



Capítulo 3.4
Energías renovables costa afuera

Parque eólico marino Fryslan en el norte de Países Bajos, comprende 89 aerogeneradores de 4,3 MW. Fotografía de Pablo Gristo Savornin.

Capítulo 3.4

Energías renovables costa afuera

Lucila Arboleya Sarazola¹ y Pablo González Gascón y Marín²

¹ Economista especialista en energía

² Ingeniero industrial, especialista en energía

Introducción: estado actual

Las energías renovables han tenido un enorme crecimiento en los últimos años, pasando de una capacidad global instalada de alrededor de 1.340 GW en el año 2010 a 3.280 GW en 2021. Las renovables representaban un cuarto de la capacidad instalada mundial de electricidad en 2010, pero llegaron a 40% en 2021.

La capacidad de generación hidráulica sigue siendo la más importante dentro de las renovables, pero su proporción ha ido bajando en los últimos años. Representaba tres cuartos de la capacidad instalada mundial en 2010, comparado con 40% en 2021. Por el contrario, la generación solar y eólica fueron las tecnologías que ganaron espacio. Cada una tiene una porción de alrededor de un cuarto de la matriz eléctrica mundial, contra 3% hace una década en el caso de la solar o 13% en el caso de la eólica.

América Latina tiene un sector eléctrico muy renovable desde hace años. Por ejemplo, alberga un 6% de la capacidad eléctrica global pero alrededor de un 10% de la capacidad renovable del mundo. Ha concentrado su capacidad en hidráulica, aunque la capacidad renovable no hidráulica se quintuplicó en la última década, mientras que la hidráulica

subió un 30%. La eólica y la solar fotovoltaica lideraron este aumento, y Uruguay fue de los países pioneros en la región en esta transformación, agregando cerca de 1,5 GW de eólica y alrededor de 0,25 GW de solar en la última década.

Una característica de los años más recientes es que las energías renovables costa afuera (u *offshore*) han comenzado a tener mayor importancia, en particular la eólica marina. Si bien esta todavía representa una porción minoritaria, su desarrollo se ha acelerado considerablemente. Por ejemplo, de los 830 GW de capacidad eólica instalada en 2021, el 93% corresponden a eólica en tierra y sólo el 7% restante a eólica marina, según la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés). Más de un quinto del crecimiento anual de la capacidad eólica instalada en 2021 (94 GW) fue constituido por sistemas de eólica marina, “el más alto de la historia y tres veces el promedio de los cinco años anteriores” (IEA, 2022a). La IEA también destaca que mientras que la tecnología terrestre está presente en 115 países del mundo, la marina lo está sólo en 19. Sin embargo, las mejoras en la tecnología, la reducción de costos y las políticas públicas en favor de la eólica marina ponen a esta tecnología en un escenario de alto crecimiento en los próximos años.

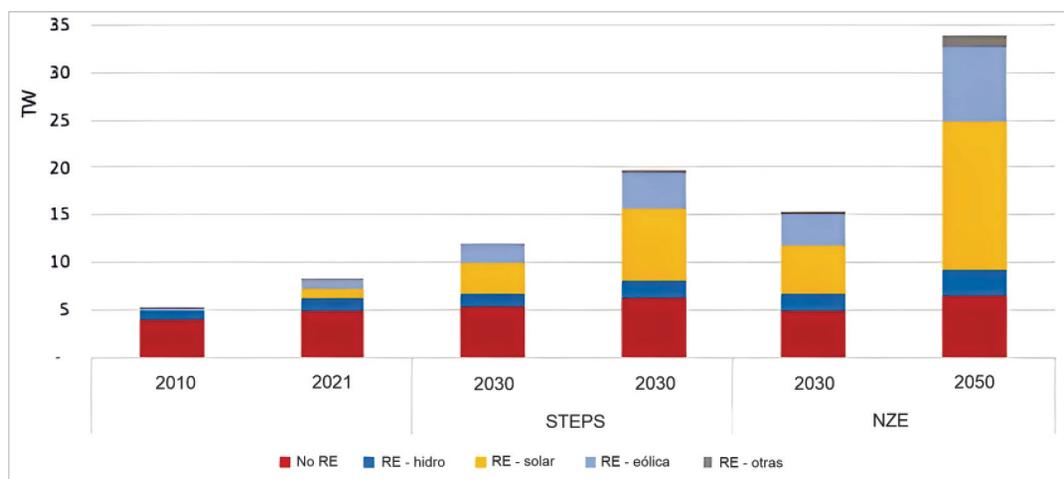


Figura 1: Evolución global de las energías renovables. Fuente: IEA (2022c). Notas: RE = renovable. No renovable incluye nuclear, combustibles fósiles, almacenamiento e hidrógeno y amoníaco. STEPS = stated policies scenario (escenario que considera las políticas de energía existentes, aunque sin asumir que los países pondrán en práctica todas las políticas, como las contribuciones nacionales determinadas, de forma efectiva); NZE = net zero emissions scenario (escenario donde el sector energético global logra cero emisiones netas de CO₂ a 2050).

Principales tecnologías renovables costa afuera

Las tres principales tecnologías renovables costa afuera son la eólica marina, la solar flotante y la oceánica, o de mareas. La eólica marina es al día de hoy la más desarrollada (en términos de capacidad instalada) y la oceánica es la menos desarrollada. Los estudios de perspectiva también muestran a la eólica marina como la tecnología de mayor crecimiento en las próximas dos o tres décadas, aunque la solar flotante cuenta con buenas proyecciones de crecimiento en zonas o países específicos, como algunos países del sudeste asiático, donde el potencial eólico es bajo y la topografía permite el desarrollo de solar flotante. Indonesia, por ejemplo, está construyendo una planta de energía solar flotante de 145 MW de capacidad, un proyecto sobre el embalse de la represa Cirata, al oeste de Java.

Eólica marina

Consta de aerogeneradores instalados mar adentro, donde se logran mayores factores de capacidad y conexiones hacia los puntos de demanda en tierra por líneas de transmisión de alto voltaje. Los dos tipos de instalaciones más comunes son los parques con aerogeneradores fijos y flotantes: la eólica marina fija se basa en aerogeneradores de gran potencia instalados mar adentro, “con fundaciones generalmente de tipo trípode, monopilote o ‘jacket’ (estructura de acero de cuatro piernas conectadas con tirantes)” y la eólica marina flotante se basa en aerogeneradores sobre estructuras flotantes que se estabilizan mediante amarres y anclajes, y por la forma en que el diseño de la estructura distribuye las masas y los pesos (Álvarez *et al.*, 2022). Los parques flotantes en general están instalados a mayor profundidad y distancia de la costa que los aerogeneradores fijos.

Solar flotante

Se basa en paneles solares fotovoltaicos instalados sobre masas de agua, en general masas de agua relativamente calmas, como lagos. Por esta razón, y por la complementariedad con el recurso hidráulico, muchos proyectos de solar flotante se hacen sobre embalses de represas. La solar flotante específicamente en el mar (y no en superficies de agua en el interior del país, como en ríos) es un pequeño subgrupo.

Oceánica

Es una forma de energía renovable que utiliza la marea como fuente de energía. Una forma de explotar el recurso es mediante la colocación de boyas en el mar que capturan el movimiento de las olas. La capacidad de generación eléctrica depende, en gran medida, de la altura y la velocidad de las olas. La oceánica es una tecnología todavía bastante incipiente.

A continuación, nos enfocamos en la energía eólica marina, por ser la tecnología más desarrollada al día de hoy, tener la mayor perspectiva de crecimiento y ser, también, la que tendría mayor crecimiento esperado en Uruguay.

Foco en energía eólica marina

Europa lideró el inicio del desarrollo de esta tecnología. A 2018, por ejemplo, el Reino Unido y Alemania tenían la mayor flota de eólica marina en operación, cerca de 8 GW y 6,5 GW, respectivamente. Dinamarca, un país precursor de esta tecnología, tenía una menor capacidad, menos de 1,5 GW, pero

una mayor porción de su generación eléctrica total dependía de esta tecnología: un 15% en 2018 (IEA, 2019). A fines de 2022 en Europa había instalados 30 GW de eólica marítima (Wind Europe, 2023).

Sin embargo, China también ha instalado niveles récord de eólica marina en los últimos años. El país pasó de tener alrededor de 3,6 GW en operación en 2018 a alrededor de 29 GW en el primer semestre de 2023 (WFO, 2023). La capacidad instalada anual en 2021 fue cuatro veces mayor a la instalada en 2020 en China, dada una baja de subsidios nacionales que terminó a fines de 2021 y aceleró las instalaciones ese año. Si bien se espera una menor capacidad instalada anual en 2022 respecto a 2021, todavía sería mayor que en 2020 según la IEA, que estima que “China tenga la mayor capacidad instalada de eólica marina acumulada a nivel mundial [en 2022], superando a la Unión Europea y el Reino Unido combinados”.

Una característica destacada de los sistemas de eólica marina es que logran factores de capacidad muy altos, muy por encima de la solar y mayores que los de la eólica en tierra. El factor de capacidad promedio de la eólica marina en 2018 era de 33%, comparado con 25% de la eólica en tierra o 14% de la solar fotovoltaica (IEA, 2019). Las mejoras en la tecnología permiten hoy tener sistemas con factores de capacidad de 40%, o incluso mayor a 50%. Por ejemplo, el parque eólico marino Hywind Scotland en el Reino Unido “logró un [factor de capacidad de] 57,1% en los doce meses hasta marzo de 2020” (Energy Numbers, 2022). En Brasil, un país con enorme potencial de eólica marina, se estima que los factores de capacidad podrían superar

el 60% (Schlittler, 2022). Además, la eólica marina tiene una variabilidad horaria menor que otras renovables, como la solar fotovoltaica. Estas características hacen que la eólica marina tenga un buen valor para el sistema eléctrico y, combinadas con una reducción de costos de proyectos y políticas en apoyo a esta tecnología, permiten que esta tecnología sea cada vez más competitiva en el mundo.

De la mano de mayores instalaciones, la inversión en eólica marina ha ido creciendo en los últimos años. La IEA estima que, en 2021,

año récord de instalaciones de capacidad marina, la inversión total fue de USD 40.000 millones (IEA, 2022b), en comparación con menos de USD 8.000 millones en 2010 (IEA, 2019). Como se mencionó anteriormente, el fin de los subsidios en China (otorgados a proyectos que entraban en operación antes del final del año 2021) fue un gran incentivo para conectar nuevos parques eólicos mar adentro. En segundo lugar, Europa continúa siendo un importante destino de nuevas instalaciones, región que también está apoyando esta tecnología.

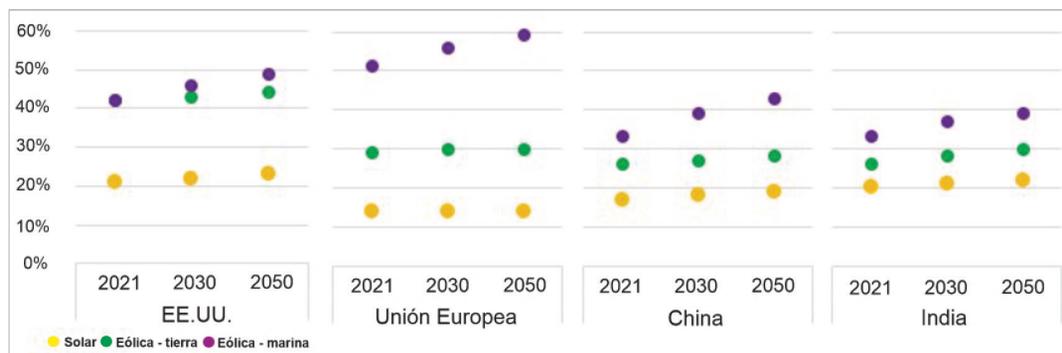


Figura 2: Factores de capacidad, por país/región y año. Fuente: IEA (2022c).

La tecnología eólica marina ha evolucionado significativamente en la última década, con bajadas importantes en costes y aumentos significativos en factores de capacidad. La innovación tecnológica se ha centrado en el aumento del tamaño de las turbinas eólicas y de sus componentes: palas, torres y generadores. Cuanto más grande es el diámetro de barrido de las palas, mayor es la altura alcanzada por el aerogenerador y mayor es la probabilidad de producir en regímenes de viento menores. Además, se produce un aumento de la potencia de cada aerogenerador, reduciéndose así los costes de producción por

economías de escala y ganando eficiencia en la operación y mantenimiento de un menor número de aerogeneradores.

La innovación tecnológica también ha permitido el desarrollo de nuevas configuraciones, como las góndolas de tipo *direct drive* (en vez del tipo *gearbox*), que se basan en el uso de imanes permanentes y que reducen significativamente el tamaño de la góndola, disminuyendo así el peso estructural a soportar por los pilares del aerogenerador. Cabe destacar que estos imanes necesitan de tierras raras, como el neodimio o el disprosio,

y que la cadena de suministro de estos materiales está mayoritariamente controlada por China (Williams y Zhao, 2023).

El costo de inversión promedio de un parque eólico *offshore* se ha reducido más de un 40%, de €/MWh 4.876 en 2010 a €/MWh 2.858 en 2021. Tomando a Europa de referencia, por ser un mercado maduro y con recorrido, los nuevos parques han tenido ganancias de factor de capacidad de entre 5 y 20%, pasando de rangos de entre 36 y 44% en 2010 a valores entre 40 y 50% en 2021. Asimismo, se han conseguido reducciones del coste de operación de mantenimiento de más de 30% entre 2010 y 2020, situándose estos costes entre los 17 y 30 €/MWh en 2021.

Estos menores costes y los altos factores de capacidad han logrado costos nivelados de electricidad muy competitivos. Por ejemplo, en julio de 2022 el Reino Unido licitó cuatro rondas de capacidad de energía renovables,

donde la tercera fue dedicada exclusivamente a energía eólica marina. Esta ronda adjudicó

... cinco proyectos con una capacidad total de cerca de 7GW, aumentando la capacidad eólica marina total construida y en construcción del país en un 35 % y dando un gran paso hacia el cumplimiento del objetivo de 50GW instalados de eólica marina a 2030. (Wind Europe, 2022)

Los precios de las licitaciones llegaron a un precio medio récord de 37,35 GBP(2012)/MWh, indexado a la inflación, por debajo de los 39,65 GBP(2012)/MWh obtenidos en licitaciones anteriores. En febrero de 2022 también se licitó lo que es hasta ahora la mayor área para eólica marina en Estados Unidos, en línea con el nuevo objetivo de instalar 30 GW de eólica marina a 2030 (Aljazeera, 2022) —partiendo de cantidades instaladas muy bajas hoy en Estados Unidos (había sólo dos parques en operación a finales de 2021)—.

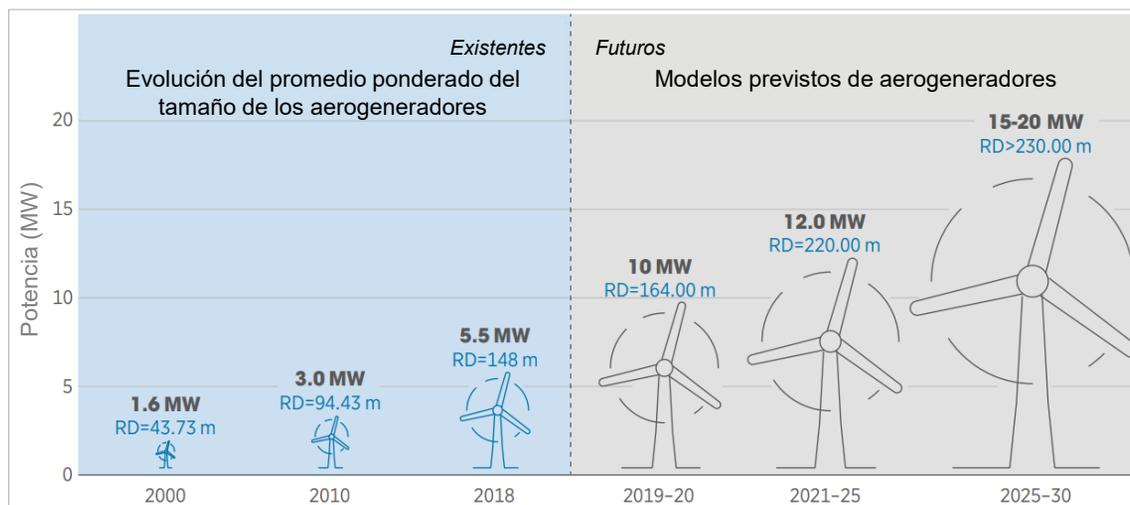


Figura 3: Evolución del tamaño promedio de turbinas de eólica marina, existentes y esperadas a 2030. Fuente: IRENA (2019).

Tabla 1: Principales empresas del sector, 2018. Notas: DOO = developer, owner and operator (desarrollador, dueño y operador). La porción del mercado (market share) ajustada en función del nivel de capital propio de las empresas en los proyectos específicos. Fuente: IEA (2019).

Organización	Principales actividades	En operación	Assets (GW)		Participación en el mercado (%)	Sede	Propiedad
			En construcción	En desarrollo			
Ørsted	DOO	2,97	2,79	5,23	12,86	Dinamarca	Privada
RWE	DOO	2,41	0,51	1,83	1,83	Alemania	Privada
China Logyuan	DOO	1,23	0,40	1,00	5,34	China	Pública
Vattenfall	DOO	0,88	1,01	4,92	3,82	Suecia	Pública
Macquaire Capital	Inversor	0,87	0,07	0,10	3,78	Australia	Privada
Northland Power	DOO	0,64	0,27	0,63	2,78	Canada	Pública
Global Infrastructure Partners	Inversor	0,63	0,61	-	2,73	Estados Unidos	Privada
Iberdrola	DOO	0,55	0,97	0,81	2,36	España	Privada
Equinor	DOO	0,48	-	2,17	2,10	Noruega	Pública
Siemens Financiamiento	Inversor	0,46	-	-	1,98	Alemania	Privada
Fondos Pensión	Inversor	0,45	-	-	1,97	Dinamarca	Pública
Electricité France	DOO	0,43	-	1,67	1,85	Francia	Pública
Stadwerke Munchen	Inversor	0,41	-	-	1,79	Alemania	Pública
China Three Gorges	DOO	0,40	0,88	6,87	1,74	China	Pública
Scottish and Southern Energy	DOO	0,34	0,24	0,52	1,49	Reino Unido	Pública

Las principales empresas desarrolladoras y operadoras de proyectos eólicos marinos son empresas eléctricas y fondos de inversión (tabla 1). En general son empresas con experiencia en el sector energético y además con experiencia en proyectos renovables y proyectos de gran escala. Un proyecto promedio de eólica marina es de mayor capacidad que un proyecto promedio de eólica en tierra o solar y, a su vez, de mayor costo (dado que el costo por kW de la eólica marina es mayor). Las empresas de electricidad, como Ørsted de Dinamarca, han estado también a la cabeza del desarrollo de este tipo de proyectos por su conocimiento y experiencia en el sector de redes, dado que muchos proyectos de eólica marina incluyen la construcción de líneas de transmisión de alta tensión. Ørsted, por ejemplo, ganó y obtuvo un permiso en la reciente licitación de Reino Unido para una planta de casi 2,9 GW de eólica marina.

Las empresas de petróleo y gas también han comenzado a invertir en el sector, donde los proyectos de eólica marina constituyen la mayor parte de su inversión en tecnologías limpias. Si bien la inversión de estas empresas todavía es muy pequeña, alrededor de un 5% de su inversión total, los montos han ido en aumento (IEA, 2022a). Estas empresas tienen una amplia experiencia en el desarrollo y operación de plataformas petrolíferas *offshore*, lo que les podría dar importantes ventajas competitivas a la hora de desarrollar parques eólicos flotantes.

La construcción y manufactura de parques eólicos es una industria muy concentrada, con apenas cinco empresas que controlan más de tres cuartos del mercado fuera de China. En el caso de la eólica marina, Siemens

Gamesa y Vestas han construido más del 90% de la capacidad eólica marina de los últimos ocho años fuera de China. Sin embargo, el entorno macroeconómico en 2021 y 2022, con importantes presiones inflacionistas y disrupciones en la cadena de suministro, ha llevado a que estas empresas —especialmente las europeas— hayan terminado con márgenes negativos en 2021 y 2022. Por lo pronto, las empresas de manufactura chinas han tenido mejor *performance* financiera (IEA, 2023).

Las formas de financiamiento de proyectos eólicos marinos son mayoritariamente dos: como inversiones directas de las empresas (*on-balance sheet financing*) o por la vía de estructuras específicas, como *project finance* (*off-balance sheet financing*). Dado el nivel de inversión de los proyectos —que a veces llegan a USD 1.000 millones, o más—, muchos proyectos se realizan también por la vía de *joint ventures* (JV), es decir, conjuntos de empresas. Por ejemplo, uno de los bloques licitados en Estados Unidos en 2022 lo ganó un *holding* constituido por las empresas de energía RWE de Alemania y National Grid del Reino Unido. Otro bloque lo ganó un JV entre la empresa de petróleo y gas Shell y la empresa eléctrica francesa EDF, mientras que la portuguesa EDP Renewables y la francesa Engie obtuvieron un tercer bloque (McCormick, 2022).

También empieza a haber más ejemplos de refinanciamiento, donde los inversores que pusieron el capital inicial venden parte de sus acciones, generalmente luego de que la operación está en marcha y cuando el riesgo de construcción ha bajado. Por ejemplo, la empresa eléctrica española Iberdrola ha

acordado vender un 49% de las acciones del proyecto eólico marino Wikinger, de 350 MW instalados en operación en el Mar Báltico desde 2018. Iberdrola mantendrá la operación y el mantenimiento del proyecto, pero esta venta de capital le permite hacer nuevas inversiones en otras regiones (El País, 2022). Ørsted, por su parte, venderá la mitad de su capital accionario en el proyecto de 1,3 GW Hornsea 2 (el mayor proyecto eólico marino en construcción) a un consorcio de inversores, una vez que el proyecto entre en operación (Radowitz, 2022).

La mayoría de estas licitaciones son para contratos de largo plazo a cambio de una cierta cantidad de electricidad (*power purchase agreement* o PPA). El inversor generalmente no toma mucho riesgo de demanda o volumen, o si lo hace es sobre todo en los últimos años de la vida útil del proyecto (por ejemplo, los contratos tienden a ser por 20 años, mientras que la vida útil es de al menos 25-30 años). En el caso del Reino Unido, los contratos, que se conocen como *contracts for differences* (CfD) o contratos por diferencias, tienen topeado el máximo del precio a pagar o el mínimo (*one-sided CfD*), o ambos. Además, estos contratos suelen tener menos riesgo regulatorio que otros esquemas, puesto que garantizan un precio fijo para el consumidor, que se cubre frente a posibles subidas en el coste de la electricidad. Por ejemplo, los proyectos *merchant* han sufrido impuestos adicionales en 2022 en países europeos como España, Reino Unido o Italia, acusados de recibir “beneficios caídos del cielo” ante la extrema situación energética en el continente, donde los precios de electricidad se han más que triplicado en apenas dos años tras la invasión de Ucrania por parte de Rusia.

Por otro lado, los contratos CfD y los PPA permiten minimizar el riesgo de precio para el desarrollador del parque, que puede sufrir por el efecto de apuntamiento o canibalización. Este efecto se produce en sistemas de alta penetración renovable, donde la producción simultánea de parques renovables da lugar a bajos precios, reduciéndose así la potencial remuneración de un parque *merchant*.

Finalmente, estos contratos tienen también riesgo de contrapartida (u *offtaker*, como se lo conoce en la industria), dependiendo así de la calificación crediticia de la entidad con la que se firma, ya sea pública o privada.

Uno de los retos más importantes de la descarbonización del sector eléctrico es la integración de las energías renovables intermitentes en el sistema, sin comprometer su seguridad de suministro ni su viabilidad económica. Las tecnologías que aportan flexibilidad y firmeza, como el almacenamiento, las redes y las energías limpias despachables, juegan un papel vital en estas funciones. Sin embargo, la complementariedad de distintas tecnologías renovables puede ayudar considerablemente a reducir las necesidades de inversión en tecnologías firmes. En este sentido, la energía eólica marina se complementa muy bien con la energía solar fotovoltaica, ya que tienen perfiles de producción suplementarios.

Como se observa en la figura 4, en Alemania la energía solar fotovoltaica tiene su pico de producción en las horas centrales del día y en los meses centrales del año. Sin embargo, la eólica marina tiende a producir más por la tarde y la noche y en los meses de invierno,

cuando hay menor producción solar. Un sistema que tiene una combinación equilibrada de estas dos tecnologías reduce significativamente las necesidades de proveer de

flexibilidad y firmeza adicional, frente a un *mix* en el que sólo se apueste por una de las tecnologías.

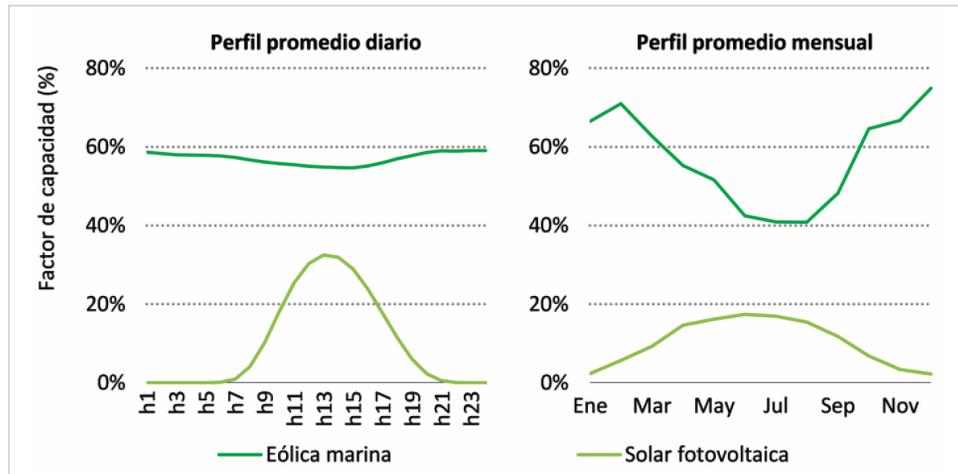


Figura 4: Perfiles de producción promedio de la eólica marina y la solar fotovoltaica en Alemania, 2015-2019. Fuente: ENTSOE Transparency Platform (2023).

Proyecciones a futuro

Las proyecciones globales de las energías renovables costa afuera son alentadoras, con particular crecimiento esperado para la energía eólica marina. La IEA estima que la capacidad instalada de energía eólica marina podría crecer en más de cinco veces durante la próxima década, llegando a unos 190 GW en 2030 y de ahí duplicándose al final de la siguiente década, alcanzando 380 GW en 2040 (tabla 2). Esto vendría de la mano de reducciones en el costo de instalación de equipos y mejoras en los factores de capacidad (dadas las mejoras tecnológicas, mayor experiencia y *know-how*, etc.). La IEA estima que los costos por kW instalado podrían bajar entre 30 y 55% aproximadamente a 2040, pasando de 3.480 USD/kW en 2020 a 1.000-1.972 USD/kW.

Estas ganancias en costos de inversión y factores de capacidad hacen que el coste nivelado de la eólica marina mejore notablemente. Es cierto que estos valores siguen siendo aún mayores que los de la eólica *onshore* y la solar fotovoltaica, pero, dada la situación de precios actual, estos proyectos tienen un valor muy alto en entornos de incertidumbre y escasez energética.

Otro factor que alienta el crecimiento de la eólica marina es el hecho de que la tierra se ha vuelto un recurso menos disponible y más caro, limitando potencialmente el crecimiento de la eólica en tierra. Además, las instalaciones en tierra “compiten” con la agricultura para la producción de alimentos u otros combustibles de bajas emisiones, un potencial factor de riesgo a futuro para algunas tecnologías que requieren grandes superficies terrestres.

Tabla 2: Perspectivas globales de crecimiento de eólica marina, 2020-2040. Fuente: Álvarez et al. (2022), con base en IEA (2021). ⁽¹⁾: Rango según i) costos de inversión promedio en la Unión Europea (punto medio entre costos en Estados Unidos y China), por escenario STEPS. Anexo B.4 (IEA, 2021), la proyección a 2040 se estima usando el valor de 2050, y ii) IEA (2019).

	2020	2030 (proyectado)	2040 (proyectado)
Capacidad instalada	34,5 GW	~190GW	~380 GW
Costo de inversión ⁽¹⁾	3,480 USD/kW	1,500-2,260 USD/kW	1,000-1,972 USD/kW
Costos operativos	90 USD/kW	60 USD/kW	50 USD/kW

Por último, otra palanca de crecimiento de la eólica marina es la perspectiva de crecimiento del hidrógeno verde, es decir, el hidrógeno —u otros combustibles derivados del hidrógeno, como el amoníaco— producidos a través de energías renovables. Esto es especialmente importante dado que el hidrógeno es un vector energético que puede jugar un rol fundamental en la descarbonización de las economías, permitiendo cumplir con los objetivos NZE. Por ejemplo, el REPowerEU Plan, publicado en mayo de 2022 por la Comisión Europea, establece que

El hidrógeno renovable será clave para reemplazar el gas natural, el carbón y el petróleo en industrias y medios de transporte que son difíciles de descarbonizar. REPowerEU establece un objetivo de 10 millones de toneladas de producción doméstica de hidrógeno verde y 10 millones de toneladas de importaciones de hidrógeno verde para 2030. (Comisión Europea, 2022)

Una gran parte de este hidrógeno verde será producido por parques eólicos marinos. De hecho, Bélgica, Dinamarca, Alemania y los Países Bajos se han comprometido, en la declaración de Esbjerg, a instalar al menos 65 GW de energía eólica marina y alrededor de 20 GW de hidrógeno verde a 2030.

De la mano de compromisos y planes más claros de los gobiernos, empiezan a aparecer

más proyectos privados y estrategias de empresas que incluyen objetivos para el hidrógeno. La inversión anual en hidrógeno verde todavía es baja, estimada en alrededor de USD 500 millones en 2021, pero

... se necesitarían alrededor de USD 600.000 millones de inversión acumulada a 2030 para suministrar las 15 toneladas métricas adicionales de hidrógeno para cumplir con el objetivo del plan REPowerEU, con el 60% de esta inversión en infraestructura fuera de la Unión Europea. (IEA, 2022a)

Por ejemplo, la empresa de petróleo y gas Shell está comenzando a construir un proyecto de hidrógeno verde, a partir de eólica marina, que sería el más grande de Europa. El proyecto incluye un electrolizador de 200 MW, ubicado en Tweede Maasvlakte, en el puerto de Rotterdam, y producirá hasta 60.000 kilogramos de hidrógeno verde por día, a partir de un parque eólico marino (Hollandse Kust), que es en parte propiedad de Shell (Shell, 2022b).

El crecimiento esperado de la tecnología solar flotante (en el mar) y la energía oceánica es mucho menor al de la eólica marina, pero sí se espera que ambas tecnologías tengan mayor capacidad instalada en la medida que ambas tecnologías mejoran, los precios se vuelven más competitivos y la demanda eléctrica

global crece en las próximas décadas. Es difícil encontrar proyecciones específicas para estos dos casos —donde, además, la solar flotante en el mar es una parte de la solar flotante total (que puede colocarse en estructuras en otras superficies de agua como lagos o ríos)—, pero algunas estimaciones sugieren que la solar flotante, por ejemplo, podría casi triplicarse en términos de capacidad instalada a 2030 y aumentar casi diez veces a 2040, desde unos 2,6 GW instalados en el mundo en 2020.

Desafíos para el desarrollo: foco en eólica marina

Más allá de las buenas perspectivas, la instalación de proyectos de infraestructura tiene riesgos asociados. Los parques de eólica marina son grandes proyectos de infraestructura que demandan mucha logística e importación de equipos, instalación de equipos generadores y líneas de transmisión a varios kilómetros de la costa, y mucho *know-how* y mano de obra especializada. La forma en que los gobiernos definen las reglas del juego para la inversión es clave para asegurar que el financiamiento —en particular la inversión privada— fluya en tiempo y forma correcta.

La tabla 3 resume los principales riesgos asociados a la puesta en operación de proyectos de eólica marina. Por ejemplo, cada vez más los inversores destacan la dificultad para obtener los permisos necesarios para la puesta en operación de parques eólicos (permisos para construir, permisos ambientales, etc.), lo que demora los tiempos de instalación y, a la vez, compromete la habilidad de los países de cumplir con sus compromisos. En agosto de 2022, el ministro de Energía de Dinamarca

pidió mayor esfuerzo de los gobiernos europeos “para facilitar el proceso de aprobación de proyectos de energía renovable en medio de la creciente presión para que se diversifiquen y se alejen de los combustibles fósiles rusos” (Hancock, 2022). Según WindEurope, la Cámara de Industria Eólica europea indicó que, dadas las actuales condiciones (demoras de permisos, suba de precios dada la crisis energética, etc.),

... los desarrolladores podrían construir solo 18 GW de capacidad eólica por año entre 2022 y 2026, muy por debajo de los 37 GW anuales que se necesitarían para cumplir con el objetivo de la Unión Europea de 45% de energía renovable a 2030.

Al tratarse de una tecnología muy intensiva en capital, la volatilidad en el precio de las materias primas, contratiempos en las cadenas de suministro y cambios en las condiciones de financiación pueden influir negativamente en la viabilidad económica de los proyectos de eólica marina. Estos efectos causaron grandes inconvenientes en la situación financiera de las mayores empresas manufactureras de energía eólica tras la pandemia de COVID-19 y la invasión de Ucrania por parte de Rusia. Como ilustración, Vestas, Siemens Gamesa, General Electric y Nordex, que entregaron más de las tres cuartas partes del mercado fuera de China en 2021, presentaron márgenes de beneficio negativos y flujos de caja negativos para la primera mitad de 2022.

La operación de parques eólicos marinos también tiene riesgos asociados, pero la mayoría de los riesgos, que pueden devenir en importantes demoras o sobrecostos, se acumulan antes de la puesta en operación.

Tabla 3: Descripción de riesgos asociados a la puesta en marcha de proyectos de eólica marina

Categoría de riesgo	Descripción del riesgo
Regulatorio	Marco regulatorio poco claro o incompleto, lo que hace difícil definir el potencial impacto y el costo asociado del riesgo. Un aspecto clave para lograr financiación es la definición del precio (monto, condiciones, excepciones) en el marco regulatorio o contrato.
Obtención de permisos	Demoras y sobrecostos asociados a la obtención de permisos y licencias necesarias para la puesta en marcha del proyecto (por ejemplo, permisos de operación, permisos ambientales, etc.).
Puesta en marcha de líneas de transmisión	Las líneas de transmisión asociadas a los proyectos de eólica marina pueden ser financiadas por el sector público (que se compromete a tenerlas en operación en cierta fecha) o el sector privado (como parte del proyecto eólico). En cualquier caso, demoras en la construcción y la obtención de permisos de estas líneas son muchas veces un gran impedimento para cumplir con los tiempos estipulados para la puesta a punto de proyectos eólicos marinos (por ejemplo, puede que el proyecto de generación esté terminado pero la línea de transmisión no, lo que demora el acceso a dicha generación).
Contaminación visual	Descontento de ciudadanos, gobiernos locales o grupos comerciales (por ejemplo, turísticos) por la distorsión que los aerogeneradores pueden producir en el paisaje.
Poco apoyo de localidades	Falta de apoyo o inclusive rechazo activo al proyecto (por ejemplo, manifestaciones en contra) de ciudadanos, gobiernos locales o grupos comerciales.
Impacto ambiental	Potenciales impactos negativos en pesca, fauna y flora marina. Potencial alteración de los fondos marinos.
Problemas en cadenas de suministro	Los proyectos de eólica marina requieren una compleja logística que combina importación de equipos o partes, construcción local (en tierra) y construcción mar adentro del parque aerogenerador y línea de transmisión bajo el mar. Esto conlleva varios riesgos de demoras y sobrecostos para obtener los equipos o minerales críticos (un riesgo que se materializó en 2020 con la pandemia de COVID-19, pero también en 2021 y 2022 con los problemas de suministro agravados por la guerra en Ucrania y las políticas de COVID 0 de China). Por otra parte, la falta de <i>know-how</i> , la dificultad para obtener personal calificado o el aumento en salarios también pueden ser riesgos que generan sobrecostos o demoras en la puesta en marcha del proyecto.
Concentración en la manufactura de componentes	El 80% del mercado fuera de China está abastecido por sólo 4 empresas.

Potencial en Uruguay

Uruguay es reconocido en el mundo por haber transformado su matriz eléctrica, que logró abastecer de energías renovables en 97% entre 2017 y 2020, por ejemplo (Ferragut *et al.*, 2022), promedio extremadamente alto. Este avance es lo que a veces se conoce como la primera etapa de la descarbonización —reducción de las emisiones asociadas a la

matriz eléctrica—. La segunda etapa es la reducción de emisiones de otros sectores, como el transporte y la industria. Es en esta segunda etapa donde el hidrógeno, o combustibles derivados de él, puede jugar un rol importante: es un combustible alternativo que tiene muchos usos (transporte, almacenamiento, usos industriales, etc.) y que podría producirse tanto para uso doméstico como para exportación.

Si bien el hidrógeno es un elemento muy abundante en la naturaleza, tiende a estar asociado con otros, por eso para obtenerlo primero hay que aplicar un proceso para separarlo, como la electrólisis, para separar el H₂ del agua (H₂O). Esto se puede realizar utilizando combustibles fósiles (producción en general conocida como “H₂ gris”) o utilizando energías renovables (llamada “H₂ verde”). Hay otras alternativas, con una gama de “colores” del hidrógeno, pero estas dos son las más conocidas.

El H₂ —o combustibles gaseosos— puede ser transportado de varias formas:

- En estado gaseoso, vía ductos.
- En estado líquido, vía barcos.
- En otro tipo de moléculas, etc.

En la actualidad, la mayoría del H₂ producido es consumido *in situ* o localmente, pero el gran potencial del H₂ verde es su multiplicidad de usos y el hecho de que puede ser comercializado más fácilmente que la electricidad de fuentes renovables, por ejemplo. Los distintos tipos de transporte tienen sus ventajas y desafíos: el transporte vía ductos no requiere conversión (de un estado a otro), pero sí grandes inversiones en infraestructura de la red. Por otro lado, la ventaja de la licuefacción es que el H₂ puede ser transportado entre países vecinos que no tienen ductos o países muy lejanos, pero la conversión de gas a líquido y luego a gaseoso de nuevo es costosa y también requiere importantes inversiones. Cada una de estas alternativas tiene, además, distintos grados de madurez, como muestra la tabla 4.

Tabla 4: Descripción de diferentes modos de transporte del H₂. Fuente: Ferragut et al. (2022).

Ductos	Hidrógeno licuado (LH ₂)	Amoníaco	Líquidos orgánicos portadores de hidrógeno(LOHC)
Se transporta H ₂ presurizado	Se lleva el H ₂ a estado líquido reduciendo su temperatura a -253 °C	Se convierte el H ₂ en NH ₃ mediante el proceso Haber-Bosch	Conversión química para almacenar H ₂ en fluidos fácilmente transportables (por ejemplo, metilciclohexano)
Se transporta por ductos, en general, los gasoductos existentes no son compatibles para transportar H ₂ presurizado	Transporte en tanques criogénicos, térmicamente súper aislados	Infraestructura y logística existente para el transporte de NH ₃	Infraestructura y logística existente para el transporte de LOHC
No requiere reconversión ya que se transporta directamente el H ₂	Se debe vaporizar el H ₂ líquido para llevarlo a estado gaseoso antes de su utilización	Se debe separar nuevamente el H ₂ para su utilización, aunque el NH ₃ también se puede utilizar directamente	Se debe separar nuevamente el H ₂
Madurez: xxxx	Madurez: x	Madurez: xxx	Madurez: xx

Potencial de eólica marina en Uruguay: para producción de H₂ verde

El costo de la generación eléctrica es un supuesto clave para definir la competitividad del H₂ verde —dónde se ubicaría la producción de H₂ verde uruguayo frente a competidores internacionales—. Los costos de producción a 2030 en Uruguay “pueden alcanzar 1,2-1,4 USD/kg H₂, con una capacidad total mayor a los 90 GW de potencia a partir de energía renovable en los sitios con mayor potencial” (MIEM, 2022). Estos costes se lograrían vía solar o eólica en tierra, mientras que los costes de producción de H₂ vía eólica marina se estiman en 1,7-1,9 USD/kg H₂ a 2030. Sin embargo, al incorporar el costo de transporte y almacenamiento, el costo total de H₂ verde es más similar (en relación con la producción vía solar y eólica en tierra), ya que la eólica marina tiene costos de transporte y almacenamiento menores en términos relativos (Ferragut *et al.*, 2022), aunque sigue siendo más costosa a 2030. El estudio de Ferragut *et al.* (2022) destaca que en Uruguay “los vientos [aguas afuera] tienen una velocidad promedio de 9-10m/s, lo que permitiría alcanzar factores de capacidad del 50-55% y con un potencial adicional de 275 GW”.

Proyectos en desarrollo

El gobierno publicó en 2022 una *Hoja de ruta del hidrógeno verde en Uruguay*, con el objetivo de lograr que el país sea un importante país productor y exportador de hidrógeno verde en las próximas décadas. Según el estudio, la facturación potencial para Uruguay es de USD 2.100 millones anuales

a 2040. El documento fue coordinado por el Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM), pero contó con contribuciones de varios otros ministerios, empresas estatales (en particular, ANCAP), agencias de regulación e instituciones internacionales, como el Banco Interamericano de Desarrollo. De esta hoja de ruta surge el programa Hidrógeno Uruguay (H₂U), que marca las pautas en varias áreas de acción: innovación, aspectos regulatorios, inversiones, capacitación, cooperación internacional, infraestructura y logística, evaluación del potencial *offshore* y comunicación. El capítulo *offshore*, o H₂U *offshore*, está liderado por ANCAP, empresa que actualmente es la única (estatal) con competencia —no monopólica— en la producción de hidrógeno verde y derivados y que, además, cuenta con experiencia y capacidad interna en desarrollo y gestión de grandes proyectos de energía. ANCAP ya realizó un borrador de las bases del llamado (especificando las áreas *offshore* a ofrecer, seis en consideración para la primera instancia) y el modelo de contrato. Estas están en discusión y se espera lanzarlas oficialmente en 2025. Los contratos están definidos con base en

... contratos petroleros de producción compartida, adaptado con elementos de las licitaciones actuales para eólica marina en el mundo. [...] El período de evaluación tiene una duración máxima de 10 años y su objetivo es que el contratista pueda realizar el adecuado estudio de factibilidad para proponer un plan de desarrollo y producción al culminar el mismo. Dados los desafíos particulares de estos tipos de proyectos, se ha generado un contrato caracterizado por la flexibilidad y plazos suficientes para poder realizar la adecuada evaluación de proyectos con gran potencial (varios GW), pero con compromisos iniciales muy bajos. (ANCAP, 2023a)

Otras cuestiones a considerar:
cómo gestionar la renta

Es todavía temprano, y la industria incipiente, pero vale la pena al menos hacer el ejercicio de pensar cómo gestionar la renta del hidrógeno verde, en caso de que este se vuelva una gran fuente de ingreso para el país y,

en particular, para el Estado. En estos casos, el modelo que viene a la mente en general es el de Noruega y cómo ese país, a través de su fondo soberano Government Pension Fund Global, ha sido capaz de utilizar los ingresos del petróleo y el gas que posee, crecer económicamente y, a la vez, evitar la enfermedad holandesa.

Fondo Soberano de Noruega: claves del éxito

Este fondo es uno de los fondos soberanos más grandes del mundo, valuado en USD 1,2 billones a fines de 2022, y un gran vehículo de ahorro e inversión de los ciudadanos noruegos. Ha sido muy exitoso por varias razones, en particular tres:

- Una visión clara a largo plazo: La visión del fondo es “garantizar una gestión responsable y a largo plazo de los ingresos de los recursos de petróleo y gas de Noruega, de modo que esta riqueza beneficie tanto a las generaciones actuales como a las futuras” (NBIM, 2023).
- Buena institucionalidad y una gestión competitiva: El mandato del fondo es definido por el Ministerio de Finanzas de Noruega, que marca los lineamientos de largo plazo, pero la gestión operativa está a cargo de Norges Bank Investment Management (NBIM), que busca los mayores retornos posibles a largo plazo. A su vez, el universo de inversión está bien delimitado y a disposición del público en la página web del fondo. Por ejemplo, el fondo tiene límites sobre la inversión en empresas (o bienes raíces) en Noruega; la exposición a una única empresa está limitada; no puede invertir en empresas de algunos sectores como el tabaco, producción de armas, etcétera (utilizando una estrategia conocida como *negative screening*); etcétera.
- Objetivos financieros claros: “Las inversiones del fondo se miden frente a un índice de referencia establecido por el Ministerio de Finanzas sobre la base de índices de FTSE Group y Bloomberg Barclays Indices” (NBIM, 2023), constituido por acciones y deuda global.
- Transparencia: Toda la información sobre los objetivos, *performance*, estrategia de inversión, exposición a diferentes empresas y deuda, etcétera, está disponible en la página web del NBIM (www.nbim.no).

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

Cómo citar este capítulo: Arboleya Sarazola, L., y P. González Gascón y Marín, 2024, Energías renovables costa afuera, en P. Gristo, G. Veroslavsky y H. de Santa Ana, eds., Territorio marítimo uruguayo: soberanía, naturaleza y recursos: Montevideo, ANCAP, pp. 279-295, doi: 10.70952/a8827tmuc3-4