las tareas de exploración y ante el avance de las privatizaciones y la desregulación del sector, se le abrió el camino al capital privado y se licitaron áreas que ya eran operadas por YPF (Betancourt, 2021). Fue en esta etapa cuando se perforaron los primeros pozos de desarrollo costas afuera en la cuenca Austral Marina por parte de la empresa Total Austral y Shell, considerados “pozos productivos y económicamente explotables”, sumados a pozos de exploración en las cuencas del Salado, del Colorado, Rawson, Puerto San Julián y en las cuencas de Malvinas (Rabanaque, 2010).

Durante la década de 1990, la explotación *offshore* estaba concentrada y liderada por Total Austral y sus socios, responsables del 61% del petróleo y del 86% del gas *offshore* extraídos a nivel nacional. El resto estaba en manos de una unión transitoria de empresas (UTE) conformada por YPF y por la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP, de Chile) Sipetrol Argentina,⁴ en el área Magallanes, aunque la zona había sido explorada por Shell. La empresa originaria de Chile era la operadora, y las extracciones allí realizadas se exportaban mayormente a su país de origen. En 1999, ambas empresas estatales recibieron la adjudicación de nuevas áreas de exploración, y en 2003, obtuvieron el permiso de explotación (Pérez Roig, 2020).

En la primera década de 2000, las reservas de hidrocarburos a nivel nacional comenzaron a disminuir, razón por la cual se decretó la emergencia de abastecimiento⁵ en 2002. Luego, en 2004, se creó la empresa Energía Argentina S. A. (ENARSA),⁶ que quedó a cargo de los derechos de la explotación *offshore* y del fomento sectorial (Betancourt, 2021).

En 2005, empezó la explotación del yacimiento Carina, y un año después, la de Aries. En marzo de 2010, se inauguró el segundo ducto de gas natural construido por el país en el lecho del estrecho de

4. Es la filial local de la empresa estatal de hidrocarburos de Chile, ENAP.

5. A través de los decretos 647 y 867.

6. Actualmente, Integración Energética Argentina S. A. (IEASA).

Magallanes, luego de cuatro años de estudio y planificación. Junto con el gasoducto San Martín, alcanzan una capacidad de transporte de 17,5 millones de metros cúbicos diarios (AREF, 2021).

En 2010, luego de que el Reino Unido explorara en la cuenca norte de las islas Malvinas, se aprobó la **Ley 26.659**, que establece las condiciones para la exploración y explotación de hidrocarburos en la plataforma continental argentina, a fin de sancionar a las empresas que realicen actividades sin autorización (Betancourt, 2021). En 2016, se inició la extracción del yacimiento Vega Pléyade, que aporta el 7% de la extracción nacional de gas (AREF, 2021).

Por otro lado, existieron varias campañas de exploración sísmica.⁷ En la Tabla 2, se detallan aquellas concretadas luego de 2012. Antes de 2010, también se realizaron campañas en la zona norte del mar Argentino y en las cuencas Austral Marina y Malvinas; si bien no hay información al respecto, sí quedan registros de las figuras que muestran dónde se realizaron.

Tabla 2. Campañas de actividad sísmica

AÑO	CAMPAÑA	EMPRESA ADJUDICATARIA	BUQUE/EMPRESA OPERADORA
2012	E-2 (Helix)	Enap Sipetrol Argentina S. A.	GX Technology
2013	Fénix	Total Austral S. A.	Total Austral S. A.
2014	Calamar	Energía Argentina S. A.	CGG
2017	Cuenca Argentina	Spectrum Asa Sucursal Argentina	BGP Pioneer
2017	Austral Marina -Malvinas	Spectrum Asa Sucursal Argentina	BGP Pioneer
2018	Cuenca Argentina	Spectrum Asa Sucursal Argentina	BGP Pioneer
2018	Cuenca Argentina	Spectrum Asa Sucursal Argentina	HYSY760
2018	Austral Marina -Malvinas	Spectrum Asa Sucursal Argentina	BGP Pioneer
2019	Colorado Marina	Spectrum Asa Sucursal Argentina	BGP Pioneer
2019	Malvinas Fase 1 Oeste	Spectrum Asa Sucursal Argentina	Amazon Warrior
2019	CAN_107-109	Spectrum Asa Sucursal Argentina	HYSY760
2020	Malvinas Fase 1 Centro	Tgs Ap Investments As Sucursal Argentina	Polar Empress
2020	Malvinas Fase 1 Oeste	Tgs Ap Investments As Sucursal Argentina	Amazon Warrior
2020	CAN_107-109	Spectrum Asa Sucursal Argentina	HYSY760
2020	CAN_102	Spectrum Asa Sucursal Argentina	HYSY760
2021	Malvinas Fase 2 Este	Tgs Ap Investments As Sucursal Argentina	BGP Pioneer

Fuente: Elaboración propia sobre la base de Freiría y Olmedo (2021).

7. La exploración sísmica es un método para conocer la forma y disposición de las diferentes unidades litológicas. Se realiza mediante la detección, lectura e interpretación de ondas sísmicas reflejadas del subsuelo, producidas por una fuente de energía artificial instalada en profundidades georreferenciadas. Esta fuente sísmica suele ser un explosivo compacto de alta energía, capaz de generar una onda —que se propaga a través del subsuelo— reconocible por los sensores (geófonos) instalados en puntos estratégicos en el campo de estudio (https://www.fundacionmaxam.com/es/fundacion/catedra_maxam/soluciones_voladura/exploracion_sismica).

Entre marzo de 2016 y marzo de 2017, se terminó de aprobar la presentación argentina del límite exterior de la plataforma continental más allá de las 200 millas marinas. A comienzos de 2016, la Comisión de Límites de la Plataforma Continental (CLPC)⁸ adoptó por consenso la presentación argentina realizada por la Comisión Nacional del Límite Exterior de la Plataforma Continental (COPLA), la cual extiende los derechos de soberanía sobre los recursos del lecho y subsuelo más allá de las 200 millas marinas. Esto permitió extender el espacio para la explotación de combustibles fósiles. Finalmente, en julio de 2020, el Senado aprobó los nuevos límites de la plataforma continental argentina, brindando la seguridad jurídica necesaria para explorar y explotar el área.

En septiembre de 2016, la Cancillería Argentina y el gobierno de Gran Bretaña acordaron “adoptar las medidas apropiadas para remover todos los obstáculos que limitan el crecimiento económico y el desarrollo sustentable de las islas Malvinas, incluyendo comercio, pesca, navegación e hidrocarburos”, en el Acuerdo Foradori-Duncan, reforzando la idea del espacio marino como fuente de explotación. La Argentina autorizó en 2017 a la compañía noruega Spectrum ASA a cartografiar con sísmica 2D, en sucesivas campañas, tanto la zona norte de la plataforma continental como las cuencas Austral Marina y Malvinas (Quilaqueo, 2020).

En 2018, se lanzó la “Ronda 1. Costa Afuera Argentina”, y en 2019, se adjudicaron 18 áreas para la exploración hidrocarburífera a 13 empresas mediante la **Resolución 276/2019**. Las empresas adjudicatarias fueron YPF, Equinor, Tecpetrol, Qatar Petroleum, ExxonMobil, Total, Pluspetrol, Wintershall, British Petroleum, Shell, Tullow, Mitsui y ENI, y se estipulaba una inversión total de USD 724 millones (Tabla 1). Según la Resolución, estas compañías cuentan con un período máximo de entre 11 años (en el caso de las áreas cercanas a la costa) y 13 años (en el caso de los bloques más profundos) para realizar actividades de exploración, y pueden solicitar la concesión de explotación de esas áreas por un período de 35 años (Secretaría de Energía, 2019).

En relación con estos proyectos adjudicados para la exploración del mar Argentino, en octubre de 2019 FARN realizó un pedido de acceso a la información pública⁹ respecto a la evaluación ambiental estratégica (EAE)¹⁰ que se iba a implementar en este nuevo proceso de avance de la frontera extractiva. En su respuesta, la entonces **Secretaría de Gobierno de Energía de la Nación (2019) indicó que la EAE no se encuentra regulada normativamente en el ámbito nacional, y que está pendiente la determinación respecto al alcance de la herramienta y su implementación**. En la respuesta mencionó, también, que las empresas titulares de permisos de exploración de hidrocarburos se encuentran obligadas a cumplir el proceso de evaluación de impacto ambiental (EIA) a partir de que adquieren la titularidad de los permisos de exploración, obligatoriedad que se establece antes de desarrollar las actividades. Finalmente, señaló **que las empresas no están obligadas a informar el detalle de sus costos de extracción**.

En 2020, el consorcio formado por Total Austral, PAE y Wintershall Dea le propuso al Gobierno incluir el proyecto Fénix de desarrollo de gas en un campo *offshore*, en el nuevo plan de contractualización del mercado gasífero. El proyecto implicaba la inversión de entre USD 800 y 1000 millones para la explotación de la cuenca Austral Marina. El desarrollo de este proyecto era anunciado como de vital importancia para evitar la declinación de la cuenca, lo que obligaría a reformular el sistema de transporte para inyectar más gas desde la cuenca neuquina (Gandini, 2020). Finalmente, la actividad hidrocarburífera *offshore* fue incluida entre las beneficiarias del Plan Gas.Ar¹¹ lanzado en diciembre de 2020.

8. Creada por la Convención de las Naciones Unidas sobre el Derecho del Mar (CONVEMAR).

9. **Pedido y respuesta**.

10. La EAE es un instrumento de gestión ambiental que facilita la incorporación de los aspectos ambientales en políticas, planes y programas gubernamentales. Asimismo, permite conocer e introducir estándares de calidad ambiental a los procesos de planificación gubernamental, que orientan el alcance y las decisiones sobre los proyectos futuros y/o promueven nuevos enfoques para proyectos presentes. Esta herramienta tiene un enfoque preventivo al identificar y revisar las potenciales consecuencias de las decisiones respecto de un proyecto particular o de una política, plan o programa, antes de que sean asumidas y ejecutadas (MAyDS, 2021).

11. Es el Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino 2020-2024, en su cuarta versión, lanzada por el Gobierno nacional a fines de 2020. También es conocido como Plan Gas.Ar o Plan Gas 4.

En relación con una posible segunda ronda de licitaciones de áreas marítimas para la exploración, FARN le consultó¹² a la Secretaría de Energía de la Nación, en enero de 2021, cuáles serían las áreas por adjudicar y los criterios de selección de estas. La respuesta fue que no contaban con información porque la ronda 2 costa afuera se encontraba (a esa fecha) en proceso de identificación y preparación, y que estaba en estadio preliminar. Esa fue la misma respuesta obtenida ante las consultas sobre la EAE; sobre si había existido una instancia de consultas a los ministerios de Ambiente y Desarrollo Sostenible y de Ciencia, Tecnología e Innovación, y sobre las instancias de participación ciudadana. Pero la respuesta advertía lo siguiente: “(El) principio de máxima publicidad en asuntos de información ambiental (...) será respetado al momento de disponer de tal información”.

El 1 de julio 2021, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MAyDS) realizó una audiencia pública para presentar el estudio de impacto ambiental (EslA) de la “Campaña de Adquisición Sísmica *Offshore* en Cuenca Argentina Norte, en las áreas CAN 108, CAN 100 y CAN 114”, en la que expusieron o adhirieron a expresiones previas más de 350 personas. En esta presentación, FARN realizó tres exposiciones.¹³

En septiembre de 2021, mediante la **Resolución 16/2021**, el MAyDS suspendió los plazos del procedimiento de evaluación de impacto ambiental de la campaña de adquisición sísmica *offshore* argentina mencionada, hasta que respondan todos los organismos que deben ser consultados.

Por su parte, en el marco de la presentación del nuevo proyecto de ley de hidrocarburos realizada en septiembre de 2021, la Subsecretaría de Hidrocarburos habría anunciado la creación de un organismo que se dedique a los EslA necesarios para avanzar en el proceso de inversiones del mar Argentino, tarea que le corresponde al MAyDS (LPO, 2021).

Vale mencionar, además, el empuje que ha recibido el sistema de gasoductos. Por ejemplo, el de la cuenca neuquina fue beneficiado con la suma de más de \$80.000 millones por el Presupuesto Nacional de 2021 y con el proyecto de ley del Presupuesto 2022.¹⁴ Esto no solo indica que se sigue apostando a la infraestructura para hidrocarburos con alto riesgo de convertirse en activos varados, sino que se promueve tanto el desarrollo *offshore* como las inversiones en el sistema de transporte de gas, todo ello con miras a la mayor extracción de fósiles.

2.1 Incentivos económicos para el costa afuera

Se estima que la perforación del lecho marino no posee grandes diferencias con la perforación en tierra firme. Sin embargo, los equipos que se utilizan deben afrontar una mayor longitud total por cubrir y la maquinaria perforadora costa afuera debe ser de mayor potencia y con mayores capacidades de carga (Rabanaque, 2010). Se calcula que la exploración *offshore* es 120% más costosa que la *onshore*: el costo diario para el proceso de perforación *offshore* se estimaba en un promedio de USD 205.700, un 28% más alto que para la *onshore* (Campetrol, 2015). Por otro lado, trasladar el petróleo por barril *offshore* tenía un costo de USD 27,09, un 91% mayor que en el *onshore* (Campetrol, 2015). Así, además de implicar grandes costos ambientales, las operaciones en el mar tienen mayores costos económicos.

A pesar de esto, en los últimos años, fueron varias las iniciativas del Estado Nacional que buscaron promover y sostener económicamente la extracción de combustibles fósiles —en detrimento de los objetivos de política climática— a través de programas que incluyeron dentro de sus beneficios a las empresas incentivos particulares a la actividad *offshore*.

12. **Pedido y respuesta.**

13. Se pueden ver las exposiciones en el canal de YouTube de FARN: https://www.youtube.com/playlist?list=PLqUcBQA_s9c21vbAi6792z-NZm5rzo2LIF

14. Para más información, se puede consultar “**Los subsidios a los combustibles fósiles 2020-2021. ¿Seguir viviendo sin tu amor?**” y “**Am-biente y presupuesto. Análisis de las partidas vinculadas con la energía y los bienes naturales para el año 2022**”.

Por ejemplo, la iniciativa Pampa Azul, lanzada en 2014 en el marco del Programa Nacional de Investigación e Innovación Productiva en Espacios Marítimos Argentinos (**Ley 27.167**), cuya autoridad de aplicación incluye a los ministerios de Ciencia, Defensa, Seguridad, Agricultura, Relaciones Exteriores, Turismo y Ambiente. Esta iniciativa busca promover la investigación, el desarrollo tecnológico y la innovación para la gestión de los bienes marinos. En este sentido, en el eje de energía y minería, la iniciativa busca desarrollar la tecnología necesaria para la extracción *offshore*, indicando que sus bienes de capital son altamente costosos y, en su gran mayoría, importados.

Además, la **Ley 27.007**, sancionada en 2014, modifica la Ley de Hidrocarburos de 1967 y actualiza el marco normativo al incluir la explotación no convencional y *offshore*. Entre los beneficios otorgados a las empresas hidrocarburíferas, está la reducción de un 50% del pago de regalías para la exportación. El porcentaje de hidrocarburos sobre el cual se aplica esta exención es de un 20% para la explotación convencional y no convencional, y de un 60% para la explotación costa afuera.

El Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino 2020-2024 (más conocido como Plan Gas.Ar), sancionado por el Decreto 892/2020, incluyó a las empresas con actividad *offshore* en los subsidios otorgados desde el Estado para asegurar la extracción de gas (hasta ese momento, solo beneficiaba a aquellas empresas que operaban a través de fractura hidráulica).

En su anexo, menciona la “Singularidad del Sistema Off Shore” y justifica la necesidad de incentivos especiales dado que la actividad presenta las siguientes características:

- Conlleva costos de inversión y logística importantes.
- Se encuentra ubicada en áreas remotas y en condiciones extremas con una alta variabilidad e impredecibilidad.
- Tiene ventanas climáticas favorables para la instalación reducidas y de duración aleatoria, con riesgo de tormentas.
- Desde el punto de vista geológico, presenta un alto riesgo para reservorios con espesores reducidos.

La vigencia del esquema incluido en el Plan Gas.Ar es de ocho años para los proyectos *offshore* frente a cuatro años para el resto de los proyectos. Las empresas que incluyan un proyecto *offshore* en la cuenca Austral Marina en sus planes de inversión tendrán mayor flexibilidad a la hora de ser penalizadas por incumplimiento de las modalidades del Plan Gas.Ar (Presidencia de la Nación, 2020).

Además, entre las medidas gubernamentales para el fomento de los combustibles fósiles hay que incluir el proyecto de ley presentado por el Poder Ejecutivo en septiembre de 2021, de promoción de inversiones hidrocarburíferas (Senado de la Nación, 2021). Este establece un claro incentivo a las exportaciones de hidrocarburos, el principal objetivo de la actividad *offshore*. El proyecto establece beneficios para fomentar la extracción de petróleo y gas con exportaciones garantizadas hasta el 50% de la extracción incremental, la libre disponibilidad de divisas del 50% de la exportación garantizada, y la eximición del impuesto a las ganancias. Este proyecto, a diciembre 2021, se encuentra en tratamiento en sus comisiones en el Senado.

También el ya mencionado proyecto de ley incluye un apartado especial para el *offshore*. Reconociendo sus “mayores riesgos y complejidad de operación”, el Capítulo 5 beneficiará con un crédito fiscal a aquellas empresas que en el marco de la explotación *offshore* importen bienes de capital que no sean producidos nacionalmente. Esta reducción impositiva estará entre el 40% y el 80% de acuerdo a la complejidad de la operación según defina la autoridad de aplicación.

Si bien no se incluyen transferencias económicas directas (subsidios), la actividad costera afuera también es incluida como parte de un proceso de transición energética presentado en noviembre de 2021 por la Secretaría de Energía en la **Resolución 1036/2021** del Ministerio de Economía. Este documento tiene como uno de sus objetivos centrales la gasificación de la matriz energética, entendiendo al gas como un combustible de transición dada su menor intensidad en carbono frente al petróleo y al carbón (Ministerio de Economía, 2021). Se plantea como camino para alcanzar las metas climáticas un aumento en la extracción de gas no convencional y *offshore*, su exportación y la gasificación del transporte.

Una hoja de ruta que permita cumplir con los compromisos de política climática se contradice con los lineamientos presentados por la Secretaría de Energía (Ministerio de Economía) en la Cumbre de Cambio Climático (COP 26) en 2021. El documento, incluido como anexo en la Resolución 1036/2021, manifiesta la preferencia por una matriz eléctrica renovable en un 20% en lugar de un 30% para 2030 dado que “acelerar el proceso de incorporación de renovables por encima de las posibilidades nacionales configuraría un problema estructural, al incrementar la dependencia tecnológica externa y la vulnerabilidad financiera”. Sin embargo, esta afirmación pareciera ignorar la alta necesidad de financiamiento externo requerido por la extracción no convencional y *offshore* de combustibles fósiles, tal como se planteó anteriormente.

2.2 La situación del *offshore* en otros países

En varios países del Sur Global —como Argelia (Algérie Part Plus, 2021), Sudáfrica y Brasil—, la delicada situación financiera y la crisis de deuda fueron clave para el consenso en torno a la necesidad de incentivar la actividad hidrocarburífera costera afuera. La posibilidad de aumentar las exportaciones y lograr un ingreso de divisas pareciera ser el argumento para la puesta en marcha de estos proyectos. Sin embargo, **a pesar de que el fin es contar con los recursos para pagar compromisos financieros anteriores, la gigante inversión en infraestructura que requieren estos proyectos suele endeudar a los países** (The Green Connection, 2021).

En el caso de Sudáfrica, la Operación Phakisa, lanzada por el gobierno nacional en 2014, es una iniciativa para la explotación de la economía azul¹⁵ y sus recursos marítimos. Uno de los ejes centrales es la explotación *offshore* para la exportación con la promesa de un aumento en los ingresos del país. **Sin embargo, entre 2014 y 2019, se crearon 10.000 empleos directos de los más de 77.000 anunciados, es decir, solo un 13% de lo prometido.**

La principal razón fue la falta de mano de obra calificada, dado que en la mayoría de los casos esta actividad requiere de técnicos especializados que no suelen vivir en los territorios donde operan. **Dada la corta duración de los proyectos y los altos riesgos, las empresas suelen evitar invertir en formación laboral, por lo que los empleos generados suelen ser de baja calificación: limpieza, construcción, gastronomía** (The Green Connection, 2021).

Por su parte, el gobierno uruguayo ofreció en 2020 siete áreas para la exploración y explotación de hidrocarburos *offshore*. Sin embargo, **desde la cartera ambiental del Gobierno se planteó la poca coherencia de promover esta actividad** y la necesidad de abandonar los combustibles fósiles pronto **en el marco de los compromisos de política climática** asumidos internacionalmente (El País, 2020).

15. En este caso se utiliza el término *economía azul* para referirse a aquella que reconoce la importancia de los mares y los océanos como motores de la economía.

3. LOS IMPACTOS DEL OFFSHORE

3.1 Biodiversidad

3.1.1 La prospección sísmica de la actividad hidrocarburífera en el mar y sus impactos en la biodiversidad

El océano presenta fuentes naturales de sonido de origen físico —viento, olas, lluvia, hielo, terremotos, etc.— y biológico —fauna marina— que componen un paisaje sonoro con una gran importancia ecológica, ya que es utilizado por algunas especies como guía para dirigirse a cada hábitat (Radford *et al.*, 2010). La introducción de sonidos de alta intensidad por la explotación hidrocarburífera en este medio marino, muy superiores a los niveles de los sonidos naturales, y que se solapan con los sonidos que emiten las propias especies —mamíferos marinos, tortugas, aves marinas y peces— ocasiona afectaciones en las funciones biológicas de muchos seres vivos (Foro para la Conservación del Mar Patagónico y Áreas de Influencia, 2021b).

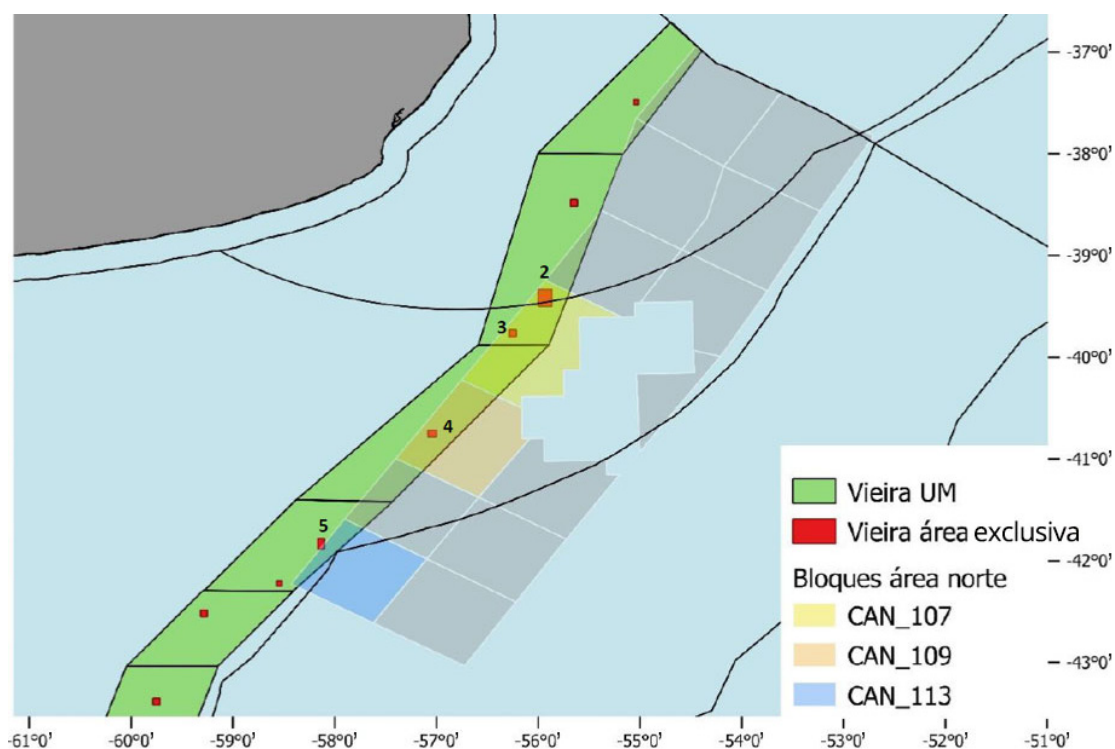
En los últimos años, se han otorgado permisos de exploración sísmica en casi toda la zona económica exclusiva del mar Argentino, superponiéndose con frentes productivos y áreas consideradas de gran importancia para la conservación. Ello genera que la biodiversidad marina se vea seriamente amenazada por los impactos de la actividad sísmica, además de las consecuencias que genera la extracción de hidrocarburos *per se*, como lo es el riesgo de sufrir derrames de petróleo.

Por ejemplo, el informe “Áreas de exclusión pesquera - Reservas reproductivas de vieira, en las áreas de exploración petrolera”, realizado por la Dirección de Planificación y Gestión de Pesquerías (DPyGP),¹⁶ muestra que varias de las unidades de manejo para la especie vieira se superponen con las áreas adjudicadas para la exploración en la cuenca Norte, entre las que se destacan los bloques CAN_107, CAN_109 y CAN_113 (Figura 4). De hecho, esta cuestión había sido planteada en el Grupo de Trabajo Energía - Pesca (2019),¹⁷ de la DPyGP, en donde se destacó: “Para la autorización del establecimiento de pozos es particularmente importante tener en cuenta las ‘Áreas de exclusión pesquera - Reservas reproductivas’ en las unidades de manejo de vieira, ya que se consideran santuarios para la protección de esta especie”. El Grupo de Trabajo también agregó que, por esa razón, no debería realizarse ninguna actividad que afecte ese lecho marino.

16. La DPyGP pertenece al Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca (MAGyP). El informe es parte de una **respuesta** a un pedido de información realizado por FARN en abril de 2021.

17. El Grupo de Trabajo se forma según lo indica la Disposición Conjunta 1/2019, que se detalla más adelante.

Figura 4. Superposición de los bloques de explotación hidrocarburífera del área norte y las áreas de manejo y exclusión para la especie vieira patagónica



Fuente: Prosdocimi y Navarro (2020).

En lo que respecta a la etapa de exploración hidrocarburífera en el mar, esta se lleva a cabo mediante el método de la prospección sísmica¹⁸ que permite conocer las estructuras del subsuelo marino y ubicar los yacimientos que pueden ser perforados para extraer los hidrocarburos. Ello se logra por medio de buques de investigación sísmica cuya tecnología de adquisición de datos está ligada a la transmisión controlada de energía acústica, la recepción de las ondas reflejadas y su posterior análisis. Utilizando cañones de aire comprimido, se emiten intensos pulsos acústicos bajo el agua que pueden viajar a grandes distancias (Foro para la Conservación del Mar Patagónico y Áreas de Influencia, 2021b).

A pesar de que existen otras actividades antrópicas que producen ruido en el mar, como es el caso del tráfico marítimo, explosiones y sonares militares, entre otros, las prospecciones sísmicas son una de las fuentes de sonido que contiene una de las más altas energías acústicas en el ambiente marino (Foro para la Conservación del Mar Patagónico y Áreas de Influencia, 2021b).

Los efectos que generan las fuentes sonoras sobre la fauna marina, debido a las distintas actividades humanas en los espacios marinos, “son diversos y pueden resumirse (según el caso) en lesiones graves o muerte, efectos físicos y/o fisiológicos, deterioro de la audición, enmascaramiento, y cambios de comportamiento” (Foro para la Conservación del Mar Patagónico y Áreas de Influencia, 2021b).

18. En la prospección sísmica, la fuente de energía acústica suele estar compuesta por un arreglo de entre 12 y 48 cañones, cuyo disparo se produce de manera simultánea para sumar su potencia. El nivel sonoro emitido verticalmente hacia el fondo puede alcanzar valores de hasta 260 a 265 dB re 1µPa (#).

3.1.2 La protección del mar Argentino

El mar Argentino tiene una extensión aproximada de 5600 km de costa, con un ambiente de alta productividad que constituye un refugio primordial para las diferentes especies. A la vez, reúne características ecológicas y oceanográficas que se destacan del resto de los mares debido al rol que desempeñan en la conservación, generando condiciones indispensables para el desarrollo de frentes productivos, albergando especies endémicas y/o amenazadas, y presentando una amplia diversidad de hábitats que constituyen zonas esenciales para la migración, reproducción y/o alimentación de varias especies (Foro para la Conservación del Mar Patagónico y Áreas de Influencia, 2021b).

Nuestro mar se encuentra amenazado por diferentes actividades antrópicas, que lejos están de ser sustentables y que ocasionan consecuencias que se profundizan por el cambio climático, llevando tanto a la acidificación como al aumento de la temperatura del agua (FARN, 2020a).

Para la conservación de la ecorregión del mar Argentino, en la actualidad existen (SNAMP, 2016):

- 21 áreas provinciales que protegen aproximadamente 11.500 km² de espacios marinos dentro de las 12 millas marinas del mar territorial.
- 3 parques interjurisdiccionales (Patagonia Austral, Isla Pingüino y Makenke) que suman aproximadamente 3000 km² de espacios marinos, también dentro de las 12 millas marinas.
- 35 reservas, refugios o parques que protegen solo sectores costeros destacados por su biodiversidad, por la presencia de colonias reproductivas o especies sensibles. Dentro de estos sitios, hay tres parques nacionales y tres reservas nacionales de defensa.

Las áreas marinas protegidas (AMP) constituyen herramientas para la preservación de los hábitats marinos y para prevenir la sobreexplotación de los recursos. Por ello, su principal objetivo es la conservación y el manejo integrado de la biodiversidad, y son claves “para mantener la estructura y funcionalidad de los ecosistemas marinos, protegiendo hábitats y especies y permitiendo el uso sostenible de los recursos marinos” (SNAMP, 2016). Estas AMP pueden categorizarse de acuerdo a las diferentes necesidades que tengan, es decir, pueden ser reservas estrictas, reservas de usos múltiples y también reservas con límites móviles y estacionales, todas ellas abarcando un sistema o red para un manejo ecosistémico integrado (SNAMP, 2016).

En 2014, mediante la sanción de la Ley 27.037 (modificada por Ley 27.490 del 2018), se creó el Sistema Nacional de Áreas Marinas Protegidas (SNAMP) como una herramienta de gestión para establecer una red de áreas que conservan y gestionan el mar, y que de esta manera se garantice la representatividad (considerando todo el rango de diversidad de hábitats y especies), conectividad (incorporando la conexión entre espacios claves de los distintos ciclos de vida de las especies, movimientos de huevos, larvas, juveniles o adultos, etc.), replicación (protegiendo especies y hábitats en sitios múltiples dentro de la red), viabilidad (mantenimiento de la integridad de la biodiversidad que protege), y coherencia (respecto al tamaño de las áreas que conforman la red de AMP, y la proporción de protección que aporta a la biodiversidad) (SNAMP, 2016).

Este sistema resulta aplicable solamente a los espacios marítimos de la Argentina: el mar territorial, la zona contigua, la zona económica exclusiva y la plataforma continental.

De acuerdo a datos del MAyDS (2019), la ecorregión del mar Argentino¹⁹ presenta una superficie de 160.402.216 ha con una protección de aproximadamente un 8,24% (una superficie protegida de

19. El informe indica que en esta ecorregión se ha incluido a las tres AMP estrictamente oceánicas y la parte marina de las 31 ANP costero-marinas. Además, señala que se calculó el porcentaje protegido en relación con la superficie de la ZEE (esto es, el mar patrimonial, la franja marítima que se extiende desde el límite exterior del mar territorial hasta una distancia de 200 millas náuticas). Ello, de acuerdo a la medición de la Administración de Parques Nacionales con el mapa de ecorregiones de <https://sib.gob.ar/eco-regiones>.

13.221.775 ha). Esta ecorregión cuenta con unas “61 áreas costero-marinas, de las cuales 35 son costeras y 26 abarcan, además de superficie terrestre, alguna fracción marina” (Foro para la Conservación de Mar Patagónico y áreas de influencia, 2017).

Tabla 3. Representatividad de las ANP a cargo de la Administración de Parques Nacionales, por ecorregión, 2019

CORREGIÓN	SUPERFICIE DE ECORREGIÓN (ha)	SUPERFICIE PROTEGIDA (ha)	NÚMERO DE ANP	SUPERFICIE PROTEGIDA (%)	ÁREAS NATURALES PROTEGIDAS (ANP)
Mar Argentino	160.402.216	13.221.775	5	8,24	Parque Interjurisdiccional Marino Costero Patagonia Austral - Parque Interjurisdiccional Marino - Isla Pingüino - Parque Interjurisdiccional Marino Makenke - Área Marina Protegida Namuncurá - Banco Burdwood I y II ²⁰ - Área Marina Protegida Yaganes

Fuente: **MAyDS (2019)**.

En el marco del Convenio sobre la Diversidad Biológica (CDB), del cual la Argentina es Estado Parte, se adoptaron las Metas de Aichi para la biodiversidad, en donde los Estados Parte se han comprometido a lo siguiente:

Para 2020, al menos el 17% de las zonas terrestres y de las aguas interiores y el 10% de las zonas marinas y costeras, especialmente las que revisten particular importancia para la diversidad biológica y los servicios de los ecosistemas, se habrán conservado por medio de sistemas de áreas protegidas administrados de manera eficaz y equitativa, ecológicamente representativos y bien conectados, y de otras medidas de conservación eficaces basadas en áreas, y estas estarán integradas a los paisajes terrestres y marinos más amplios (Meta Aichi 11).

A ello se suma la Meta 14.5 de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) —en el marco de la Agenda 2030 de las Naciones Unidas del año 2015—, en la cual se establece el compromiso de que **para 2020 se debe “conservar por lo menos el 10% de las zonas costeras y marinas**, de conformidad con las leyes nacionales y el derecho internacional y sobre la base de la mejor información científica disponible”. A la fecha, especialistas del Foro para Conservación del Mar Patagónico expresan que un nuevo objetivo provisional científicamente avalado y necesario sería alcanzar un mínimo del 30% de protección marina para el año 2030 (Foro para la Conservación del Mar Patagónico, 2021).

20. Al área Marina Protegida Namuncurá - Banco Burdwood I y II la consideran como una única AMP.

3.1.3 El efecto “derrame”

Un trabajo realizado por el Centro de Tecnologías Ambientales y Energía (CTAE) de la Universidad Nacional del Centro de la Provincia de Buenos Aires predice la probabilidad de ocurrencia de derrames a partir de estadísticas de explotaciones *offshore* de países como Estados Unidos y Brasil a partir de más de 50 años de datos estadísticos. Los resultados revelan que, para algunos niveles de producción/extracción estimados para la plataforma argentina, **la ocurrencia de derrames es del 100%, incluso de derrames de gran magnitud, superiores a mil barriles** (Blanco *et al.*, 2021).

3.2 Cambio climático

Los océanos cumplen un rol esencial para el funcionamiento del planeta y la vida en él, ya que son uno de los principales sumideros de carbono y son capaces de capturar prácticamente un tercio del dióxido de carbono antropogénico emitido a la atmósfera. Se calcula que alrededor del 90% del calor resultante de esas emisiones es absorbido por los océanos, y además contienen aproximadamente la mitad de la productividad primaria anual global (FARN, 2020).

3.2.1 Combustibles fósiles en un mundo de 1,5 °C de calentamiento global

La quema de combustibles fósiles (petróleo, gas y carbón) es la mayor fuente de emisiones de dióxido de carbono (CO₂) a nivel mundial y, por tanto, el principal motor del cambio climático global. Dado que los combustibles fósiles son la fuente de energía primaria más utilizada a nivel mundial, el sector energético es responsable de casi tres cuartas partes de las emisiones que ya han aumentado la temperatura media global en 1,1 °C desde la era preindustrial (IPCC, 2021).

Con miras a consolidar una respuesta mundial a la crisis climática, en 2015, los países firmaron el Acuerdo de París. Según este acuerdo, prácticamente todas las naciones del mundo, incluyendo a la Argentina, se comprometieron a reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en pos de limitar el aumento de temperatura media global a 2 °C respecto a los niveles preindustriales, y perseguir los esfuerzos para limitar el calentamiento a 1,5 °C.

Ninguno de estos dos límites (2 °C y 1,5 °C) lograría evitar por completo los impactos del cambio climático que las actividades humanas ya han desencadenado. No obstante, la comunidad científica resalta que este medio grado de diferencia (0,5 °C) representa un umbral de supervivencia crítico para millones de personas y ecosistemas naturales, a la vez que evitaría el desencadenamiento de colapsos duraderos o incluso irreversibles (IPCC, 2018). Por lo tanto, atenerse al objetivo de 1,5 °C es crucial para disminuir considerablemente los riesgos y peores consecuencias de la crisis climática.

El Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC, por su sigla en inglés) enfatiza que los senderos más seguros y socioambientalmente viables para mantener al planeta por debajo de los 1,5 °C implican una reducción de las emisiones de CO₂ a nivel global de aproximadamente un 45% antes de 2030 (respecto a los niveles de 2010) y alcanzar la carbono neutralidad alrededor de 2050 (IPCC, 2018).

Según el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA), aun si se implementaran los nuevos compromisos climáticos nacionales junto con otras medidas de mitigación, estaríamos en camino a un aumento de la temperatura global de aproximadamente 2,7 °C para finales de siglo (PNUMA, 2021). De acuerdo a los escenarios de mitigación más ambiciosos, el umbral de 1,5 °C de calentamiento global recién se alcanzaría en 2100. Pero según el último informe del IPCC, en ausencia de una rápida mitigación de las emisiones de GEI, este límite podría sobrepasarse en tan solo veinte años (IPCC, 2021).

Se estima que el presupuesto de carbono que el mundo puede emitir sin sobrepasar el límite de 1,5°C con una probabilidad del 50% es de alrededor de 460.000 millones de toneladas de CO₂ (GtCO₂) (IPCC, 2021). Esto se traduce, a partir de 2021, a solamente once años y medio de emisiones a los niveles de 2020. En línea con esta noción del presupuesto de carbono restante, un estudio reciente calcula que casi el 60% de las reservas mundiales de petróleo y gas y el 90% de los depósitos de carbón deben permanecer bajo tierra, y que la producción de petróleo y gas debe disminuir un 3% por año hasta 2050 (Welsby et al., 2021b). En este sentido, la mayoría de los países deberán alcanzar el pico de producción antes de 2030, haciendo inviables muchos de los proyectos de combustibles fósiles en funcionamiento y planificados.

En su hoja de ruta para alcanzar la carbono neutralidad a 2050, la Agencia Internacional de Energía (IEA, por su sigla en inglés) concluye que no hay lugar para el desarrollo de nuevos proyectos de explotación de yacimientos de petróleo, gas ni nuevas centrales térmicas a carbón a partir de 2021 si se quiere alcanzar el objetivo de 1,5 °C (IEA, 2021a). Asimismo, la demanda de combustibles fósiles debería alcanzar su punto máximo en 2025 si los países pretenden cumplir con sus compromisos climáticos (IEA, 2021b).

De hecho, se estima que la producción de petróleo habría alcanzado su punto máximo en 2019 (o bien se estaría acercando a la demanda máxima), conllevando a que grandes cantidades de reservas de combustibles fósiles —prospecciones que hoy se consideran económicamente viables— nunca se terminen extrayendo (BP, 2020). Por lo tanto, gran parte de las inversiones realizadas para la extracción de hidrocarburos corren el riesgo de convertirse en activos varados.

En síntesis, todas estas estimaciones y proyecciones elaboradas por distintos organismos, expertos y autoridades en materia climática y energética concluyen que la explotación mundial de petróleo, gas y carbón debe empezar a disminuir inmediatamente y de forma pronunciada para ser coherente con la limitación del calentamiento a largo plazo a 1,5 °C e incluso 2 °C.

3.2.2 Los compromisos climáticos de la Argentina

Resulta fundamental destacar que **el 53,1% de las emisiones de GEI de la Argentina provienen del sector energético**, propulsadas por una matriz energética dependiente en un 85% de combustibles fósiles y con un fuerte componente de generación térmica por la combustión de hidrocarburos (SAyDS, 2019). Por lo tanto, queda claro que la expansión de la frontera hidrocarburífera es incompatible con los compromisos asumidos en materia climática por nuestro país, las metas globales planteadas en el Acuerdo de París y los Objetivos de Desarrollo Sostenible.

En 2016, a través de la Ley 27.270, la Argentina ratificó el Acuerdo de París comprometiéndose a elaborar y comunicar periódicamente su Contribución Determinada a Nivel Nacional²¹ (NDC, por su sigla en inglés).

En su segunda NDC (actualizada a 2020), la Argentina se comprometió a no exceder la emisión neta de 359 MtCO₂ en el año 2030 (MAyDS, 2020). Esta meta de mitigación abarca a todos los sectores de la economía y no es contingente al apoyo internacional. Asimismo, la NDC formaliza el compromiso de la Argentina de alcanzar la carbono neutralidad en 2050 y de presentar una Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo (LTS, por sus siglas en inglés) —en línea con el artículo 4 del Acuerdo de París y con lo que la ciencia indica que es necesario a nivel mundial para mantenerse dentro de los límites climáticos seguros—.

21. A través de las NDC, los países comunican las metas, acciones y planes que van a implementar en materia de mitigación y adaptación al cambio climático para contribuir a alcanzar, de forma colectiva, los objetivos globales del Acuerdo.

Para poner estos números en contexto, según los datos del último Inventario Nacional de GEI (INGEI), en 2016 la Argentina emitió unas 364 MtCO₂e (SAyDS, 2019). **Esto implica que las emisiones de nuestro país en 2030 deberían ser aproximadamente un 1,4% más bajas que los niveles de 2016.** Aun cuando la NDC solo indica cuál será el nivel de emisiones de la Argentina en 2030 —y que la carbono neutralidad se alcanzaría recién en 2050—, la comunidad científica enfatiza que son las emisiones de GEI acumuladas en la atmósfera durante los próximos años las que determinarán si el mundo sobrepasa los delicados puntos de no retorno del sistema climático.

Los yacimientos de petróleo y gas que están siendo explotados en nuestro país podrían, por sí solos, hacer saltar el presupuesto de carbono de la Argentina para 1,5 °C y 2 °C ampliamente (Keesler et al., 2019). Por tanto, este avance en la frontera extractiva de los hidrocarburos pondría a nuestro país en una situación aún más preocupante respecto al presupuesto de carbono.

3.3 Impacto en la economía local y las actividades tradicionales

Uno de los principales fundamentos detrás de estas iniciativas extractivas es la mejora de los indicadores económicos, entre ellos la creación de empleo. De acuerdo a un trabajo de Viridin y otros (2021), la extracción de gas y petróleo *offshore* representa el 45% del PBI de la economía azul a nivel mundial.

Sin embargo, **el empleo generado por estos proyectos suele ser de corto plazo y para especialistas técnicos que no son locales** (The Green Connection, 2021). Por ejemplo, de acuerdo a una evaluación de impacto ambiental y social preparada en 2012 en el marco de la explotación *offshore* del Bloque Centro Golfo San Jorge en las provincias de Chubut y Santa Cruz (Pan American Energy, 2012), apenas 50 empleos iban a ser creados para la tripulación que llevaría a cabo la actividad.

En el caso de la “Campaña de Adquisición Sísmica *Offshore* en Cuenca Argentina Norte, en las áreas CAN 108, CAN 100 Y CAN 114”, según Rossi (2021), el buque sísmico usado por Equinor lleva a bordo a 23 tripulantes argentinos y cada uno de los barcos de apoyo utilizados requiere otros 28 tripulantes, lo que totaliza 51 empleos.

Además de la generación de empleo, es importante remarcar el impacto que la extracción de hidrocarburos *offshore* podría tener en las economías regionales. En 2017, la pesca representó el 0,3% del PBI argentino, con más de 779.125 toneladas de desembarques en la pesca marina. **Durante 2020, el puerto de Mar del Plata capturó el 49% de las especies consumidas a nivel nacional** (MAGyP, 2021), y en ese mismo período la pesca representó un ingreso de USD 2150 millones en concepto de exportaciones para la provincia de Buenos Aires (considerando los productos primarios y los manufacturados) (Provincia de Buenos Aires, 2021). **Este valor de capturas indica que el puerto de Mar del Plata es el de mayor importancia para el país**, donde opera la mayor flota pesquera, seguido por los puertos patagónicos donde opera la flota congeladora (Ministerio de Hacienda, 2019).

De acuerdo a la Secretaría de Política Económica (2020), Mar del Plata concentra el 63% de las plantas procesadoras y frigoríficos, 82 de ellas con autorización para exportar a la Unión Europea. **Es decir, a partir de la presencia del puerto de Mar del Plata (desde 1924), la ciudad se transformó en el centro de la actividad pesquera**, donde se distribuyen los productos frescos de la pesca que se consumen a nivel interno en la Argentina (Ministerio de Hacienda, 2019).

Asimismo, más de 22.000 personas son empleados directos a nivel comercial e industrial del sector pesquero (Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca, 2019). En particular, de acuerdo a Lanari (2010), alrededor del **8% de los puestos de trabajo de la ciudad de Mar del Plata están relacionados con ese sector**, que cuenta además con encadenamientos productivos a la industria naval y al trabajo portuario, entre otros. Aunque se deberían sumar a aquellos involucrados en la pesca tradicional, dada la informalidad del sector, difícilmente se puedan realizar estimaciones certeras.

Los riesgos de la presencia del *offshore* para esta industria son enormes. Tal como señala Saldivia (2010), en 2010 los marineros de Caleta Córdova (en la provincia de Chubut) encabezaron una denuncia por los impactos que la prospección sísmica generó en la pesca de la merluza común (*Merluccius hubbsi*) en el golfo San Jorge por “contaminación ambiental, daños y violación de los deberes de funcionario público”. De hecho, PAE desistió de continuar con la prospección sísmica luego de esta denuncia desde el sector (Redacción ESS, 2013).

La ciudad de Mar del Plata es también capital turística. Según *La Capital* (2012), **el turismo ocupa al 14% de los trabajadores del municipio de General Pueyrredón**, es decir, casi 50.000 trabajadores. De acuerdo a la Encuesta de Viajes y Turismo de los Hogares (Ministerio de Turismo, 2014), en **2013 los turistas que visitaron la costa bonaerense gastaron alrededor de USD 1500 millones de dólares**. Según la Secretaría de Política Económica (2020), el turismo en la provincia de Buenos Aires se concentra en la Costa Atlántica, y en 2019 el sector hotelero tuvo más de 6,6 millones de pernóctes.

Si bien el turismo en la Costa Atlántica no es un sector principal del complejo exportador, su masividad y su generación de empleos locales dejan en claro su relevancia para el bienestar en la región. Para dimensionar el impacto que tendría la explotación *offshore* sobre el turismo, un trabajo de The Green Connection (2021) **indica que el turismo se redujo un 35% en el sudoeste de Alaska luego del derrame de Exxon Valdez en 1989**.

Como se mencionó con anterioridad, la complejidad de la operación *offshore* implica una gigante necesidad de inversiones en bienes de capital y de infraestructura que requieren una tecnología poco desarrollada en el país y que es, por ende, en su mayoría importada. Es curiosa la elección por una modalidad extractiva tan costosa que, además, se encuentra en oposición a los ambiciosos objetivos de política. Por tanto, en este contexto, hay que adicionar **que las inversiones en las actividades hidrocarbúricas están en riesgo de convertirse en activos varados**: aquellos que no se amortizan ni obtienen un rendimiento económico como resultado de los cambios asociados a la transición a una economía con bajas emisiones de carbono (FARN, 2020b).

En cuanto al financiamiento, es clave remarcar la voluntad política para avanzar hacia una transición energética. Por ejemplo, algunas proyecciones muestran que con un monto equivalente al de los subsidios totales (tanto directos como indirectos) a los combustibles fósiles se podría solventar en su totalidad la transformación necesaria para desarrollar un parque de generación eléctrica 100% renovable al año 2045 (UNICEN y FARN, 2021). De esta forma, es fundamental impulsar una reorientación de recursos hacia inversiones que sirvan a los intereses tanto del corto como del largo plazo.

4. EL ROL DE EQUINOR

El proceso de audiencia pública celebrado el 1 de julio de 2021 se realizó en el marco del avance del proceso de exploración sísmica de las áreas CAN 108, CAN 100 y CAN 114 adjudicadas a Equinor, empresa energética estatal noruega. Equinor fue en 2018 la séptima compañía con mayores ingresos provenientes de los océanos: USD 36.100 millones de dólares anuales (Viridin *et al.*, 2021).

Noruega es el país de Europa occidental con mayor extracción de petróleo y gas. Allí, la extracción de combustibles fósiles se realiza, principalmente, bajo la modalidad *offshore* (Departamento de Comercio estadounidense, 2020). Esto le ha permitido a Equinor un gran desarrollo de su modelo de este negocio que ha exportado a varios países, especialmente en el Sur Global. Tan es así que, según su sitio web, su misión es “aplicar su experiencia en proyectos *offshore* para pasar de ser el principal actor en Noruega a ser un operador a nivel mundial” (Equinor, 2021a).

A pesar de que el gobierno noruego es uno de los más activos a la hora de reclamar medidas de reducción de emisiones, el país es el tercer productor de gas del mundo (Milanovic, 2021). Noruega impulsa la extracción de combustibles fósiles en el Ártico para la exportación; de esta forma, las emisiones de GEI no son contabilizadas para su compromiso climático (Sengupta, 2017).

Uno de los principales puntos de operación de la compañía en su país de origen está en el océano Ártico, generando allí varios conflictos ambientales, a pesar de que esta región es una de las más afectadas por el cambio climático. Incluso, el gobierno noruego ha impulsado la extracción en áreas hasta ahora inexploradas que están todavía más al norte que las autorizadas en Estados Unidos durante el gobierno de Donald Trump, a pesar de las recomendaciones contrarias del Ministerio de Ambiente noruego (Suttersud *et al.*, 2020).

La apertura a la exploración en el mar de Barents comenzó hace 30 años y Equinor fue su protagonista (Suttersud *et al.*, 2020). Por esta razón, Noruega fue denunciada por seis activistas por violación de derechos humanos ante la Corte Europea de Derechos Humanos debido a la extensión de permisos de explotación en el mar de Barents en el Ártico (Greenpeace International, 2021).

Además, son varios los accidentes causados por Equinor en Noruega. En 2006, un accidente en la plataforma de Visund en el mar del Norte generó derrames de gas líquido (Equinor, 2006). En 2007, los derrames de petróleo en el campo Statfjord A derivaron en la segunda multa ambiental más grande en la historia noruega, por USD 4,2 millones (UPI, 2009). En 2010, la extracción debió ser suspendida en el campo Troll A, también en el mar del Norte, por derrames de gas (Henshell, 2010). Ese mismo año, la empresa perdió control de la plataforma Gullfaks C (también en el mar del Norte) y hubo un derrame de petróleo (Bellona, 2013). Tanto en 2020 como en 2021 hubo incidentes que incluyeron accidentes con trabajadores, incumplimiento de los procedimientos legales correspondientes y un derrame de petróleo en el mar del Norte (PTIL, 2021a; 2021b; *Offshore*, 2021).

Los proyectos de Equinor se extienden a más de 30 países en todos los continentes (Equinor, 2021a). En África, la compañía participa de proyectos *offshore* en el campo de Agbami, en Nigeria; en ocho campos *offshore* a lo largo de Angola; tiene una participación importante en varios campos en las costas de Tanzania, y opera *onshore* en Libia y Argelia. En Asia, la compañía participó junto a la empresa estatal azerbaiyana del descubrimiento en 2020 del campo *offshore* de Karabagh. También operó en China y tiene oficinas en India, Japón, Singapur y Corea del Sur, de donde importa varias de sus plataformas.

Asimismo, Equinor es la quinta mayor empresa por extracción en la parte estadounidense del golfo de México y desarrolla grandes operaciones en Canadá. Además, es dueña de la mayor refinería danesa y tiene oficinas en los Países Bajos, Alemania, proyectos *offshore* eólicos en Polonia e iniciativas junto a Rosneft en Rusia para la explotación en Siberia.

La compañía también opera en varios países donde la actividad extractiva hidrocarburífera concentra las exportaciones y donde el nivel de institucionalidad es muy bajo (como los mencionados Angola, Nigeria y Azerbaiyán, entre otros). Por ejemplo, la empresa estuvo involucrada en un caso de corrupción en Irán por la facilitación de contrataciones en 2002. En 2006, debió pagar una multa de USD 21 millones a raíz de un acuerdo con el Departamento de Justicia y la Comisión de Bolsa y Valores estadounidenses. En cambio, el castigo fue mucho menos severo en 2004 en la justicia noruega: apenas USD 3 millones y sin necesidad de reconocer el delito de soborno (Kirchgaessner, 2006).

Además, la compañía estuvo involucrada en varios conflictos ambientales en el mundo. En el año 2000, Equinor analizó junto a Shell la instalación del proyecto de Corrib, en el condado de Mayo, en Irlanda, que incluía una refinería, un gasoducto y la explotación *offshore*. Esto desencadenó protestas y la organización del movimiento Shell to Sea que perdura aún hoy a pesar de que en 2015 el proyecto comenzó a funcionar; sin embargo, se calcula que las compañías perdieron más de USD 1000 millones por las demoras en la construcción del proyecto. A pesar de que Shell decidió abandonarlo en 2018, Equinor continúa en él.

En Australia, Equinor quiso explotar un área marina protegida en la Gran Bahía Australiana (Australia Meridional) que BP y Chevron ya habían tenido que abandonar debido a las presiones de la sociedad civil, entrando como licenciataria del área en 2013 y asumiendo el 100% de la operación en 2017. En 2020, la empresa tomó la decisión de desistir del proyecto (Greenpeace, 2020).

La compañía también está presente en explotaciones costa afuera en América Latina y el Caribe, en México y Brasil, además de manejar un centro logístico en Bahamas y de tener licencias para explotación en Surinam y Venezuela. En México, Equinor ganó la licencia de dos bloques *offshore* en la cuenca salina en el golfo de México, que luego decidió no explotar debido a su supuesto reposicionamiento con mayor prioridad en las energías renovables (Nava, 2021).

Brasil es el principal negocio de la empresa en la región latinoamericana. La extracción de petróleo en ese país creció más de 50% entre 2013 y 2020 (IBP, 2020), y es hoy el octavo productor mundial, en gran parte debido a sus reservas *offshore* (descubiertas en 2007). Allí Equinor invirtió más de USD 11.000 millones en los últimos 20 años. Tal es la importancia de Brasil en su modelo de negocio que la primera planta solar de Equinor en el mundo se desarrolló en esas tierras.

También en Brasil, Equinor encabeza junto a Exxon el proyecto extractivo Bacalhau, a 185 km de las costas de Santos, en el estado de San Pablo. De acuerdo a Equinor (2020a), las empresas invertirán más de USD 8000 millones de 2021 en adelante en este campo que es parte fundamental de la estrategia brasileña de exportación de combustibles fósiles para los próximos años. Según la propia Equinor (2021c), el destino de la extracción es la exportación.

En la Argentina, Equinor empezó a trabajar en 2017 y abrió sus oficinas en 2018. Como se mencionó previamente, es adjudicataria de áreas de exploración en el mar Argentino y también participa en sociedades de proyectos *onshore* en Vaca Muerta.²² Junto con YPF recibieron la concesión no convencional del área Bajo Toro Norte, en Vaca Muerta, donde tienen permiso exploratorio. Las empresas invertirían USD 117 millones, empezando con USD 45 millones en 2021 y el mismo monto el año siguiente. En la fase piloto, realizarían 14 nuevos pozos y una planta de tratamiento temprano de su producción con capacidad para procesar 4400 barriles de petróleo por día y 120.000 metros cúbicos de gas por día. También se les brindó otro permiso de exploración por cuatro años en Bajo del Toro Sur (Equinor, 2021a). Este es el primer activo de la firma noruega en la Argentina y que, según Terzaghi (2021), “va a contribuir a entregar la energía que se necesita y con bajas emisiones de carbono”.

22. En el bloque Bajo del Toro son socios (50%) junto a YPF (operador). En Bajo del Toro Este y en Águila Mora Noreste son operadores con una participación del 90% y Gas y Petróleo del Neuquén (GyP) tiene el 10% restante, en ambos casos. En Bandurria Sur, Equinor y Shell tienen una participación del 30% cada una, a través de su asociación, e YPF (operador) posee el 40% restante.

Además, Equinor posee participación en el parque solar Guañizuil 2A, en la provincia de San Juan (Equinor, 2021a).

Por último, es necesario problematizar los compromisos de la empresa con la transición energética. En los últimos años, Equinor ha intentado mostrarse como una empresa que ha dejado de lado la extracción de hidrocarburos para ser una “energética” debido a su aumento de inversiones en energías renovables. Sin embargo, **la empresa comenzó a operar en 2020 el mayor pozo de petróleo y gas de Europa occidental, y apenas el 2% de sus gastos de capital son para renovables, planeando mantener el 96% de su extracción de hidrocarburos para 2026** (ClientEarth, 2021).

La empresa afirma, al igual que varias compañías extractivas, que para 2030 proyecta tener operaciones carbono neutrales gracias a la compra de offsets y a las operaciones en el mercado de carbono. De hecho, opera el proyecto Sleipner de captura de carbono, una tecnología extremadamente costosa para la absorción de emisiones que aún no está demostrado que funcione efectivamente (ClientEarth, 2021). **Sin embargo, es clave remarcar que difícilmente las emisiones generadas por los combustibles fósiles puedan ser compensadas con facilidad, por lo que estas iniciativas terminan postergando la reducción de emisiones.**

5. REGULACIÓN DE LA EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS EN EL MAR

El universo normativo que se presenta en este capítulo no comprende la totalidad de la regulación aplicable en la Argentina y es confuso, complejo y disperso. Se evidencia una falta de claridad respecto a la aplicación de ciertas normas, y algunas regulaciones se superponen sin referirse mutuamente. Por otro lado, no se conocen todos los impactos que puede tener la actividad y faltan información y estudios sobre cuestiones específicas del ecosistema en el que se busca desarrollarla. Muchas de las decisiones tomadas contaron con la única participación del sector hidrocarburífero y no contemplan las preocupaciones de la sociedad ni tienen en cuenta la gravedad de los potenciales daños.

La regulación de la actividad hidrocarburífera, especialmente marina, abarca diversas dimensiones del derecho, además de tener un marco propio: jurisdicción y dominio del mar, derecho ambiental general y protección del mar, derecho de los hidrocarburos y su regulación ambiental específica. A continuación, se presenta el conjunto de normas sobre cada aspecto, destacando las notas relevantes en cada una de ellas.

5.1 Dominio y jurisdicción del mar, el subsuelo marítimo y sus recursos

El primer aspecto que se necesita conocer es el espacio físico en el que se aplican las normas del Estado argentino. ¿Qué le pertenece al país y dónde puede regular y controlar? La división del territorio y los elementos que lo integran se da frente al resto de las naciones y también entre el Estado federal y las provincias.

La soberanía de los Estados sobre el mar está acordada en la Convención de las Naciones Unidas sobre el Derecho del Mar (CONVEMAR) de 1982. Esta convención, que fue ratificada por la Argentina mediante la **Ley 24.543** de 1995, define diversas zonas en las que se divide el mar y establece para cada una cierto grado de jurisdicción. La franja de mar adyacente al territorio continental o insular del país que se extiende desde las líneas de base (línea de bajamar a lo largo de la costa) hasta las 12 millas marinas es llamada “mar territorial” y se reconoce la soberanía del Estado ribereño, abarcando el espacio aéreo, el lecho y el subsuelo. Luego se encuentra la llamada “zona contigua”, que se extiende hasta las 24 millas marinas desde las líneas de base. En esta zona, el Estado ribereño tiene facultades, reconocidas por el resto de los Estados, para prevenir y sancionar la infracción de normas impositivas, aduaneras, migratorias y de sanidad que se cometa en su territorio o en el mar territorial.

Hasta las 200 millas marinas desde las líneas de ribera, se halla la “zona económica exclusiva”, donde el Estado ribereño tiene, por un lado, “derechos de soberanía” y, por otro, “jurisdicción” referidos a ciertos aspectos. Ejerce la soberanía para los fines de exploración y explotación, conservación y administración de los recursos naturales, tanto vivos como no vivos, de las aguas suprayacentes al lecho y del lecho y el subsuelo del mar, y respecto a otras actividades con miras a la exploración y explotación económicas de la zona; ejerce la jurisdicción para, entre otras cosas, la protección y preservación del medio marino. Es en esta zona donde se pretenden realizar las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos.

Luego de la zona económica exclusiva, el océano pasa a ser territorio internacional, llamado “alta mar”. La CONVEMAR establece que allí ningún Estado puede ejercer soberanía, que será utilizado con fines pacíficos y que los fondos marinos son patrimonio común de la humanidad. Además, se creó una autoridad internacional (la Autoridad Internacional de los Fondos Marinos —International Seabed Authority—) para regular la exploración y explotación de los recursos, otorgando permisos para esas actividades.

Entre otras disposiciones, la CONVEMAR establece obligaciones de conservación de lo que llama “recursos vivos” para evitar que la sobreexplotación amenace su preservación; se debe resaltar en este punto que las divisiones son solo administrativas y que la propia Convención reconoce en sus considerandos que “los problemas de los espacios marinos están estrechamente relacionados entre sí y han de considerarse en su conjunto”.

Previo a la ratificación de la CONVEMAR, la Argentina reguló por la [Ley 23.968](#) de 1991 las líneas de base y las zonas en que se divide el mar adyacente a sus costas y la plataforma continental, con arreglo a lo dispuesto en la Convención. Además, la ley reconoce la protección de la biodiversidad en todas las zonas del mar Argentino y determina la aplicación de las normas nacionales sobre conservación de los recursos más allá de las 200 millas marinas, sobre las especies de carácter migratorio o sobre aquellas que intervienen en la cadena trófica de las especies de la zona económica exclusiva argentina.

En todas estas zonas, el Estado argentino conserva el derecho exclusivo de construir, autorizar y reglamentar la construcción, el funcionamiento y la utilización de todo tipo de instalaciones y estructuras, ejerciendo sobre ellas su jurisdicción exclusiva en materia sanitaria, entre otras. Esto significa que el Estado argentino es responsable de garantizar la indemnidad del ambiente en estas zonas, y la población puede reclamar que se cumplan, entre otras, las obligaciones que surgen del artículo 41 de la Constitución Nacional.

En el caso de los hidrocarburos, hasta 1992 pertenecían al Estado Nacional, que tenía las funciones de regulación, concesión y control. Ese año se dictó la [Ley 24.145](#) de federalización de hidrocarburos, que en su artículo primero establece que el dominio público de los yacimientos de hidrocarburos pertenece a las provincias, incluidos los que se encuentren en el mar territorial. Posteriormente se modificó la Constitución Nacional y esta federalización se plasmó en el artículo 124, que establece el dominio originario de las provincias sobre los recursos naturales existentes en su territorio (que incluye el mar territorial). Por su parte, pertenecen al Estado Nacional los yacimientos de hidrocarburos que se hallan a partir del límite exterior del mar territorial, en la plataforma continental, o bien hasta el límite reconocido internacionalmente (fijado por la [Ley 27.557](#)).

La transferencia del dominio de los yacimientos se perfeccionó con la [Ley 26.197](#) de 2006, llamada “Ley corta”. A diferencia de la ley de 1992, en esta ocasión, se dispuso que las provincias asumirán en forma plena el ejercicio del dominio originario y la administración sobre los yacimientos de hidrocarburos que se encontraran en sus respectivos territorios y en el lecho y subsuelo del mar territorial del que fueran ribereñas. Por tanto, quedan transferidos de pleno derecho todos los permisos de exploración y concesiones de explotación de hidrocarburos, así como cualquier otro tipo de contrato de exploración y/o explotación de hidrocarburos otorgado o aprobado por el Estado nacional en uso de sus facultades, sin que ello afecte los derechos y las obligaciones contraídas por sus titulares.

Si bien todos los proyectos existentes de exploración se dan en la jurisdicción nacional, es importante destacar la competencia de las provincias sobre el mar territorial y sus recursos, en la medida en que las actividades que se realicen más allá de las primeras 12 millas de mar podrían impactar negativamente en el territorio de jurisdicción provincial. De esta manera, la exploración y explotación de hidrocarburos en el mar debe contar con la participación de las provincias ribereñas, en especial por sus obligaciones ambientales, aun cuando los yacimientos se ubiquen más allá del mar territorial.

5.2 Derecho al ambiente sano y herramientas legales de protección del mar

Reconocida la jurisdicción nacional sobre el mar, sobre el espacio en el que se quieren llevar adelante actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, no caben dudas respecto de la Constitución argentina. Esto implica que todas las actividades que se realicen en ese territorio deben respetar el derecho al ambiente sano de todas las personas que habiten en el país y de las generaciones futuras reconocido en el artículo 41 de la Constitución, siendo responsables sus ejecutores por los daños que provoquen. Asimismo, las autoridades son responsables de proteger este derecho, lo que significa que al otorgar concesiones y permisos y promocionar la exploración y explotación de hidrocarburos deben considerar la protección del ecosistema en el que se inserta.

En virtud de ello, resulta aplicable a las políticas públicas y actividades que se realicen en el mar la **Ley 25.675**, llamada Ley General del Ambiente, que determina los principios del derecho ambiental de la Argentina y las herramientas de la política ambiental. Es así como las decisiones públicas y las actividades de las empresas deben respetar los principios del ordenamiento ambiental, dentro de los cuales son de especial relevancia los de prevención y precaución ambiental. Estos principios expresan el fin principal del derecho ambiental, que es evitar la producción de daños al ambiente, de manera que las causas y las fuentes de los problemas ambientales se atenderán en forma prioritaria e integrada, tratando de prevenir los efectos negativos que se pueden producir. Además, la ausencia de certeza científica respecto de los potenciales impactos de una actividad no deberá utilizarse como razón para postergar la adopción de medidas eficaces para impedir la degradación del ambiente cuando haya peligro de daño grave o irreversible.

Como corolario del derecho al ambiente sano, se establece una llamada democracia ambiental, apoyada en el Principio 10 de la Declaración de Río de 1992. La Ley General del Ambiente, la Ley de Presupuestos Mínimos de Protección del Derecho de Acceso a la Información Pública Ambiental (**Ley 25.831**) y el Acuerdo de Escazú (Ley 27.566) refuerzan los derechos de acceso a la información pública y a la participación ciudadana cuando se refiere a cuestiones ambientales.

Las herramientas legales para el ejercicio de estos derechos ya han probado cierta eficacia en relación con la explotación de hidrocarburos. En relación con el derecho de acceso a la información, se destacan dos fallos judiciales vinculados a la actividad hidrocarburífera, especialmente a YPF. La sentencia “Giustiniani” (2015) de la Corte Suprema de Justicia de la Nación reconoce a la empresa entre los sujetos obligados por los regímenes de acceso a la información pública. El fallo “Fundación Ambiente y Recursos Naturales c/YPF SA” (2021) de la Cámara Contencioso Administrativa Federal amplía ese reconocimiento a las cuestiones ambientales de la actividad de YPF y también de otros sujetos privados que realizan actividades hidrocarburíferas en aplicación del Acuerdo de Escazú.

El Acuerdo de Escazú, además, reconoce el derecho de participación ciudadana en asuntos ambientales y establece estándares para el ejercicio de ese derecho. Entre los requisitos que debe cumplir la etapa de participación pública, sobresale que debe ser abierta e inclusiva, desde las etapas tempranas del proceso, adecuada a las condiciones sociales, económicas y culturales de la población, fomentando la participación del público directamente afectado y que previamente se publique toda la información relevante de forma específica para que el público pueda acceder y entenderla. Su objetivo es lograr la licencia social de las actividades.

A continuación, se mencionan una serie de leyes y tratados que establecen normas de protección específica de determinados elementos o ante ciertas situaciones:

- **Ley 22.584.** Ratifica la Convención sobre Conservación de los Recursos Vivos Marinos Antárticos.
- **Ley 25.263.** Establece el Régimen de Recolección de Recursos Vivos Marinos en el Área de Aplicación de la Convención para la Conservación de los Recursos Vivos Marinos Antárticos.
- **Ley 26.107.** Ratifica el Acuerdo sobre la Conservación de Albatros y Petreles.
- **Ley 27.167.** Tiene por objeto fortalecer la presencia de la República Argentina en el mar Argentino y crea el Programa Nacional de Investigación e Innovación Productiva en Espacios Marítimos Argentinos —PROMAR—, cuyo primer objetivo general es profundizar el conocimiento científico como fundamento de las políticas de conservación y manejo de los recursos naturales
- **Ley 22.190.** Establece el régimen de prevención y vigilancia de la contaminación de las aguas u otros elementos del ambiente por agentes contaminantes provenientes de los buques y artefactos navales.
- **Ley 24.089.** Ratifica el Convenio Internacional para prevenir la contaminación por los Buques (MARPOL) y sus protocolos y anexos. El anexo I del Convenio trata de la prevención de contaminación por hidrocarburos, resaltando el alto riesgo ambiental de la explotación de hidrocarburos en el mar.

5.3 Derecho de los hidrocarburos. Exploración y explotación costas afuera. Normas ambientales de la actividad

El marco jurídico de los hidrocarburos está determinado por la **Ley 17.319** que regula el dominio, los permisos, las concesiones y algunas cuestiones impositivas. Desde su dictado, esta norma fue modificada en diversas ocasiones; la última es la Ley 27.007, que modifica los plazos de las concesiones, las superficies, e incorpora la explotación de hidrocarburos no convencionales. Ya fueron presentadas las modificaciones a la Ley 17.319, sobre dominio de yacimientos (Leyes 24.145 y 26.197), en armonía con lo dispuesto en el artículo 124 de la Constitución Nacional reformada.

La Ley 27.007 modifica la Ley de Hidrocarburos, incorporando como política una adaptación a la “nueva realidad operativa” al brindar incentivos (plazos, regalías, prórrogas, etc.) que atraigan inversiones para el desarrollo del potencial, tal como fuera mencionado con anterioridad en el presente trabajo. En el artículo 23 de la ley, se establece la obligación de propender a una legislación uniforme en materia ambiental, que tendrá como “objetivo prioritario aplicar las mejores prácticas de gestión ambiental a las tareas de exploración, explotación y/o transporte de hidrocarburos a fin de lograr el desarrollo de la actividad con un adecuado cuidado del ambiente”. A la fecha, no se conocen acciones de las autoridades orientadas al logro de ese objetivo y no se cuenta con las capacidades operativas para realizar controles eficaces.

Por otro lado, la **Ley 26.741** recupera el control estatal sobre YPF como instrumento de la política hidrocarburífera nacional. A la vez declara el interés público nacional el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, así como la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos. Entre los principios de la política hidrocarburífera, incluye la obtención de saldos de hidrocarburos exportables para el mejoramiento de la balanza de pagos.

En relación con la actividad en el mar, se debe mencionar la Ley 26.659, que establece condiciones para la exploración y explotación de hidrocarburos en la plataforma continental argentina. Allí se determina que solo se puede operar en la plataforma continental luego de obtenida la autorización por parte del Estado Argentino y se establecen sanciones para quienes realicen actividades sin esa autorización. Esta ley se dirige, principalmente, al reclamo de la soberanía argentina sobre las islas Malvinas.

Además, una serie de decretos y resoluciones regulan aspectos técnicos y administrativos específicos. Principalmente, se orientan a la regulación del transporte de hidrocarburos, el registro de empresas, información estadística y cuestiones impositivas. De todo ese universo normativo resulta de interés la **Resolución 951/2015** de la Secretaría de Energía de la Nación, que establece el reglamento técnico para el transporte de hidrocarburos líquidos y gaseosos por ductos submarinos y las normas de protección ambiental aplicables a ductos submarinos que transportan hidrocarburos líquidos y gaseosos, las cuales se analizarán más adelante.

En cuanto a las normas ambientales que rigen la actividad, empiezan por la Constitución Nacional e incluyen lo siguiente:

- Las leyes ambientales generales (como la Ley General del Ambiente, la Ley 25.831 que establece presupuestos mínimos de protección ambiental para garantizar el derecho de acceso a la información ambiental y el Acuerdo de Escazú).
- La **Ley 24.051** de residuos peligrosos.
- Leyes que aprueban convenios internacionales cuyo objetivo es prevenir la contaminación con hidrocarburos (**Ley 24.292** - Convenio Internacional sobre Cooperación, Preparación y Lucha contra la contaminación por Hidrocarburos y **Ley 25.137** - Protocolo de 1992 que enmienda el Convenio Internacional sobre Responsabilidad Civil Nacida de Daños Debidos a Contaminación por Hidrocarburos).

También existe un conjunto de normas administrativas (dictadas usualmente por la Secretaría de Energía de la Nación) que se dirigen a la actividad hidrocarburífera en general y en especial a su realización en el mar. La primera de ellas es la **Resolución 105/1992** de la Secretaría de Energía, que establece las normas y procedimientos para proteger el medio ambiente durante la etapa de exploración y explotación de hidrocarburos. Esta se aplica a toda la actividad hidrocarburífera desarrollada en jurisdicción nacional y empieza estableciendo la responsabilidad de la Secretaría de Energía por el cuidado del ambiente. Este organismo “debe controlar el cumplimiento de la Conservación del Medio Ambiente durante las operaciones de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, tanto en Áreas Continentales como en la Plataforma Marítima de todo el territorio de la República Argentina”.

Si bien la Resolución establece la prevención y reducción de impactos al ambiente, el texto manifiesta que los aspectos técnicos fueron definidos por el Instituto Argentino del Petróleo (IAPG), integrado por empleados y directivos de empresas hidrocarburíferas. En el mismo sentido, sobresale que la Resolución es anterior al reconocimiento constitucional del derecho al ambiente sano y a la Ley General del Ambiente que establece los principios jurídicos que rigen toda norma ambiental. El contenido de la Resolución se ve afectado por esos cambios en el marco legal, en la medida en que se debe aplicar teniendo como parámetro de interpretación el ordenamiento de protección del ambiente. Sin perjuicio de ello, la Resolución 105 establece la obligación de estudios ambientales previos para exploración y explotación, monitoreos ambientales de obras y tareas y algunas “buenas prácticas”. Diversas regulaciones de esta resolución establecen planes de contingencia y la obligación de informar incidentes y límites al venteo de gases.

Otra resolución de la Secretaría de Energía, la **5/1996**, establece las normas de abandono de pozos, tanto en suelo firme como en el mar. Su objetivo es proteger los yacimientos y el ambiente en el que se desarrolla la actividad. Ni sus considerandos ni su contenido normativo dan cuenta de principios ambientales ni del cuidado del ambiente en general.

Por su parte, la **Resolución 25/2004** de la Secretaría de Energía establece las normas para la presentación de los estudios ambientales correspondientes a los permisos de exploración y concesiones de explotación de hidrocarburos. Allí se definen determinados requisitos que deben cumplir los estudios de impacto ambiental para la obtención de permisos de explotación en tierra o en áreas marinas. Estas normas establecen la obligación de presentar un estudio de impactos ambientales para la etapa de prospección sísmica, reconociendo su potencial dañino. Entre los requisitos, se destacan la necesidad de incluir en el estudio un mapa de sensibilidad ambiental para determinar la ubicación de las explotaciones y el relevamiento de áreas de interés de cuidado. Además, la resolución establece la obligación de presentar un informe anual de monitoreo.

La **Resolución 951/2015**, también de la Secretaría de Energía, establece normas de conservación ambiental aplicables a ductos submarinos de transporte de hidrocarburos. Estas normas adaptan la Resolución 25/2004 al ámbito marino. Si bien están orientadas al transporte del hidrocarburo, en estricto sentido aplican a la explotación en la etapa de extracción, ya que regulan la instalación de tuberías submarinas que transportan el hidrocarburo. Estas normas establecen el cuidado del ambiente y la transparencia como pilares de toda actividad hidrocarburífera en el mar. Asimismo, receptan el principio ambiental precautorio al determinar que “la ausencia de certeza científica absoluta no deberá utilizarse como razón para posponer medidas que prevengan la degradación del medio ambiente”. Así como hacen hincapié en el principio precautorio, hacen expresa referencia a estudios de impacto ambiental acumulativos con relación a otras actividades involucradas en la zona.

En particular, de cara a la licitación de áreas marinas para la exploración sísmica de 2018, se dictaron regulaciones ambientales específicas. En primer lugar, la **Resolución 65/2018** de la Secretaría de Energía aprobó las bases y condiciones para la licitación. Esta norma establece que las actividades se llevarán adelante cumpliendo determinadas guías: las “**Guías para minimizar los riesgos de lesiones a los mamíferos marinos por estudios geofísicos**” del Joint Nature Conservation Committee (Reino Unido).

Luego el entonces Ministerio de Energía y Minería dictó la **Resolución 197/2018** que aprueba el reglamento para el otorgamiento de permisos de reconocimiento superficial en el ámbito costa afuera nacional. La norma establece la obligación de tramitar un permiso ambiental mediante un procedimiento de EIA. Se reconoce normativamente a la prospección sísmica como una actividad susceptible de impactar de manera negativa en el ambiente. Solo después de acreditado el cumplimiento de la evaluación de impactos, se podrá emitir la autorización de comienzo de actividades (artículo 20). Esta norma establece para el otorgamiento del permiso solo el cumplimiento de la presentación de la EIA.

Tal como fuera mencionado en la sección de impactos, la exploración y explotación de hidrocarburos en el mar afecta otras actividades económicas, como la pesca. En virtud de ello, se dictó la **Disposición Conjunta de la Subsecretaría de Pesca y Agricultura y la Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles 1/2019**, que crea el “Grupo de Trabajo Energía – Pesca” entre ambas áreas para la armonización y prevención ambiental. Esta disposición trae a consideración el régimen legal de la pesca en la medida en que establece la preservación de especies que se pueden ver afectadas por la actividad hidrocarburífera. El “Grupo de Trabajo Energía – Pesca” tiene varias funciones, entre las que destaca la elaboración de un informe que señale interacciones de las actividades y mapas de distribución biológica identificando zonas sensibles para resguardar el ecosistema marino. A noviembre de 2021, el único proceso de autorización ambiental que llegó a la etapa de audiencia pública fue suspendido por el Ministerio de Ambiente hasta que se presente la totalidad de los informes pendientes.

El INIDEP publicó un informe (Allega, et al., 2020) en el que describe distintas especies marinas, con su distribución espacio-temporal, e identifica áreas sensibles en cuanto a reproducción y alimentación y también sobre las áreas de importancia pesquera. En el informe, se advierte que el efecto antropogénico sobre los ecosistemas necesita un análisis integral que tenga en cuenta diversas especies y procesos ecológicos en relación con determinadas condiciones ambientales. A la vez, menciona que en una reunión de la ONU dedicada al ruido submarino de origen antropogénico se reconoció que las prospecciones sísmicas que buscan hidrocarburos son la principal causa de efectos negativos sobre los ecosistemas marinos de todo el mundo, y recomienda una adecuada planificación y ejecución dentro del marco precautorio, como el monitoreo de los eventuales impactos sobre los ecosistemas. También sugiere la realización de estudios sobre especies de la megafauna marina, las que presentan gran sensibilidad frente a las prospecciones sísmicas. El informe menciona que es prioritario elaborar planes de ordenación de proyectos de prospección sísmica para evaluar la factibilidad de realizar de manera conjunta actividades como pesca y explotación de hidrocarburos, asegurando la sostenibilidad de recursos vivos. Para ello se deberá monitorear el impacto final provocado por cada prospección sísmica mediante campañas de investigación que monitoreen y evalúen las situaciones antes y después de las prospecciones (Allega, et al., 2020).

Finalmente, se dictó la **Resolución Conjunta 3/2019**, de la entonces Secretaría de Ambiente y la Secretaría de Energía, que establece un procedimiento de evaluación de impactos ambientales para los permisos de reconocimiento superficial, permisos de exploración, o concesiones de explotación de hidrocarburos por realizarse en el mar Argentino a partir de las 12 millas marinas. La norma establece distintas categorías de proyectos y permite efectuar un procedimiento simplificado y rápido para determinadas formas de prospección, lo que significa un retroceso en este punto respecto de la Resolución 25/2004 que no establecía ninguna diferencia.

El procedimiento se inicia con una preclasificación del proyecto por parte de la Secretaría de Energía y luego la autoridad ambiental realiza una categorización en la que detalla el contenido que debería contener el estudio de impactos que va a presentar la requirente. Como mínimo se establece que debe incluir lo siguiente:

- determinación del área operativa, de influencia directa e indirecta;
- diagnóstico ambiental o línea de base ambiental;
- identificación y evaluación de potenciales impactos ambientales;
- medidas de mitigación, y
- Plan de Gestión Ambiental.

Luego cada área (ambiental y de energía) realiza un informe técnico, y debe dar intervención también a la autoridad de pesca. Tras ello, se convoca a audiencia pública, al final de la cual se realiza un informe y se llega a la declaración de impacto ambiental que aprueba o rechaza el proyecto.

6. PALABRAS FINALES

El mar Argentino requiere una gestión cuidadosa y responsable, con un enfoque ecosistémico,²³ integral, participativo, basado en la ciencia, y bajo el enfoque precautorio, para asegurar la conservación de su biodiversidad y de los beneficios ecosistémicos que brinda (Foro para la Conservación del Mar Patagónico y Áreas de Influencia, 2021b).

Las actuales amenazas que enfrenta el mar Argentino —considerando que muchos de los permisos de exploración sísmica se superponen con áreas marinas importantes para la conservación— hacen indispensable avanzar hacia un ordenamiento estratégico participativo del mar que incluya el diseño, creación e implementación de nuevas áreas marinas protegidas, a la vez que alcance una efectiva implementación de las ya existentes y se promueva el financiamiento de estas y de las futuras (Foro para la Conservación del Mar Patagónico y Áreas de Influencia, 2021b).

Si bien la Argentina ha avanzado en el incremento de la superficie marina protegida, no ha pasado lo mismo respecto del estado de conservación de algunas especies amenazadas, ni tampoco en cuanto a la protección de determinados ecosistemas esenciales del mar Argentino que, en la actualidad, carecen de protección. **Se calcula que el 87% de la superficie marina protegida se encuentra representada por las tres AMP ubicadas en el extremo austral de la Zona Económica Exclusiva (ZEE) continental. Por lo tanto, se necesita avanzar en establecer un sistema representativo de AMP que tenga en cuenta a los principales ecosistemas e integre a las especies amenazadas** (Foro para la Conservación del Mar Patagónico, 2021a).

Las políticas públicas están orientadas al impulso de la actividad sin mayor contemplación de sus impactos y de la opinión de la población (tanto general como de aquellos grupos especialmente afectados). La audiencia pública celebrada el 1 de julio de 2021 en la EIA de la empresa Equinor expuso que hasta ese momento no hubo ninguna actividad de las autoridades ni las empresas para garantizar la participación pública de acuerdo a los estándares normativos. Tampoco se realizaron los estudios necesarios (reconocidos normativamente como requisitos) para conocer los impactos y reducirlos. Asimismo, es clave remarcar que no se han considerado los impactos climáticos de la actividad.

En este escenario, donde el Estado argentino está comprometido internacionalmente a planificar a largo plazo la reducción de emisiones debido a la crisis climática global, avanzar en estas condiciones con los proyectos de explotación en el mar deviene insostenible. La conclusión de la autoridad de la audiencia pública citada fue que no se pueden extraer más hidrocarburos sin que esté proyectado su uso dentro de un plan de transición energética. Sumado a la falta de consideración del impacto sobre otras actividades y la ausencia de estudios específicos, resulta manifiesta la necesidad de realizar una evaluación ambiental estratégica, con amplia participación pública, que permita analizar la eficacia de las medidas preventivas y determinar la viabilidad ambiental y social de la actividad.

Un proceso estratégico fundamental, en este sentido, es la Planificación Marina Espacial (PME). Se trata de una herramienta que, conforme el debido proceso público y transparente, permite elaborar un análisis y ordenar espacial y temporalmente todas las actividades humanas en el océano con visión de corto, mediano y largo plazo. La PME como proceso genera un marco de integración, lo cual requiere del trabajo articulado y colaborativo entre todas las instituciones y sectores con responsabilidades e intereses en el mar. Sus productos proveen información clave para la gestión y la conservación y constituyen insumos fundamentales para ser aplicados luego por los organismos responsables del manejo del Sistema de Áreas Marinas Protegidas o de las pesquerías o cualquier otra actividad que requiera de los servicios del mar. La PME debe además conectarse y complementarse con otros enfoques de gestión, como el Manejo Costero Integrado (MCI) (SNAMP, 2016).

23. Este enfoque se entiende como aquel que tiene en cuenta la totalidad del ecosistema, inclusive al ser humano, y tiene como objetivo “garantizar la salud y funcionalidad de la estructura y biodiversidad de los ecosistemas, los cuales aportan servicios y recursos que el ser humano necesita” (Sistema Nacional de Áreas Marinas Protegidas. Bases para su puesta en funcionamiento”. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación. 2016. Buenos Aires).

Para garantizar una efectiva transición energética, es clave una planificación a largo plazo tanto de las fuentes de energía como del financiamiento internacional necesario para garantizarla. El financiamiento en moneda extranjera, indispensable para llevar a cabo los proyectos *offshore*, es además la principal barrera para la transición energética y para las inversiones en adaptación y mitigación.

De esta forma, es fundamental alcanzar consensos integrales que conciban la posibilidad de dejar recursos hidrocarburíferos sin explotar. Esta línea de acción coincide con los escenarios delineados por la IEA para alcanzar la carbono neutralidad en 2050: desde 2021 no se debe aprobar ningún nuevo proyecto de explotación de gas, petróleo o carbón.

7. BIBLIOGRAFÍA

Algérie Part Plus (2021). Enquête. L'Algérie se relance dans l'exploration du pétrole et gaz offshore dans l'espoir d'une nouvelle aisance financière. Disponible en: <https://www.algeriepartplus.com/enquete-lalgerie-se-relance-dans-lexploration-du-petrole-et-gaz-offshore-dans-lespoir-dune-nouvelle-aisance-financiere/>.

Allega, L.; Braverman, M.; Cabreira, A.; Campodónico, S.; Carozza, C.; Cepeda, G.; Colonello, J.; Derisio, C.; Di Mauro, R.; Firpo, C.; Gaitán, E.; Hozbor, M. C.; Irusta, C. G.; Ivanovic, M.; Lagos N.; Lutz, V.; Marí, N.; Militelli, M.; Moriondo Danovaro, P.; Navarro, G.; Orlando, P.; Pájaro, M.; Prandoni, N.; Prosdocimi, L.; Reta, R.; Rico, R.; Riestra, C.; Ruarte, C.; Schejter, L.; Schiariti, A.; Segura, V.; Souto, V.; Temperoni, B. y Verón E. (2020). Estado del conocimiento biológico pesquero de los principales recursos vivos y su ambiente con relación a la explotación hidrocarburífera en la Zona Económica Exclusiva Argentina y adyacencias. INIDEP. Disponible en: <https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/sismica.pdf> (última visita: 13/12/2021).

AREF (2021). Hidrocarburos Convencionales. Hidrocarburos. Disponible en: <https://www.aref.gob.ar/hidrocarburos-convencionales/> (última visita: 23/11/2021).

Bellona (2013). Norway levels country's second largest environmental fine against Statoil for Gullfaks C incident. Disponible en: <https://bellona.org/news/fossil-fuels/oil/2013-03-norway-levels-countrys-second-largest-environmental-fine-against-statoil-for-gullfaks-c-incident>.

Betancourt, M. (2021). Frontera hidrocarburífera. Expansión y violaciones de los derechos en Sudamérica. Disponible en: <https://opsur.org.ar/wp-content/uploads/2021/07/Frontera-Hidrocarburifera-Libro.pdf> (última visita: 02/09/2021).

Blanco, G.; Keesler, D. y Giuliadori, E. (2021). Evaluación de la probabilidad de ocurrencia de derrames de petróleo en la plataforma marítima continental argentina. Centro de Tecnologías Ambientales y Energía (CTAE). Facultad de Ingeniería. Universidad Nacional del Centro de la Provincia de Buenos Aires. Julio de 2021.

BP (2020). Energy Outlook: 2020 Edition. Disponible en: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2020.pdf>.

Campetrol (2015). *Offshore vs. onshore: ¿cuál es el reto?* Disponible en: <http://campetrol.org/wp-content/uploads/GDS/2015/junio/GDS-11062015-2.pdf> (última visita: 29/11/2021).

Capaldo, G. (2009). Herramientas jurídicas para la protección del mar. *Revista de Derecho Público*, Tomo II, 2009-2, sobre Derecho Ambiental, pp. 175-213. Rubinzal - Culzoni Editores. Buenos Aires.

ClientEarth (2021). Greenwashing files: Equinor. Disponible en: <https://www.clientearth.org/projects/the-greenwashing-files/equinor/>.

COPLA (2021). El Límite más Extenso de la Argentina y Nuestra Frontera con la Humanidad. Disponible en: <http://plataformaargentina.gov.ar/> (última visita: 10/11/2021).

Departamento de Comercio estadounidense (2021). *Offshore Energy - Oil, Gas and Renewables*. Disponible en: <https://www.trade.gov/knowledge-product/norway-offshore-oil-and-gas>.

El País (2020). “No es coherente”. Ministerio de Ambiente quiere terminar con la búsqueda de petróleo. Disponible en: <https://www.elpais.com.uy/negocios/noticias/coherente-ministerio-ambiente-quiere-terminar-busqueda-petroleo.html>.

Energía de mi país (2021). Mapa de cuencas sedimentarias. Educar y Fundación YPF. Disponible en: <http://energiasdemipais.educ.ar/fuentes-de-energia-potencial/energia-de-combustibles-fosiles/>

Equinor (2006). Metal plate caused Visund leak. Disponible en: <https://www.equinor.com/en/news/archive/2006/02/02/MetalPlateCausedVisundLeak.html>.

Equinor (2021a). Where we are. Equinor. Disponible en: <https://www.equinor.com/en/where-we-are.html> (última visita: 24/11/2021).

Equinor (2021b). Final investment decision for Bacalhau phase 1 in Brazil. Disponible en: <https://www.equinor.com/en/news/20210601-final-investment-decision-bacalhau-phase1-brazil.html>.

Equinor (2021c). Produção do campo de Bacalhau será destinada à exportação. Disponible en: <https://www.equinor.com.br/pt/noticias/producao-do-campo-de-bacalhau-sera-destinada-a-exportacao.html>.

FARN (2020a). Recomendaciones y consideraciones de FARN para la incorporación de objetivos y acciones basados en ecosistemas en la nueva NDC de Argentina. Disponible en: <https://farn.org.ar/wp-content/uploads/2020/10/DOC-Ecosistemas.pdf>.

FARN (2020b). Los subsidios a los combustibles fósiles 2019-2020 ¿Todo sigue igual de “bien”? Disponible en: https://farn.org.ar/wp-content/uploads/2020/08/DOC_SUBSIDIOS_2019-2020_FINAL_links.pdf.

Foro Mar Patagónico (2017). Foro para la Conservación del Mar Patagónico y áreas de influencia. 2017. Es el tiempo del mar. Áreas Marinas Protegidas en el mar Argentino para la conservación de especies y ambientes de particular valor biológico y científico. Disponible en: <http://marpatagonico.org/descargas/es-el-tiempo-del-mar.pdf>.

Foro Mar Patagónico (2021a). Foro para la Conservación del Mar Patagónico (2021). Áreas Marinas Protegidas en la Estrategia Nacional de Biodiversidad de Argentina: una hoja de ruta para asegurar sus beneficios. Serie: Áreas Marinas Protegidas del Mar Patagónico. Desafíos y Oportunidades. Disponible en: <https://marpatagonico.org/publicaciones/>.

Foro Mar Patagónico (2021b). de Haro, J. C.; Pérez Orsi, H., Cané, S.; Di Pangraccio, A.; Falabella, V. y Sapoznikow, A. (2021). Informe colaborativo sobre el estado de situación, riesgos e impactos de la prospección sísmica en el mar Argentino. Foro para la Conservación del Mar Patagónico y Áreas de Influencia. En edición.

Freiría, L. y Olmedo, G. (2021). Actividad Costa Afuera. 2010-2021. Ministerio de Economía, Secretaría de Energía, Dirección Nacional de Exploración y Producción. Disponible en: <https://drive.google.com/drive/folders/1l6sw3HuvQU3lFv9R7rEaUwRx7LOtTEST> (última visita: 23/11/2021).

Gandini, N. (2020). Negocian la reactivación de un proyecto *offshore* por US\$ 1000 millones. *Econojournal*. Disponible en: <https://econojournal.com.ar/2020/07/negocian-la-reactivacion-de-un-proyecto-offshore-por-us-1000-millones/> (última visita: 15/11/2021).

Greenpeace (2020). Greenpeace welcomes win for the environment as Equinor pulls out of Bight oil project. Disponible en: <https://www.greenpeace.org.au/news/greenpeace-welcomes-win-for-the-environment-as-equinor-pulls-out-of-bight-oil-project/>.

Greenpeace International (2021). Youth takes Arctic oil to European Court. Disponible en: <https://www.greenpeace.org/international/press-release/48385/youth-take-arctic-oil-to-european-court/>.

Grupo de Trabajo Energía – Pesca (2019). Minutas de Reunión N.º 2 y 3 del Grupo de Trabajo Energía – Pesca. Disponible en: https://drive.google.com/drive/folders/18MCDID7ZO2ISGHdlvLY1MJw1jWSp_Ykd (última visita: 16/11/2021).

Henshell, A. (2010). Gas leak halts production at Norway Troll A Field. Disponible en https://www.rigzone.com/news/oil_gas/a/95288/gas_leak_halts_production_at_norway_troll_a_field/.

IBP (2020). Evolução da produção, exportação e importação de petróleo no Brasil: 2005-2020. Disponible en: <https://www.ibp.org.br/observatorio-do-setor/producao-importacao-e-exportacao-de-petroleo/>.

IEA (2021a). Net zero by 2050. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>.

IEA (2021b). World Energy Outlook 2021. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021>.

IPCC (2018). Informe Especial sobre Calentamiento Global de 1,5 °C. Disponible en: https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/2/2019/06/SR15_Full_Report_High_Res.pdf.

IPCC (2021). Cambio Climático 2021: Las Bases Físicas del Cambio Climático. Contribución del Grupo de Trabajo I al Sexto Informe de Evaluación del IPCC. Disponible en: https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/downloads/report/IPCC_AR6_WGI_Full_Report.pdf.

Keesler, D.; Orifici, L. y Blanco, D. (2019). Situación actual y proyección de emisiones de gases de efecto invernadero en la Argentina. Comparativa con la Contribución Nacional sobre cambio climático. Centro de Tecnologías Ambientales y Energía, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional del Centro de la Provincia de Buenos Aires. Para Greenpeace Argentina. Junio de 2019. Disponible en: https://www.fio.unicen.edu.ar/images/pdf/2019/Informe_GREENPEACE_-_CTAE-FIO-UNICEN.pdf.

Kirchgaessner, S. (2006). Statoil admits bribe for Iran oil rights. Disponible en: <https://www.ft.com/content/5451c3ee-5aed-11db-8f80-0000779e2340>.

La Capital (2012). El turismo es la actividad que más ingresos aporta a Mar del Plata. *La Capital. Mar del Plata*. Disponible en: <http://www.lacapitalmdp.com/noticias/La-Ciudad/2012/12/03/233284.htm>.

Lanari, M. (2010). Trabajadores de la industria pesquera procesadora: conserva y fileteado en el puerto de Mar del Plata. Disponible en: <http://nulan.mdp.edu.ar/1040/1/00724.pdf>.

LPO (2021). Energía crea un organismo para puentear a Cabandí y destrabar inversiones petroleras. *La Política online*. Disponible en: <https://www.lapoliticaonline.com.ar/nota/136816-energia-crea-un-organismo-para-puentear-a-cabandie-y-destrabar-inversiones-petroleras/> (última visita: 10/11/2021).

MAYDS (2021). Evaluación Ambiental Estratégica. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. Cambio Climático, Desarrollo Sostenible e Innovación. Disponible en: <https://www.argentina.gob.ar/ambiente/development-sustainable/evaluation-environmental/evaluation-environmental-strategy> (última visita: 18/11/2021).

Milanovic, B. (2021). Is Norway the new East India Company? Disponible en: <https://branko2f7.substack.com/p/is-norway-the-new-east-india-company>.

Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca (2019). INFORME DPyGP N.º 09/2019. Operatoria y desembarques de la flota pesquera argentina, Cuenca Norte y Austral.

Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca (2020). Informe de Coyuntura. Disponible en: https://www.magyp.gob.ar/sitio/areas/pesca_maritima/informes/coyuntura/archivos/200000_2020/200101_Informe%20de%20Coyuntura%20-%20Enero%202020.pdf.

Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MAYDS) (2019). Informe del estado del ambiente 2019; coordinación general de Silvia Chiavassa. 1a ed. Volumen combinado. Ciudad Autónoma de Buenos Aires: Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible de la Nación, 2020. Disponible en: https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/informe-final_iea_2019-ultimo_0.pdf.

Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MAYDS) (2020). Segunda Contribución Determinada a Nivel Nacional de la República Argentina. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, República Argentina. Disponible en: https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Argentina%20Second/Argentina_Segunda%20Contribuci%C3%B3n%20Nacional.pdf.

Ministerio de Economía (2021). Decreto 1036/2021. Disponible en: <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/252092/20211101>.

Ministerio de Hacienda (2019). Pesca. Informes de Cadenas de Valor. Septiembre de 2019. Subsecretaría de Programación Económica. Secretaría de Política Económica. ISSN: 2525-0221. Disponible en: https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/sspmicro_cadenas_de_valor_pesca_0.pdf.

Nava, D. (2021). La petrolera noruega Equinor sale de México y dejará los bloques que ganó. Disponible en: <https://expansion.mx/empresas/2021/08/25/noruega-equinor-sale-de-mexico-dejara-campos>.

Nissen, A. (2021). A greener shade of black? Statoil, the Norwegian government and climate change, 1990-2005. Disponible en: <https://www.tandfonline.com/doi/epub/10.1080/03468755.2021.1876757?-needAccess=true>.

Offshore (2021). Equinor ordered to act on North Sea Tordis leak. *Offshore*. Disponible en: <https://www.offshore-mag.com/production/article/14209359/equinor-ordered-to-act-on-north-sea-tordis-leak>.

Pan American Energy (2012). Estudio de impacto ambiental y social previo a la prospección sísmica costa afuera. Disponible en: <https://s3.amazonaws.com/rgi-documents/4d06f41a3ee779cabed11c8f9defc3818c0a8383.pdf>.

Pérez Roig, D. (2020). Promoción y declive de la actividad petrolera costa afuera en el margen continental argentino (2002-2011). Disponible en: http://www.scielo.org.ar/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1851-31232020000400006#notas (última visita: 02/12/2021).

Presidencia de la Nación (2020). Decreto 892/2020. Disponible en: <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/237310/20201116>.

Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA) (2021). Informe sobre la brecha de emisiones 2021. Disponible en: <https://www.unep.org/es/resources/emissions-gap-report-2021>.

Prosdocimi, L. y Navarro, G. (2020). Áreas de exclusión pesquera - Reservas reproductivas de vieira, en las áreas de exploración petrolera. INFORME DPyGP N.º 01/2020. Abril, 2020. MAGyP, Subsecretaría de Pesca y Acuicultura. Disponible en: https://drive.google.com/drive/folders/18MCDID7Z02ISGHdl-vLY1MJw1jWSp_Ykd (última visita: 16/11/2021).

Provincia de Buenos Aires (2021). Exportaciones acumuladas a cada mes por rubros seleccionados. Disponible en: http://www.estadistica.ec.gba.gov.ar/dpe/images/Provincia_de_Buenos_Aires_-_Exportaciones_por_Rubros_-_2010-agosto_2021_1.xlsx.

PTIL (2021a). Equinor – Johan Sverdrup – Investigation of lifting incident with personal injury. Disponible en: <https://www.ptil.no/en/supervision/investigation-reports/2021/equinor--johan-sverdrup--investigation-of-lifting-incident-with-personal-injury/>.

PTIL (2021b). Order to Equinor following investigation of the Johan Castberg project. Disponible en: <https://www.ptil.no/en/supervision/investigation-reports/2021/order-to-equinor-following-investigation-of-the-johan-castberg-project/> (última visita: 08/11/2021).

Quilaqueo, V. (2020). Vanguardia noruega: energías extremas en el mar Argentino. OPSur. Producciones. Disponible en: <https://opsur.org.ar/2020/07/02/vanguardia-noruega-proyectos-de-energias-extremas-en-el-mar-argentino/> (última visita: 4/10/2021).

Rabanaque, L. (2010). Historia de los últimos 50 años de perforación. Disponible en: http://www.petro-tecnia.com.ar/febrero10/febrero10/con%20publicidad/PerforacionRabanaque_34.pdf (última visita: 06/09/2021).

Radford, C. A., et al. (2010). Presentación del Dr. Iván A. Hinojosa (CIBAS/ESMOI-Universidad Católica del Norte, Chile).

Radovich, V. (2015). Governance of sea oil and gas exploration and exploitation towards coastal marine biodiversity preservation. En Coloquio anual internacional de la Academia de Derecho Ambiental de la IUCN. Evento realizado en la Universidad Católica de Atma Jaya, Yakarta. 10 de septiembre de 2015. Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/325742515_Governance_of_oil_and_gas_exploration_and_exploitation_at_sea_towards_coastal_marine_biodiversity_preservation (última visita: 7/10/21).

Radovich, V. (2018). Tesis de doctorado: Implicancias ambientales de la exploración y la explotación hidrocarburífera en el mar con especial referencia al régimen de la República Argentina y el Mercosur. Disponible en: http://repositoriouba.sisbi.uba.ar/gsd/collect/adrsosgra/index/assoc/HWA_2760_dir/2760.PDF (última visita: 7/10/21).

Ramachandran, V. (2021). Rich countries' climate policies are colonialism in green. Disponible en: <https://foreignpolicy.com/2021/11/03/cop26-climate-colonialism-africa-norway-world-bank-oil-gas/>.

Rebasa, M. y Carbajales, J. J. (2011). Los recursos naturales en la Reforma del 94: aportes para una interpretación constitucional. (El caso de los hidrocarburos). Publicado en: Suplemento Administrativo 2011 (junio), 1 – La Ley 2011-C. La Ley, Buenos Aires.

Redacción ESS (2013). PAE suspendió la sísmica offshore por reclamo de la flota amarilla. El Extremo Sur de la Patagonia. Disponible en: <https://www.elextremosur.com/nota/pae-suspendio-la-prospeccion-off-shore-por-reclamo-de-la-flota-amarilla/>.

Rossi, A. (2021). Choque entre Martínez y Cabandié retrasa inversiones petroleras offshore. Letra P. Disponible en: <https://www.lettrap.com.ar/nota/2021-8-13-16-18-0-choque-entre-martinez-y-cabandie-retrasa-inversiones-petroleras-off-shore>.

Saldivia, N. (2010). El INIDEP negó haber evaluado el impacto de la prospección petrolera en el Golfo San Jorge. *Revista Puerto*. Disponible en: <https://revistapuerto.com.ar/2010/08/el-inidep-nego-haber-evaluado-el-impacto-de-la-prospeccion-petrolera-en-el-golfo-san-jorge/>.

Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sostenible (SAyDS) (2019). Tercer informe bienal de actualización de la República Argentina a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. Disponible en: <https://unfccc.int/sites/default/files/resource/3er%20Informe%20Bienal%20de%20la%20Republica%20Argentina.pdf>.

Secretaría de Energía (2019). Se adjudicaron 18 áreas para buscar gas y petróleo en el mar argentino por 724 millones de dólares. Disponible en: <https://www.argentina.gob.ar/noticias/se-adjudicaron-18-areas-para-buscar-gas-y-petroleo-en-el-mar-argentino-por-724-millones-de> (última visita: 06/09/2021).

Secretaría de Política Económica (2020). Buenos Aires: Informe Productivo Provincial. Disponible en: https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/pba_-_spt_2020.pdf.

Senado de la Nación (2021). Régimen de promoción de inversiones hidrocarburíferas y conjunto de modificaciones normativas claves para la matriz energética argentina. Disponible en: <https://www.senado.gob.ar/parlamentario/parlamentaria/450617/downloadPdf>.

Sengupta, S. (2017). Both Climate Leader and Oil Giant? A Norwegian Paradox. Disponible en: <https://www.nytimes.com/2017/06/17/world/europe/norway-climate-oil.html?searchResultPosition=24>.

SNAMP (2016). El Sistema Nacional de Áreas Marinas Protegidas. Bases para su puesta en funcionamiento. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación. (2016). Buenos Aires. Disponible en: https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/ambiente-sistema-nacional-areas-marinas-protegidas_0.pdf.

Subsecretaría de Planificación, Estudios y Estadísticas (2021). Situación y evolución del trabajo registrado. Disponible en: https://www.trabajo.gob.ar/downloads/estadisticas/trabajoregistrado/trabajoregistrado_2107_informe.pdf.

Suttersud, T. y Ulven, E. (2021). Norway plans to drill for oil in untouched Arctic areas. *The Guardian*. Disponible en: <https://www.theguardian.com/environment/2020/aug/26/norway-plans-to-drill-for-oil-in-untouched-arctic-areas-svalbard>.

Terzaghi, V. (2021). Vaca Muerta: YPF y Equinor invertirán 117,7 millones de dólares en una nueva concesión. *Río Negro*. Disponible en: <https://www.rionegro.com.ar/vaca-muerta-ypf-y-equinor-invertiran-1177-millones-de-dolares-en-una-nueva-concesion-2041063/> (última visita: 24/11/2021).

The Green Connection (2021). Who stole our oceans? Disponible en: <https://thegreenconnection.org.za/wp-content/uploads/2021/10/Economic-impacts-of-offshore-oil-and-gas-on-South-Africa.12042021-1.pdf>.

UNICEN y FARN (2021). La transición energética en la Argentina y los subsidios a los fósiles. Disponible en: https://farn.org.ar/wp-content/uploads/2021/11/RESUMEN_SUBSIDIOS_links.pdf.

UPI (2009). Statoil fined 4.2M for 2007 spill. Disponible en: <https://www.upi.com/Energy-News/2009/12/21/Statoil-fined-42M-for-2007-spill/60551261418400/>.

Viridin, J.; Vegh, T.; Jouffray, J. B.; Blasiak, R.; Mason, S.; Österblom, H.; Vermeer, D.; Wachtmeister, H. y Werner, N. (2021). The Ocean 100: Transnational corporations in the ocean economy. Disponible en: <https://www.science.org/doi/10.1126/sciadv.abc8041>.

Welsby, D.; Price, J.; Pye, S., et al. (2021b). Unextractable fossil fuels in a 1.5°C world. *Nature*, 597, 230-234. <https://doi.org/10.1038/s41586-021-03821-8>.