



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

OPTIMIZACIÓN EN LA INVERSIÓN DE TENDENCIAS TECNOLÓGICAS A TRAVES DE UN FONDO DE FONDOS

Autor: Rodrigo Ávila Rivero

Director: Miren Tellería Ajuriaguerra

Madrid

Agosto de 2025

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título Optimización en la inversión de tendencias tecnológicas a través de un fondo de fondos en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico 2024/25 es de mi autoría, original e inédito y no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.
El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada de otros documentos está debidamente referenciada.



Fdo.: Rodrigo Ávila Rivero

Fecha: 29/08/2025

Autorizada la entrega del proyecto
EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: Miren Tellería Ajuriaguerra Fecha: 29/08/2025



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

OPTIMIZACIÓN EN LA INVERSIÓN DE TENDENCIAS TECNOLÓGICAS A TRAVES DE UN FONDO DE FONDOS

Autor: Rodrigo Ávila Rivero

Director: Miren Tellería Ajuriaguerra

Madrid

OPTIMIZACIÓN EN LA INVERSIÓN DE TENDENCIAS TECNOLOGICAS A TRAVES DE UN FONDO DE FONDOS

Autor: Ávila Rivero, Rodrigo.

Director: Tellería Ajuriaguerra, Miren.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

El TFM ha consistido en analizar los sectores más atractivos para inversión futura dentro del mercado de energías renovables, seleccionando las gestoras que operan en dichos sectores y con atractivo de inversión y valorando la cartera resultante. Tras aplicar métodos de valoración como DCF y múltiplos comparables, se concluye que la cartera presenta un descuento del 54% respecto a su valor intrínseco, evidenciando un significativo potencial de revalorización y atractivo para inversores.

Palabras clave: Energia Renovable, Valoración, Portfolio

1. Introducción

La transición energética se ha convertido en un eje central para el desarrollo sostenible, generando oportunidades significativas de inversión en sectores emergentes con alto potencial de crecimiento. Este trabajo se centra en analizar los segmentos más prometedores dentro de las energías renovables, como la biocombustible, el almacenamiento energético y la energía eólica offshore, evaluando su evolución futura y las perspectivas de mercado. Para ello, se seleccionan gestoras especializadas que invierten en estos sectores y se realiza un análisis financiero detallado, incluyendo modelos de valoración y proyecciones económicas, con el objetivo de identificar cómo una cartera diversificada y profesional puede maximizar retornos y reducir riesgos. En el contexto actual de mercado, caracterizado por cambios regulatorios y oportunidades derivadas de la transición energética, esta metodología permite detectar inversiones atractivas y sostenibles que combinan crecimiento financiero con impacto positivo en el desarrollo energético.

2. Análisis estructural de los sectores

El mercado de biocombustibles, energía eólica offshore y almacenamiento energético se presenta como especialmente atractivo para la inversión debido a su carácter estratégico dentro de la transición energética. Estos sectores han sido analizados en profundidad y muestran crecimientos estructurales sostenidos para los próximos años, impulsados por la

demanda creciente de energías limpias y la necesidad de descarbonizar la economía. Su desarrollo no solo ofrece oportunidades de rentabilidad financiera, sino que también contribuye de manera significativa al avance tecnológico y a la consolidación de un mix energético sostenible, posicionándolos como pilares clave en la evolución del sector energético global.

3. Métodos de valoración

Para valorar los diferentes activos de la cartera, compuesta por tres gestoras con una amplia y diversificada cartera de activos y dos compañías que operan directamente en los sectores seleccionados, se utilizaron dos métodos principales: múltiplos comparables y descuento de flujos de caja (DCF). Los activos seleccionados incluyen Ørsted, una gestora noruega líder en energía eólica offshore; Brookfield Renewables, una de las gestoras de activos de energías renovables más reconocidas en Estados Unidos y líder en su sector; y Greencoat Renewables, una gestora irlandesa gestionada por Schroders que ha demostrado una trayectoria sólida y rentable en los últimos años, con expectativas de continuidad para los próximos ejercicios. En los múltiplos comparables se tuvieron en cuenta cualidades de las empresas de referencia, como el sector, el tamaño y la localización geográfica, para identificar benchmarks adecuados que permitieran una valoración coherente. En el caso del DCF, se aplicaron diferentes asunciones basadas en fundamentos previamente estudiados de los sectores seleccionados, incluyendo crecimientos de EBITDA, CAPEX, estructura de capital y tasas de descuento, con el fin de proyectar los flujos de caja futuros y determinar el valor intrínseco de los activos de manera rigurosa y fundamentada.

4. Resultados

La cartera está compuesta por 20 millones de euros, que se han distribuido entre los cinco activos, como se muestra en la tabla siguiente. Con sus respectivos pesos ponderados, arroja una rentabilidad significativa, cotizando actualmente un 54% por debajo de su valor intrínseco. Se espera que recupere su valor intrínseco en los próximos 4 años, lo que supondría una TIR del 12,9% durante ese período. En la tabla se pueden observar las diferentes rentabilidades de las compañías según el análisis realizado mediante los métodos de valoración.

	PESO	RENTABILIDAD
Orsted	\$ 7,5 MM	78%
Brookfield Renewables	\$ 6 MM	77%
Greencoat Renewables	\$ 2 MM	22%
Fluence energy	\$ 2 MM	20%
Opal fuels	\$ 2,5 MM	52%
CARTERA	\$ 20MM	63%

5. Conclusiones

La conclusión del trabajo es que es posible obtener rentabilidades de doble dígito manteniendo un elevado nivel de diversificación, tanto en geografías como en tipos de activos, y operando en sectores con vientos de cola y crecimientos estructurales. Invertir con una cartera diversificada de gestoras proporciona además una menor desviación en los retornos, aunque con una rentabilidad media del 12,9%, mientras que las rentabilidades de los fondos de infraestructura en los últimos años han oscilado entre el 12% y el 17%. Por lo tanto, este enfoque de inversión resulta muy atractivo en comparación con la selección de un único gestor, al combinar potencial de rentabilidad con una gestión más eficiente del riesgo.

OPTIMIZATION OF INVESTMENT IN TECHNOLOGICAL TRENDS THROUGH A FUND OF FUNDS

Author: Ávila Rivero, Rodrigo.

Supervisor: Tellería Ajuriaguerra, Miren.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

The master's thesis focused on analyzing the most attractive sectors for future investment within the renewable energy market, selecting the managers operating in these sectors with investment appeal, and valuing the resulting portfolio. After applying valuation methods such as DCF and comparable multiples, it was concluded that the portfolio is trading at a 54% discount to its intrinsic value, highlighting significant potential for appreciation and attractiveness to investors.

Keywords: Renewable Energy, Valuation, Portfolio

1. Introduction

The energy transition has become a central pillar for sustainable development, generating significant investment opportunities in emerging sectors with high growth potential. This study focuses on analyzing the most promising segments within renewable energy, such as biofuels, energy storage, and offshore wind power, evaluating their future evolution and market prospects. To this end, specialized managers investing in these sectors are selected, and a detailed financial analysis is conducted, including valuation models and economic projections, with the aim of identifying how a diversified and professionally managed portfolio can maximize returns while mitigating risks. In the current market context, characterized by regulatory changes and opportunities arising from the energy transition, this methodology allows for the identification of attractive and sustainable investments that combine financial growth with a positive impact on energy development.

2. Structural Analysis of the Sectors

The biofuels, offshore wind energy, and energy storage markets are particularly attractive for investment due to their strategic role in the energy transition. These sectors have been analyzed in depth and show sustained structural growth over the coming years, driven by the increasing demand for clean energy and the need to decarbonize the economy. Their development not only offers financial return opportunities but also significantly contributes

to technological advancement and the consolidation of a sustainable energy mix, positioning them as key pillars in the evolution of the global energy sector.

3. Valuation method

To value the different assets in the portfolio, which is composed of three managers with a broad and diversified portfolio of assets and two companies operating directly in the selected sectors, two main methods were used: comparable multiples and discounted cash flow (DCF). The selected assets include Ørsted, a Norwegian manager and leader in offshore wind energy; Brookfield Renewables, one of the most recognized renewable energy asset managers in the United States and a leader in its sector; and Greencoat Renewables, an Irish manager run by Schroders that has demonstrated a solid and profitable track record in recent years, with expectations of continuity in the coming periods. In the comparable multiples analysis, characteristics of the reference companies, such as sector, size, and geographic location, were considered to identify appropriate benchmarks for a coherent valuation. In the case of DCF, different assumptions based on previously studied fundamentals of the selected sectors were applied, including EBITDA growth, CAPEX, capital structure, and discount rates, in order to project future cash flows and determine the intrinsic value of the assets in a rigorous and well-founded manner.

4. Results

The portfolio is composed of 20 million euros, which have been distributed among the five assets, as shown in the following table. With their respective weighted allocations, it delivers significant returns, currently trading 54% below its intrinsic value. It is expected to reach its intrinsic value over the next four years, which would imply an IRR of 12.9% during that period. The table also shows the different returns of the companies based on the analysis carried out using the valuation methods.

	PESO	RENTABILIDAD
Orsted	\$ 7,5 MM	78%
Brookfield Renewables	\$ 6 MM	77%
Greencoat Renewables	\$ 2 MM	22%
Fluence energy	\$ 2 MM	20%
Opal fuels	\$ 2,5 MM	52%
CARTERA	\$ 20MM	63%

5. Conclusions

The conclusion of this work is that it is possible to achieve double-digit returns while maintaining a high level of diversification, both in terms of geography and asset types, and operating in sectors with tailwinds and structural growth. Investing through a diversified portfolio of managers also provides lower volatility in returns, with an average return of 12.9%, compared to infrastructure fund returns in recent years, which have ranged between 12% and 17%. Therefore, this investment approach is highly attractive compared to selecting a single manager, as it combines return potential with more efficient risk management.

ÍNDICE DE LA MEMORIA

Capítulo 1. Introducción	5
1.1 Contexto actual de la transición energética.....	5
1.2 El papel de la inversión en la sostenibilidad.....	6
1.3 Objetivos del trabajo y metodología general	7
Capítulo 2. Justificación y selección de sectores estratégicos.....	8
2.1 Energía eólica offshore	8
2.1.1 Análisis tecnológico y fundamentos operativos	8
2.1.2 Situación actual del mercado y riesgos.....	10
2.1.3 Proyecciones de crecimiento y oportunidades de inversión	15
2.2 Biogás y biometano.....	16
2.2.1 Análisis tecnológico y fundamentos operativos	16
2.2.2 Situación actual del mercado y riesgos.....	17
2.2.3 Proyecciones de crecimiento y oportunidades de inversión	20
2.3 Almacenamiento de energía.....	23
2.3.1 Análisis tecnológico y fundamentos operativos	24
2.3.2 Situación actual del mercado y riesgos.....	26
2.3.3 Proyecciones de crecimiento y oportunidades de inversión	28
2.4 Análisis comparativo.....	34
Capítulo 3. Selección y análisis de compañías y gestoras de inversión.....	35
3.1 Gestoras.....	35
3.1.1 Orsted.....	35
3.1.2 Greencoat Renewables.....	37
3.1.3 Brookfield Renewables.....	40
3.2 Compañías.....	42
3.2.1 Fluence Energy Inc	42
3.2.2 OPAL Fuels	44
3.3 Análisis de activos frente a sectores.....	47
Capítulo 4. Construcción y análisis del portfolio	50
4.1 Análisis por comparables de las gestoras.....	50
4.2 Análisis por descuento de flujos de caja	55

<i>Capítulo 5. Conclusiones.....</i>	<i>63</i>
<i>Capítulo 8. Bibliografía.....</i>	<i>65</i>

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. El tamaño medio de las turbinas eólicas offshore se ha triplicado	8
Figura 2. Tipos de cimentaciones	9
Figura 3. Proyecciones LCOE de la energía eólica	10
Figura 4. Offshore wind installed capacities (GW)	11
Figura 5. Inversiones anuales en nueva capacidad (USD billion/yr)	12
Figura 6. Coste de potencia total instalada	12
Figura 7. Objetivos de capacidad eólica offshore por país y capacidad prospectiva	13
Figura 8. La capacidad eólica marina podría llegar a 1.000 GW en 2050.....	14
Figura 9. Inversiones anuales promedio energía eólica offshore (billones USD/año)	15
Figura 10. Economía circular del biogás	16
Figura 11. Demanda mundial de biogás para uso directo (Mtoe)	18
Figura 12. Comparativa de los costes de producción	19
Figura 13. Histórico y pronóstico de producción de biogás	22
Figura 14. Coste medio del sistema de baterías a escala red según el escenario STEPS	26
Figura 15. Capacidad instalada global de energías renovables a 2022 y 2030	27
Figura 16. Capacidad de almacenamiento en baterías a escala red, 2019 a 2030	29
Figura 17. Mix de suministro horario para un día representativo en India a 2050.....	30
Figura 18. Mezcla de suministro eléctrico promedio diario y en horas pico, APS, 2050 ...	32
Figura 19. Tabla de percentiles Orsted	36
Figura 20. Tabla de percentiles Greencoat Renewables	38
Figura 21. Tabla de percentiles Brookfield Renewables	41

Figura 22. Tabla de compañías utilizadas para el análisis de comparables.....	46
Figura 23. Grafico de velas EV/EBITDA	47
Figura 24. Grafico de velas ROCE.....	48
Figura 25. Grafico de velas Net Debt/EBITDA	48
Figura 26. Grafico de velas Dividend Yield.....	49
Figura 27. Resultado modelo valoracion Orsted	52
Figura 28. Resultado modelo valoracion Brookfield.....	54
Figura 29. Resultado modelo valoracion Greencoat Renewables	55
Figura 30. Resultado modelo valoracion Fluence Energy.....	57
Figura 31. Resultado modelo valoracion OPAL fuels.....	58

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

1.1 CONTEXTO ACTUAL DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

La transición energética se ha convertido en una prioridad tanto económica como geopolítica, y las energías renovables están llamadas a desempeñar un papel protagonista en la reconfiguración del mix energético. Impulsadas por la necesidad urgente de descarbonizar las economías, reducir la dependencia de los combustibles fósiles y garantizar la seguridad energética. Las fuentes de energía limpia como la solar, eólica y la hidroeléctrica están creciendo a un ritmo sin precedentes. Según la Agencia Internacional de la Energía (IEA), las renovables representarán más del 42% de la generación eléctrica mundial en 2030 [1], frente al 30% actual, impulsadas por incentivos políticos y una continua eficiencia de costes.

En Estados Unidos, el impacto de la Inflation Reduction Act (IRA), aprobada en 2022, se ha traducido en un fuerte impulso a la inversión en tecnologías limpias. Se estima que la ley movilizará más de 370 billones de USD en subvenciones e incentivos fiscales para proyectos de energías renovables, lo que ha generado un notable aumento en el pipeline de nuevos proyectos. No obstante, algunos de estos programas se han visto recientemente limitados o suspendidos por la nueva administración republicana, que ha revertido parcialmente ciertos incentivos clave bajo una agenda más favorable a los combustibles fósiles. Por su parte, Europa ha reforzado su compromiso con la descarbonización a través del plan REPowerEU, cuyo objetivo es alcanzar una generación eléctrica 100% renovable para 2040. A esta ambición se suma la necesidad geoestratégica de reducir la dependencia energética de países como Rusia, una urgencia que se ha materializado tras la invasión de Ucrania. En 2023, más del 50% de la nueva capacidad energética añadida en la UE provino de fuentes renovables. Sin embargo, este proceso será progresivo: la complementariedad con otras fuentes como la energía nuclear será clave para asegurar la estabilidad del sistema eléctrico, y según la disponibilidad de recursos, florecerán unas tecnologías u otras en cada región.

Estos síntomas reflejan una tendencia estructural, las energías renovables han dejado de ser una alternativa para convertirse en el eje central de las estrategias energéticas de las

principales economías. La combinación de presión regulatoria, desarrollo tecnológicos y demanda social ha creado un entorno especialmente favorable para el crecimiento de esta industria.

1.2 PAPEL DE LA INVERSIÓN EN LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

El papel esencial del capital privado para la descarbonización: La transición energética requiere de una inversión constante y eficiente, estimada en más de 4 billones de USD anuales a nivel global hasta 2030, según la Agencia Internacional de la Energía (IEA). No obstante, el elevado nivel de endeudamiento de los gobiernos, en particular en el caso de Estados Unidos tras la pandemia, ha llevado a unos niveles de déficit fiscal muy elevados, que limita de forma considerable su capacidad para continuar con sobregastos. En este contexto, el capital privado, tanto en forma de equity como de deuda, se posiciona como un componente esencial. Fondos de infraestructuras y de deuda privada están llamados a cubrir el vacío que dejará el gasto público. Además, la recurrencia de flujos de caja generados por activos renovables convierte a estos proyectos en activos especialmente atractivos para inversores con horizontes temporales a largo plazo, como fondos de pensiones o aseguradoras.

Un entorno macroeconómico favorable a la inversión: La política monetaria actual, tras un ciclo agresivo de subidas de tipos de interés en 2022-2023, tanto de la Reserva Federal (FED) como el Banco Central Europeo (BCE) han comenzado dar síntomas de bajadas de tipos de interés en los próximos trimestres. Se espera que la FED inicie una fase de bajadas graduales a finales de 2025, mientras que el BCE ya ha comenzado a recortar tipos en un intento por estimular el crecimiento económico. Paralelamente, la Comisión Europea ha manifestado su disposición a flexibilizar normativa fiscal y permitir mayores déficits estructurales en los próximos años, lo que podría traducirse en programas de inversión pública adicionales y una mayor liquidez en el sistema, con países como Alemania a la cabeza. Este contexto macroeconómico más flexible crea condiciones atractivas para la financiación de proyectos a largo plazo.

Innovación tecnológica: La evolución tecnológica está siendo otro factor decisivo en la creciente viabilidad económica de los proyectos. En las dos últimas décadas, el coste nivelado de la energía (LCOE) para la solar fotovoltaica y la eólica terrestre se ha reducido más de un 80%, acercándose o incluso superando a fuentes de energía convencionales. Los avances en almacenamiento energético, redes inteligentes, hidrógeno verde y digitalización del sistema eléctrico están incrementando notablemente la eficiencia operativa y reduciendo la volatilidad de ingresos. Estas mejoras tecnológicas, han conseguido situar a las energías renovables como una alternativa viable frente a las fuentes convencionales.

1.3 OBJETIVOS DEL TRABAJO Y METODOLOGÍA

La realización de este TFM permitirá aplicar de manera práctica el análisis y estudio de tecnologías del sector energético adquiridos a lo largo del máster. Además de utilizar el análisis financiero de valoración de empresas y modelización económica, aprendido durante el máster. A través de la construcción de una cartera de gestoras especializadas en energías renovables, se podrá desarrollar modelos financieros sólidos que integren variables clave para la toma de decisiones de inversión. Además, el trabajo supone un análisis en profundidad del sector energético, con especial atención al papel protagonista de las energías renovables en el contexto actual de transición energética. Este enfoque permitirá evaluar sus perspectivas de crecimiento futuro y los niveles de certidumbre con los que dichas proyecciones pueden ser cuantificadas. Todo ello con el objetivo de identificar oportunidades de inversión sostenibles y financieramente atractivas en un sector estratégico y en plena transformación.

Capítulo 2. SELECCIÓN DE SECTORES ENERGÉTICOS

2.1 ENERGÍA EÓLICA (OFFSHORE)

2.1.1 ANÁLISIS TECNOLÓGICO Y FUNDAMENTOS OPERATIVOS

La energía eólica offshore genera electricidad mediante aerogeneradores ubicados en el mar, donde los vientos son más fuertes y constantes que en tierra, lo que permite factores de capacidad más altos (40–50 % frente a 25–35 % en terrestre) [1]. Esto la convierte en una fuente especialmente eficiente. Aunque el diseño básico de las turbinas offshore es similar al de las terrestres, son de mayor tamaño y están adaptadas al entorno marino. En la última década, su potencia ha pasado de 5 MW a 12–15 MW por unidad, con rotores de más de 200 metros de diámetro [2]. Como se muestra en la Figura 1, el tamaño medio de las turbinas se ha triplicado en menos de 20 años y podría alcanzar entre 15 y 20 MW hacia 2030, reflejando una evolución significativa en eficiencia y escala.

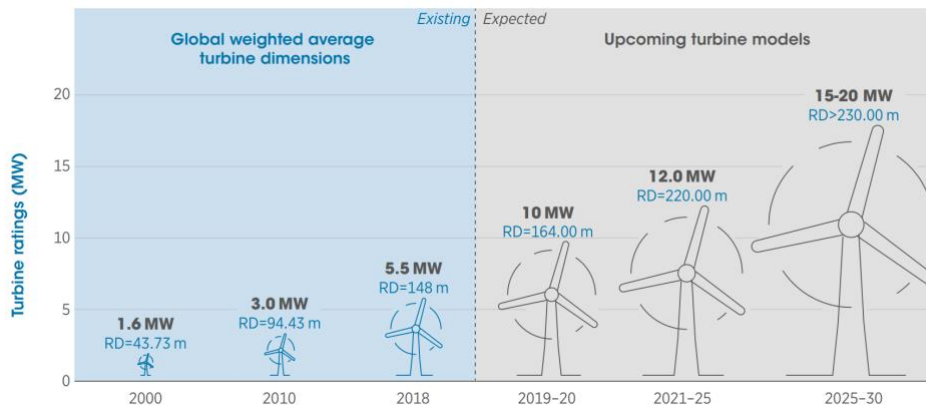


Figure 1: El tamaño medio de las turbinas eólicas offshore se ha triplicado.

Fundamentos ingenieriles: Las turbinas offshore requieren estructuras específicas según la profundidad marina. En aguas someras (~hasta 50 m), predominan las cimentaciones fijas, especialmente monopiles de acero, por su bajo coste y fácil instalación [3]. En zonas más profundas o de geología compleja, se usan estructuras tipo jacket. Para profundidades superiores a 50 m, se emplean plataformas flotantes ancladas por cables, que permiten acceder a recursos eólicos en alta mar. Esta tecnología, aún emergente, ha mostrado

excelentes resultados en proyectos como Hywind Scotland, con factores de capacidad >50 %. Como se ilustra en la Figura 2, las soluciones van desde monopiles fijos (tipo A) hasta estructuras flotantes (tipos B–D), adaptadas a diferentes condiciones oceánicas.

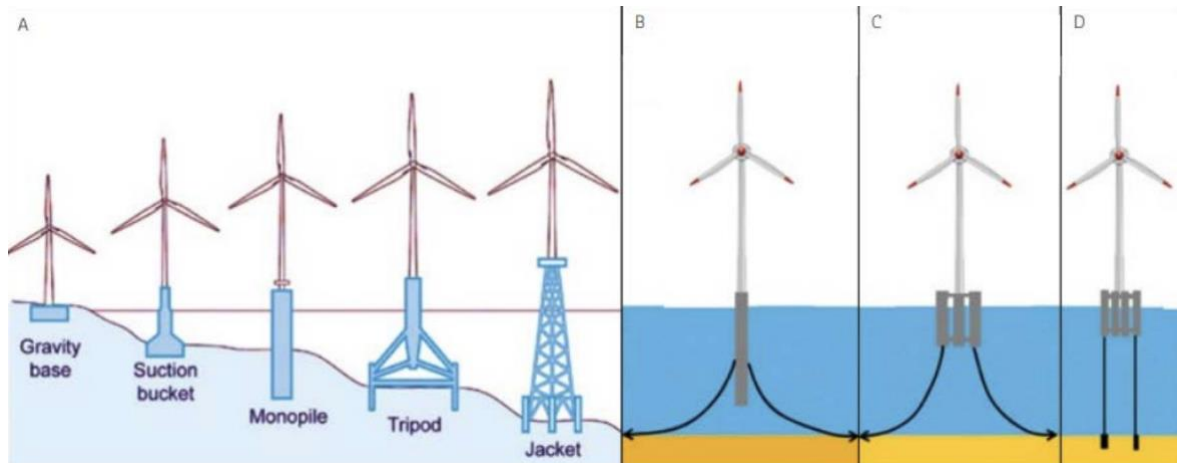


Figure 2 Tipos de cimentaciones

Eficiencia y rendimiento: Las turbinas offshore presentan altos niveles de eficiencia gracias a los fuertes vientos y la ausencia de obstáculos en el entorno marino. Cada turbina transforma la energía eólica en electricidad mediante generadores conectados a la red, generalmente a través de electrónica de potencia. Los parques modernos cuentan con decenas o cientos de turbinas conectadas a subestaciones marinas, que transmiten la energía a tierra mediante cables submarinos, a menudo en HVDC. El aumento del tamaño de los proyectos que superan los 500 MW e incluso 2 GW junto con los avances tecnológicos ha reducido significativamente el LCOE. Según el DOE de EE. UU., podría situarse entre 0,09 y 0,05 \$/kWh para 2030 [2]. Como muestra la Figura 3, se espera que para 2050 el LCOE de la eólica offshore sea plenamente competitivo, situándose por debajo de otras fuentes como los combustibles fósiles.

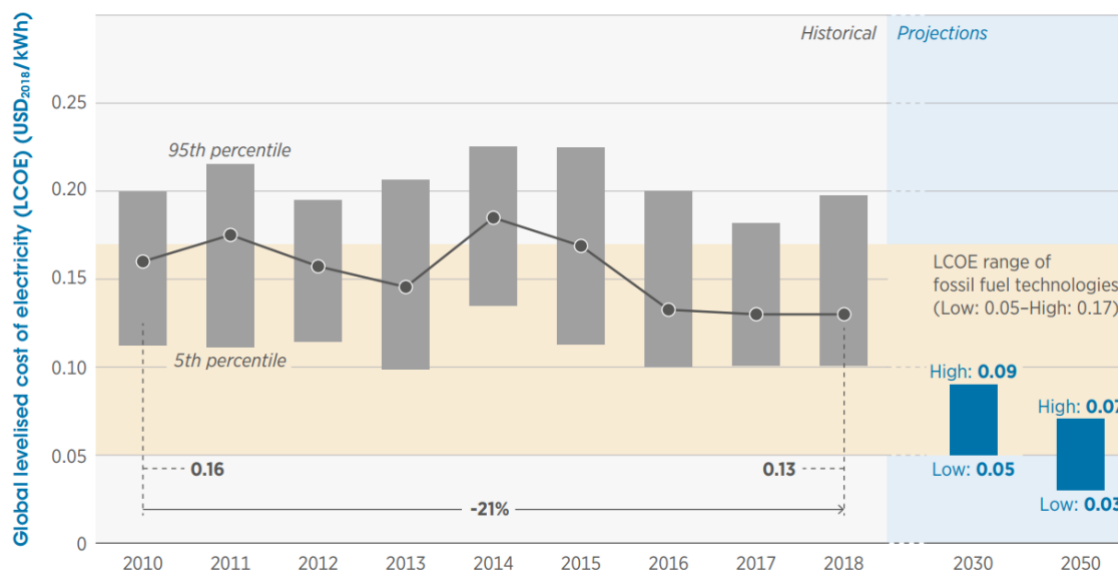


Figure 3: Proyecciones LCOE de la energía eólica

Evolución técnica y limitaciones actuales: El rápido crecimiento del tamaño de las turbinas, llevando a la reducción del coste por kWh, ha empezado a enfrentar límites prácticos. Algunos fabricantes han pausado el desarrollo de modelos mayores a 15 MW para estabilizar la cadena de suministro ante problemas de costes y retrasos [2]. La instalación de turbinas gigantes exige buques grúa y puertos especializados, así como estructuras capaces de soportar condiciones marinas severas durante décadas. Además, la conexión a red y el mantenimiento offshore son más complejos y costosos. En este contexto, la tecnología flotante ofrece ventajas en desmantelamiento, con costes inferiores al 4 % del total [5]. A pesar de estos desafíos, las mejoras en eficiencia e integración con almacenamiento apuntan a una mayor fiabilidad y rendimiento, consolidando a la eólica offshore como una opción con gran potencial por explotar.

2.1.2 SITUACIÓN ACTUAL DEL MERCADO Y RIESGOS

Capacidad instalada y panorama global: La energía eólica offshore ha crecido rápidamente en la última década, con más de 75 GW operativos en 2023 y más de 320 parques en funcionamiento [5]. Aunque aún representa solo el 7 % de la capacidad eólica total [1], su expansión es notable: en 2023 se añadieron 10,8 GW, un 24 % más que el año

anterior [4]. Europa fue la pionera del desarrollo offshore, con liderazgo del Reino Unido (14 GW), Alemania, Países Bajos y Dinamarca. La UE planea cuadruplicar su capacidad para 2030, alcanzando 120 GW, según la Declaración de Ostende¹ [3].

Sin embargo, como muestra la Figura 4, Asia, con países como China, India, Japón y Vietnam dominarán la expansión futura. Se prevé que Asia supere los 100 GW en 2030 y los 600 GW en 2050, con China liderando (382 GW en 2050). Europa, aunque seguirá creciendo (hasta 215 GW), cederá el primer puesto en menos de dos décadas. También destacan nuevos mercados como EE. UU., que pasará de menos de 1 GW hoy a 23 GW en 2030 y 164 GW en 2050 [6].

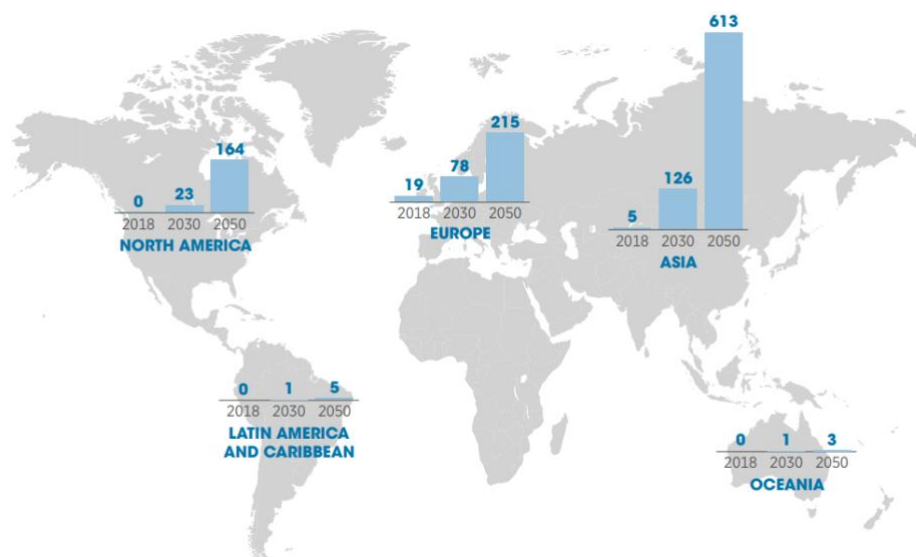


Figure 4: Offshore wind installed capacities (GW)

Inversiones y participación pública-privada: La eólica offshore ha atraído inversiones de actores privados y públicos. Para cumplir los objetivos climáticos, se estima que las inversiones anuales deben alcanzar 61 mil millones USD en 2030 y 100 mil millones en 2050, como muestra la Figura 5. Empresas como Ørsted, Iberdrola o Equinor lideran proyectos, muchas veces junto a fondos de inversión o fabricantes. En Europa, contratos a

¹ Acuerdo de 2023 entre países del Mar del Norte para alcanzar 300 GW de eólica offshore en 2050.

largo plazo (CfDs, PPAs) dan estabilidad financiera y atraen a nuevos actores, incluidas petroleras dispuestas a rotar sus activos.

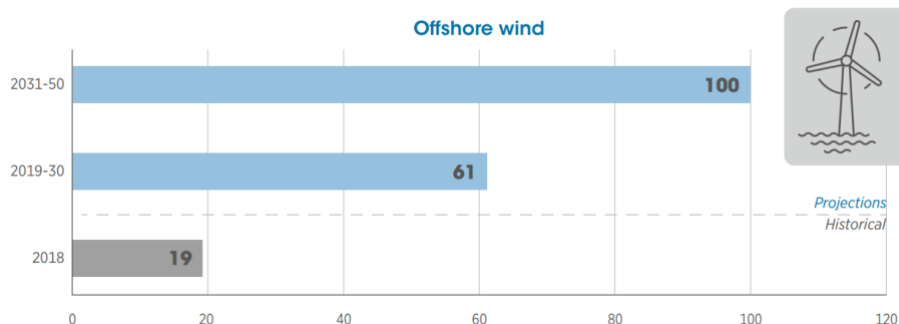


Figure 5: Inversiones anuales en nueva capacidad (USD billion/yr)

Peso en el mix energético: Aunque la eólica offshore aún representa una parte menor del suministro global, su papel dentro de las renovables no deja de crecer. En Europa, la eólica ya supera a la hidroeléctrica en generación anual y se prevé que, junto con la solar, lidere la expansión hasta 2030 [1]. Países como el Reino Unido, Dinamarca y Países Bajos ya integran la eólica marina como parte clave de su mix energético. Como muestra la Figura 6, el factor de capacidad global ha aumentado hasta el 43 % y podría alcanzar hasta 60 % en 2050. Esta tendencia se ve respaldada por objetivos climáticos como el 32 % de renovables en el consumo final de la UE para 2030 [3], lo que exige una creciente participación de la eólica marina en los países costeros.

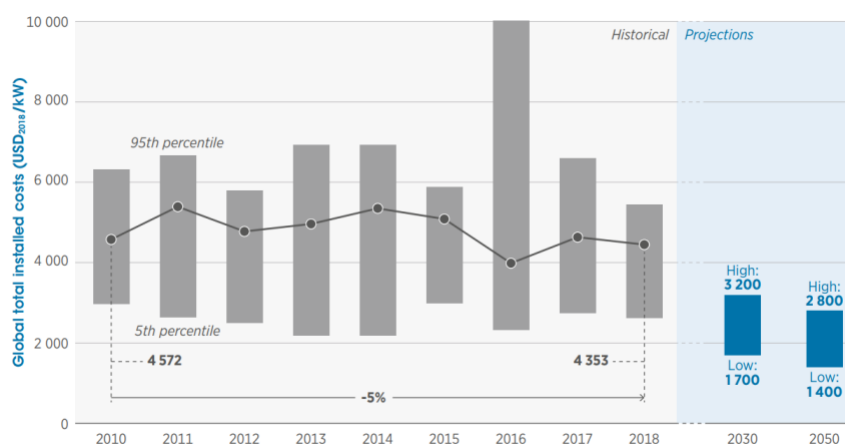


Figure 6: Coste de potencia total instalada

Barreras regulatorias y riesgos asociados: Pese a su crecimiento, la eólica offshore enfrenta varios retos que pueden ralentizar su desarrollo. Uno de los más relevantes es el obstáculo regulatorio: los trámites de permisos y concesiones pueden demorarse años por evaluaciones ambientales y procesos administrativos. En Europa, agilizar estos permisos es clave para alcanzar los objetivos de capacidad. También hay dificultades en la coordinación internacional, especialmente en el Mar del Norte, donde se solapan intereses marítimos, pesqueros y medioambientales. La aceptación local es otro factor a gestionar, sobre todo con comunidades pesqueras que podrían verse afectadas.

Además, la cadena de suministro sufre tensiones por la alta demanda simultánea de componentes clave como monopiles, cables y buques, agravadas por la inflación y el aumento de los tipos de interés. Esto ha afectado la viabilidad económica de algunos proyectos recientes, provocando cancelaciones o revisiones de contratos en Reino Unido y Estados Unidos.

Los países del Mar del Norte han elevado sus metas conjuntas a 120 GW en 2030 y 300 GW en 2050, lo que supone una clara aceleración frente a compromisos anteriores [3]. Como muestra la figura 7, además de esos objetivos (barras azules), ya existe una sólida cartera de proyectos en desarrollo (barras verdes), especialmente concentrada en Países Bajos, Reino Unido y Dinamarca, lo que refuerza la viabilidad de alcanzar esas metas.

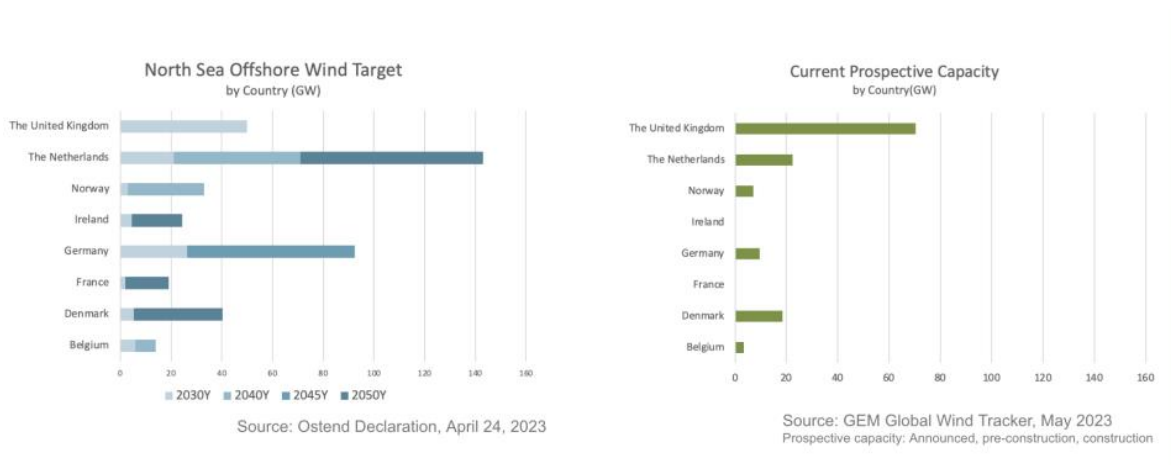


Figure 7: Objetivos de capacidad eólica offshore por país y capacidad prospectiva actual

Según el Global Wind Energy Council, la capacidad instalada podría alcanzar los 230 GW en 2030, cinco veces más que en 2023, y sumar 200 GW adicionales entre 2024 y 2033. Como muestra la figura 8, este crecimiento proyectado está alineado con iniciativas globales como la Global Offshore Wind Alliance. A más largo plazo, la Agencia Internacional de la Energía estima que la capacidad offshore podría multiplicarse por 15 entre 2018 y 2040, y alcanzar entre 1.000 y 2.000 GW en 2050, contribuyendo significativamente a un sistema eléctrico descarbonizado. Dado que la eólica terrestre enfrenta límites de expansión, gran parte de ese crecimiento vendrá de proyectos en el mar.

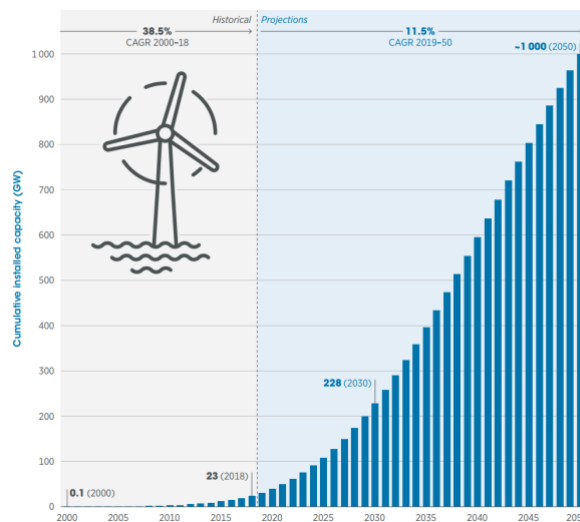


Figure 8: La capacidad eólica marina podría llegar a 1.000 GW en 2050

Ventajas frente a otras renovables: La eólica offshore presenta grandes ventajas frente a otras tecnologías limpias. Su alto factor de capacidad y su producción nocturna e invernal complementan bien a la solar, aportando estabilidad al sistema eléctrico. Además, puede instalarse cerca de grandes centros de consumo sin ocupar suelo, aprovechando un recurso abundante: el potencial técnico global supera las 420.000 TWh/año, según la IEA. A diferencia de otras fuentes como la hidroeléctrica o la bioenergía, su expansión no está tan limitada por aspectos geográficos o ambientales.

Los costes también han disminuido gracias a economías de escala, volviéndola competitiva con otras renovables, pero con una producción más estable.

Retornos esperados y consideraciones de inversión: La eólica offshore se posiciona como una de las opciones más atractivas de inversión en el sector energético. Aunque implica altos costes de inversión, ofrece bajos costes operativos y flujos de caja estables, con TIRs del 6 al 10 % y contratos a largo plazo que garantizan los ingresos. La figura 9 muestra cómo las inversiones anuales promedio seguirán creciendo de forma sostenida en todas las regiones, reflejando el interés global por esta tecnología. A medida que el sector madure, se espera mayor participación de fondos institucionales y una reducción del coste de capital, especialmente en mercados emergentes.

Aunque no promete retornos excesivamente elevados, su perfil de riesgo moderado y estabilidad la hace atractiva para inversores enfocados en sostenibilidad. Además, genera beneficios adicionales como empleo, desarrollo industrial y apoyo público. Los inversores deberán considerar factores como los precios de la energía, los mecanismos de capacidad y la competencia con otras tecnologías.

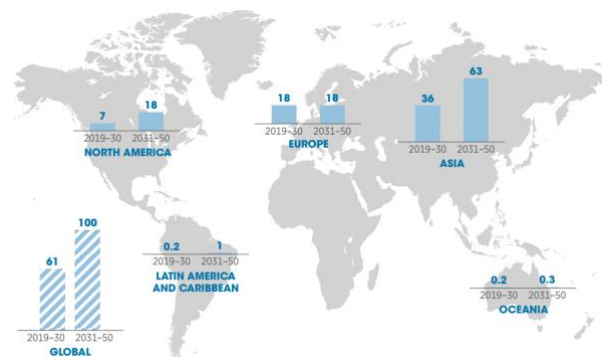


Figure 9: Inversiones anuales promedio energía eólica offshore (billones USD/año)

La eólica offshore representa una oportunidad de inversión sólida gracias a su base tecnológica madura, el respaldo político internacional y su alineación con megatendencias como la descarbonización y la electrificación. Los escenarios energéticos proyectan que será un pilar clave del sistema eléctrico futuro, atrayendo grandes volúmenes de inversión, por lo que invertir en proyectos offshore bien seleccionados puede ofrecer retornos estables y sostenibles, además de apoyar activamente la transición energética global.

2.2 BIOGÁS Y BIOMETANO

2.2.1 ANÁLISIS TECNOLÓGICO Y FUNDAMENTOS OPERATIVOS

El biogás es un gas ecológico generado mediante la descomposición anaerobia de materia orgánica en digestores, compuesto mayoritariamente por metano (50–75%) y dióxido de carbono. Al refinarse y eliminar el CO₂ e impurezas, se obtiene biometano, con una pureza superior al 95%, apto para ser inyectado en redes de gas natural o usado como combustible, ofreciendo una alternativa renovable al gas fósil. Esta tecnología permite aprovechar residuos orgánicos agrícolas o industriales bajo un enfoque de economía circular.

La tecnología base es la digestión anaerobia, un proceso biológico en etapas que transforma residuos en biogás y digestato, este último reutilizable como fertilizante. Su eficiencia es elevada: más del 90% de la energía contenida en los residuos puede convertirse en metano. Los rendimientos varían según el residuo; los residuos fácilmente degradables generan entre 100 y 200 m³ de biogás por tonelada, mientras que los más diluidos rinden menos. El biogás puede utilizarse directamente para generar calor y electricidad, aunque su aprovechamiento más versátil requiere su purificación a biometano.

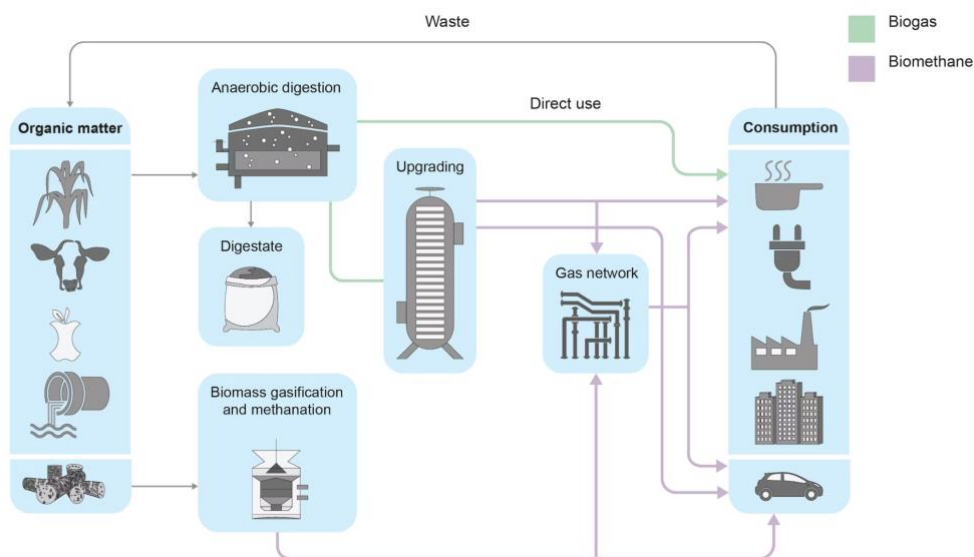


Figure 10: Economía Circular del Biogás

Tecnologías de upgrading a biometano: Para obtener biometano, el biogás debe someterse a procesos de “upgrading” o enriquecimiento, que separan el CO₂ y otros contaminantes, elevando la pureza de CH₄ a niveles típicos del 96–98%. Existen diversas tecnologías maduras para este fin:

1. **Absorción física** de CO₂ en agua a alta presión (scrubbing).
2. **Adsorción por cambio de presión** (PSA) en tamices que retienen CO₂/H₂S.
3. **Absorción química** con aminas que capturan selectivamente el CO₂.
4. **Separación por membranas** permeables.

El objetivo de las tecnologías de upgrading es recuperar la mayor cantidad posible de metano y cumplir los estándares del gas natural. Sistemas con aminas alcanzan eficiencias del 99,9%, y las membranas destacan por su fiabilidad y formato compacto.

Tipos de plantas y evolución operativa: Las plantas de biogás y biometano varían según su escala, desde pequeños biodigestores domésticos hasta grandes instalaciones industriales que tratan cientos de toneladas de residuos diarios. En 2023, Europa contaba con más de 20.000 plantas de biogás, en su mayoría de tamaño medio-pequeño orientadas a la producción eléctrica.

2.2.2 SITUACIÓN ACTUAL DEL MERCADO Y RIESGOS

Capacidad y producción a nivel mundial: En los últimos años, el biogás y biometano han pasado de ser un nicho energético local a consolidarse como parte relevante del mix energético en diversos países, aunque su peso global sigue siendo reducido. En 2022, su producción mundial se estimó en 445 TWh (1,6 EJ) [6], equivalente al 1–2% del consumo energético primario. Europa lidera el sector, con aproximadamente el 50% de la producción global. En 2023, produjo 22,1 bcm (~220 TWh), un 6,7% del consumo de gas natural de la UE.

Alemania encabeza la producción europea (~100 TWh), seguida por Italia (33 TWh), Reino Unido (29 TWh) y Francia (17 TWh). Aunque Alemania dominó gracias a subsidios a digestores agrícolas, otros países han aumentado su capacidad de biometano. Francia la ha duplicado recientemente.

A escala global, China ha pasado de millones de digestores rurales a impulsar grandes plantas industriales, con el objetivo de alcanzar 20 bcm de biometano en 2030. Estados Unidos, desarrolla una moderna industria de gas renovable (RNG), sobre todo desde vertederos y residuos ganaderos, con incentivos como los créditos de carbono en transporte. India también promueve masivamente el biogás doméstico.

Pese al atractivo, el sector solo ha comenzado a desplegar su potencial. La IEA estima que, si se aprovechara de forma sostenible la mayoría de los residuos orgánicos globales, el biogás podría cubrir entre el 6–9% de la energía primaria mundial. Como muestra la figura 11, se prevé que la demanda de biogás aumente de 35 Mtoe en 2018 a 73 en 2050, con Europa y China liderando este crecimiento.

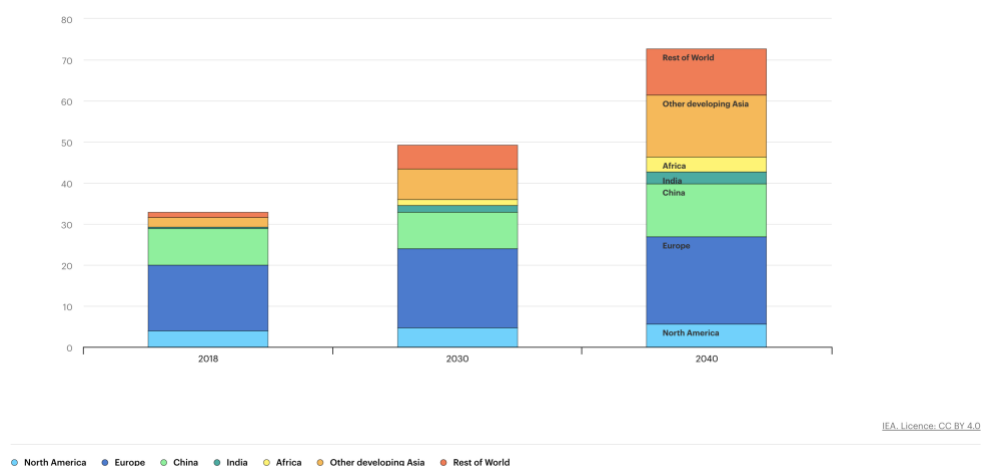


Figure 11: Demanda mundial de biogás para uso directo (Mtoe)

Rol en el mix energético e iniciativas de apoyo: El biogás y el biometano se están consolidando como elementos estratégicos en la transición energética. Casos como el de Dinamarca, que en septiembre de 2023 cubrió un 37,5% de su demanda de gas con biometano, muestran su capacidad para sustituir gas fósil y reforzar la seguridad energética. Países como Suecia o Países Bajos avanzan en la misma dirección, sustituyendo importaciones por producción nacional.

La Comisión Europea ha reforzado este camino con el plan REPowerEU (2022), que fija como meta alcanzar 35 bcm de biometano para 2030. La iniciativa está respaldada por la

creación de una asociación industrial del biometano y nuevas directivas (como RED III), que fijan cuotas obligatorias de biocombustibles avanzados, incluyendo biometano para transporte.

Fuera de Europa, Estados Unidos promueve el uso de biometano mediante regulaciones como el Renewable Fuel Standard (RFS) y el Low Carbon Fuel Standard (LCFS) de California, que ofrecen créditos económicos significativos, sobre todo para biometano generado a partir de estiércol. En Asia, China e India han lanzado ambiciosos programas: China otorga subsidios a plantas de “bio-natural gas” e India busca instalar 5.000 plantas para transporte mediante el programa SATAT (Sustainable Alt. Towards Afford. Transp.).

La Figura 12 muestra que los costes del biogás y biometano pueden ser competitivos frente a combustibles fósiles si se utilizan sustratos de bajo coste y se minimiza la carga fiscal. En ese contexto, estas tecnologías renovables podrían integrarse en sectores residenciales e industriales, especialmente si las políticas energéticas valorizan su contribución ambiental y favorecen su despliegue.

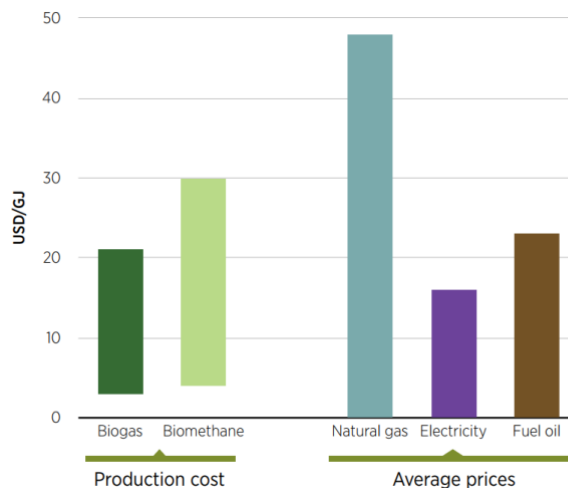


Figure 12: Comparativa de los costes de producción

A pesar de este contexto favorable, existen riesgos y retos que podrían afectar la viabilidad de las inversiones en biogás/biometano:

- **Riesgo regulatorio y político:** La viabilidad de los proyectos de biogás depende de marcos regulatorios estables, como tarifas garantizadas, incentivos fiscales y mercados de carbono. Cambios bruscos, como recortes de subvenciones o demoras en certificados de origen, generan incertidumbre y frenan la inversión. En varios países europeos, la falta de políticas claras a largo plazo y la excesiva burocracia dificultan alcanzar los objetivos climáticos.
- **Riesgos económicos y de mercado:** El biometano sigue siendo más caro que el gas fósil (60–100 €/MWh), lo que reduce su competitividad. El aumento de demanda puede generar escasez de sustratos como estiércol o residuos, encareciendo su uso.
- **Riesgos técnicos y operativos:** Aunque la digestión anaerobia es una tecnología madura, persisten desafíos como inhibiciones biológicas, fugas de metano o fallos por mal diseño. El metano es un gas de efecto invernadero potente, por lo que se exigen sistemas de captura o combustión. Elegir mal el sistema de upgrading también puede generar ineficiencias. El tamaño del proyecto influye: los muy pequeños requieren subsidios, y los muy grandes enfrentan retos logísticos.
- **Riesgos sociales y ambientales:** Proyectos mal gestionados pueden enfrentar oposición local (por olores o tráfico pesado) y retrasos por permisos. Además, un crecimiento mal regulado podría fomentar prácticas agrícolas no sostenibles. La clave será asegurar que los sustratos sean verdaderos residuos y no generados artificialmente para alimentar las plantas.

2.2.3 PROYECCIONES DE CRECIMIENTO Y OPORTUNIDADES DE INVERSIÓN

Impulsores para la expansión futura: Varias macrotendencias sitúan al biogás/biometano como un sector estratégico de futuro. Primero, su aporte climático es doble: evita emisiones de metano por descomposición de residuos y sustituye combustibles fósiles. El biometano puede contribuir hasta el 50% de la meta del Compromiso Global de Metano (reducir 30% del CH₄ para 2030), suscrito por más de 150 países. Segundo, su capacidad para descarbonizar sectores difíciles de electrificar como transporte pesado, procesos industriales o generación de respaldo lo convierte en una solución viable, al ser totalmente compatible con infraestructuras de gas existentes. Tercero, impulsa la economía circular, transforma residuos orgánicos en energía y fertilizantes naturales, reduciendo contaminación, olores y

dependencia de insumos importados. Cuarto, mejora la seguridad energética, la UE plantea sustituir el 20% del gas ruso con biometano europeo al 2030, aumentando la resiliencia frente a crisis energéticas. Quinto, genera desarrollo rural: las plantas de biogás crean empleo local, apoyan a agricultores y promueven cadenas de valor en zonas no industrializadas.

Metas al 2030 y proyecciones de crecimiento: Las perspectivas de crecimiento del biogás y biometano a corto y medio plazo son muy optimistas. Según la Agencia Internacional de la Energía (AIE), para alcanzar los objetivos climáticos será necesario cuadruplicar su producción global para 2030.

Tras un crecimiento del 19% entre 2017 y 2022, la AIE prevé una aceleración con una tasa anual del 32% entre 2023 y 2028, impulsada por nuevas políticas y proyectos en marcha. En Europa, el objetivo de alcanzar 35 bcm anuales de biometano para 2030 marca un horizonte ambicioso, que exige multiplicar por seis la producción actual. Aunque alcanzar esa meta es un desafío exigente, incluso lograr la mitad representaría un gran avance. Países como Francia, Italia y España están revisando al alza sus planes, sumando decenas de nuevos proyectos. España, por ejemplo, duplicó su objetivo a 20 TWh (~2 bcm) y ya tiene más de 40 proyectos en desarrollo. En paralelo, India y varios países latinoamericanos como Brasil también promueven el biometano en transporte y redes aisladas, alineados con sus objetivos energéticos y de sostenibilidad.

Estas expectativas han impulsado inversiones por parte de fabricantes, utilities y fondos especializados. Aunque algunos expertos advierten sobre limitaciones de la materia prima, incluso los escenarios más prudentes anticipan crecimientos anuales de 10–15%, muy superiores a los de otras tecnologías.

La figura 13 respalda esta tendencia: muestra cómo la producción global de biogás y biometano casi se duplicará entre 2018 y 2028, especialmente en la Unión Europea y China, con una clara aceleración posterior a 2020 fruto del impulso político y regulatorio.

Global historical and forecast production of biogases, 2010-2028

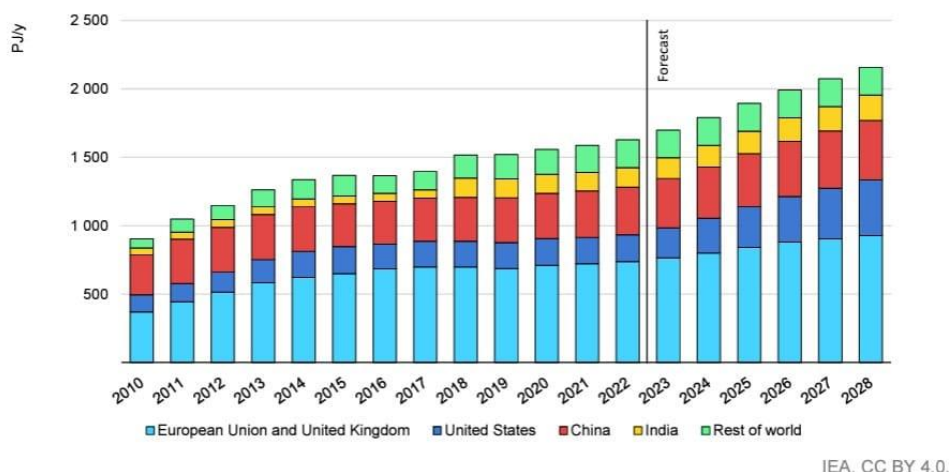


Figure 13: Histórico y pronóstico de producción de biogás

Visión a 2050, potencial a largo plazo: De cara a 2040–2050, el biometano está llamado a desempeñar un papel fundamental en sistemas energéticos descarbonizados, dependiendo de cuánto se desarrolle su potencial técnico. La reutilización de infraestructuras gasistas facilitará su integración, al igual que la necesidad futura de mitigar emisiones de metano y N_2O en la agricultura. Además, su integración sectorial permitirá usar el CO_2 capturado para producir metano sintético o abastecer sectores como aviación e industria química.

Oportunidades de inversión y comparación con otras tecnologías: Desde el punto de vista financiero, el biogás y el biometano presentan atributos atractivos para inversores en infraestructura verde. A diferencia de otras renovables que dependen de un solo flujo de ingresos, los proyectos de biogás pueden generar caja por múltiples vías: venta de electricidad, biometano, calor, tarifas por tratamiento de residuos, comercialización de digestato como fertilizante, captura de CO_2 de uso alimentario e incluso créditos de carbono. Esta diversificación mejora la resiliencia económica del proyecto. Otra ventaja es su capacidad de gestión y almacenamiento. A diferencia de tecnologías intermitentes como la solar o la eólica, una planta de biogás puede operar de forma continua o almacenar gas, aportando flexibilidad al sistema energético, lo que en ciertos mercados se remunera.

Además, muchos proyectos aseguran ingresos mediante contratos a largo plazo con distribuidoras o grandes consumidores.

El valor ambiental del biometano también se está monetizando. Por ejemplo, en California, los créditos por reducir emisiones pueden generar ingresos de más de 50 \$/MMBtu para biometano procedente de estiércol. Este incentivo ha atraído inversiones de grandes compañías: en 2022, Shell compró Nature Energy por 2.000 millones de USD, y BP adquirió Archaea Energy por 4.100 millones, apostando por un mercado con fuerte crecimiento y sinergias con sus carteras de gas.

Su valor se incrementa cuando se integran los beneficios ambientales. En escenarios con precios elevados de CO₂, cada tonelada evitada añade ingresos adicionales. Además, el biometano contribuye a los ODS 7, 12 y 13 (energía limpia, consumo responsable y acción climática) y tiene impacto positivo en el medio rural.

Finalmente, con una demanda creciente y oferta limitada, el biometano es cada vez más valorado por empresas que buscan cumplir objetivos climáticos. Según el CEO de BP en declaraciones, “hay más demanda que oferta”. Las condiciones actuales de mercado, junto con políticas de apoyo, hacen que este sector se consolide como una oportunidad relevante dentro de la transición energética, complementando a otras renovables con beneficios únicos en flexibilidad, circularidad y seguridad energética.

2.3 ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

El almacenamiento de energía se ha convertido en un pilar fundamental para la transición energética, al permitir integrar grandes proporciones de energías renovables intermitentes en los sistemas eléctricos. En particular, el despliegue masivo de baterías y otras tecnologías de almacenamiento está transformando la forma en que se gestiona la oferta y la demanda de electricidad.

2.3.1 ANÁLISIS TECNOLÓGICO Y FUNDAMENTOS OPERATIVOS

El almacenamiento de energía incluye varias tecnologías, siendo las baterías de iones de litio las más utilizadas actualmente. Estas funcionan mediante el movimiento reversible de iones de litio entre un ánodo y un cátodo a través de un electrolito, permitiendo cientos de ciclos de carga y descarga con alta eficiencia (85–95%). Destacan por su elevada densidad energética (75–250 Wh/kg) y potencia (150–315 W/kg), adecuadas tanto para energía sostenida como para servicios de respuesta rápida. Su vida útil varía entre 5 y 15 años, dependiendo del uso y la química específica.

Sin embargo, presentan desafíos técnicos. La capacidad disminuye con el tiempo por procesos de degradación interna, limitando su vida útil. También existen riesgos térmicos: las celdas pueden sobrecalentarse, lo que requiere sofisticados sistemas de gestión (BMS) para evitar fallos. Además, dependen de materias primas críticas como litio, cobalto o níquel, cuya oferta es geográficamente concentrada, generando riesgos de suministro. Esto ha impulsado el uso de químicas alternativas como las baterías LFP (litio-hierro-fosfato), más estables, económicas y sin cobalto, aunque con menor densidad energética. Estas últimas están ganando terreno y podrían liderar el mercado hasta al menos 2030.

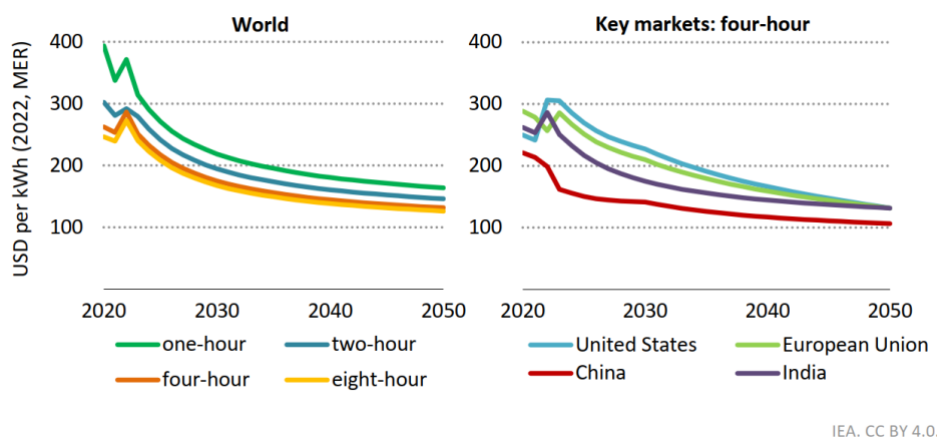
Junto a las baterías Li-ion, existen otras tecnologías de almacenamiento con diferentes fundamentos operativos:

- **Bombeo hidroeléctrico:** El almacenamiento por bombeo hidroeléctrico utiliza dos embalses a distinta altura: se bombea agua al embalse superior durante excedentes eléctricos y se genera electricidad turbínandola de vuelta cuando se necesita. Es una tecnología madura, con vida útil de varias décadas y gran capacidad de almacenamiento (cientos de MW). Su eficiencia está entre el 70–85% y ha representado históricamente ~90% de la capacidad mundial instalada (137 GW en 2022). No obstante, su expansión actual es limitada por restricciones geográficas, ambientales y altos costos, por lo que las nuevas inversiones se centran mayoritariamente en baterías.

- **Baterías de flujo redox:** Las baterías de flujo almacenan energía en electrolitos líquidos contenidos en tanques externos. Durante la carga o descarga, los electrolitos son bombeados a una celda donde ocurre una reacción redox. Un ejemplo común son las baterías de flujo de vanadio (VRFB), que utilizan iones de vanadio en distintos estados de oxidación. Su principal ventaja es que la capacidad energética y la potencia son escalables de forma independiente, además de ofrecer una vida útil muy larga (más de 20 años sin degradación significativa). Sin embargo, tienen menor densidad de energía y eficiencia (70–75%), lo que limita su uso comercial a aplicaciones de larga duración. En 2023, su capacidad instalada global era de solo ~8 GWh.
- **Almacenamiento mecánico y térmico:** Esta categoría incluye tecnologías como el almacenamiento de aire comprimido (CAES), que comprime aire en cavidades subterráneas para liberarlo luego mediante turbinas; los volantes de inercia, que almacenan energía cinética en discos giratorios, útiles para potencias breves y rápidas; y el almacenamiento térmico, como las sales fundidas en plantas termosolares. Aunque útiles para aplicaciones específicas y almacenamiento a gran escala, estas tecnologías representan una parte menor del mercado frente a las baterías, ya que muchas requieren condiciones particulares o aún están en fase de desarrollo.

Las baterías de iones de litio se han consolidado como la solución de almacenamiento más utilizada en proyectos nuevos debido a su alta eficiencia, capacidad de respuesta rápida y notable reducción de costes. En la última década, el coste promedio de los packs de baterías Li-ion ha disminuido alrededor de un 89%, impulsado por avances tecnológicos y economías de escala. Según el escenario STEPS de la Agencia Internacional de la Energía (IEA), los costes totales iniciales de los sistemas de almacenamiento a gran escala (utility-scale) con una duración de cuatro horas caerán de un promedio global de 290 USD/kWh en 2022 a 175 USD/kWh en 2030, lo que representa una reducción del 40 % (Figura 14). Esta tendencia continuará hasta 2050, alcanzando una disminución total del 55 % respecto a 2022. Como referencia, una instalación típica de 20 MW de potencia y 80 MWh de capacidad pasaría de costar unos 23 millones de dólares hoy a solo 14 millones en 2030. No obstante, los precios

varían según ubicación, regulación y tecnología, con proyectos recientes entre menos de 200 y más de 500 USD/kWh. Los sistemas de mayor duración tienden a ser más económicos por unidad de energía gracias a economías de escala en los componentes auxiliares.



2.3.2 SITUACIÓN ACTUAL DEL MERCADO Y RIESGOS

El mercado global de almacenamiento de energía ha crecido rápidamente, liderado por el despliegue de baterías a gran escala, industriales y residenciales. A finales de 2023, la capacidad instalada superó los 50 GW, más del doble que dos años antes, impulsada por Estados Unidos y China. China lidera con cerca de 27 GW (casi la mitad mundial), seguida por EE.UU. con 16 GW. Europa va por detrás, pero acelera: alcanzó 10,8 GW en 2024, con Reino Unido, Alemania, Italia y España como principales motores. Aunque un solo estado como California ya tiene más capacidad que toda Europa, el continente se apoya también en sus 50 GW de almacenamiento hidroeléctrico de bombeo y busca expandirse con baterías.

En paralelo, alcanzar el objetivo de triplicar la capacidad renovable mundial al 2030 requerirá multiplicar por seis la capacidad total de almacenamiento energético, alcanzando 1.500 GW, según el escenario Net Zero Emissions (NZE) de la IEA. De ese total, las baterías tanto a escala de red como residenciales representarían 1.200 GW, el 90% del crecimiento proyectado, superando por primera vez al almacenamiento hidroeléctrico hacia mediados de los años 2020. En contraste, tecnologías como el aire comprimido o el almacenamiento térmico contribuirían de forma más marginal. La Figura 15 ilustra esta evolución y destaca

el reto de cerrar la brecha con el escenario actual de políticas (STEPS), donde el almacenamiento crecería a un ritmo mucho menor. Superar esta brecha será clave para mantener la estabilidad de la red y facilitar la integración masiva de solar y eólica en los próximos años.

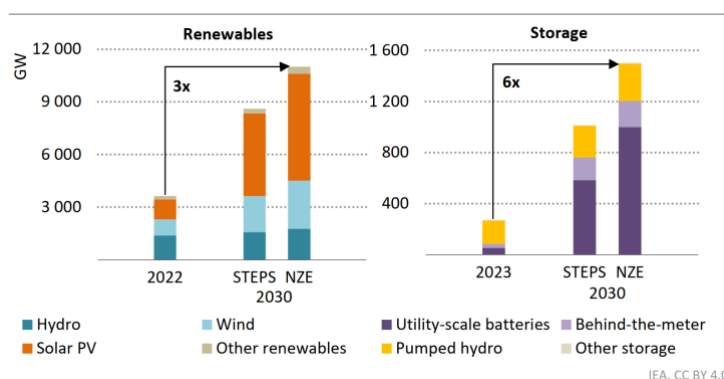


Figure 15: Capacidad instalada global de energías renovables a 2022 y 2030.

La inversión en baterías estacionarias podría alcanzar los 262.000 millones de dólares en 2030. EE.UU. y China acaparan la mayoría, gracias a políticas como la IRA en EE.UU. y mandatos de almacenamiento en China. Europa también impulsa el sector, aunque de forma menor. Se estima que alcanzará 50 GW en 2030, aunque se necesitarían 200 GW para cumplir con los objetivos climáticos, lo que revela una brecha de ambición.

En el plano empresarial, los fabricantes asiáticos dominan (CATL, BYD, LG, Panasonic), mientras que integradores como Fluence y Tesla destacan en proyectos. Grandes fondos de inversión también están invirtiendo activamente en almacenamiento en EE.UU. y Europa.

Sin embargo, persisten riesgos. La saturación futura del mercado podría reducir los ingresos esperados. El aumento de los tipos de interés también encarece los proyectos, y la volatilidad en el precio de minerales como el litio ha impactado los costes recientemente. Problemas en la cadena de suministro pueden generar retrasos y sobrecostes. A pesar de todo, el mercado avanza hacia la madurez. Nuevos modelos contractuales (por ejemplo, acuerdos de ingresos compartidos) y medidas de apoyo como subastas específicas o créditos fiscales están mejorando la certidumbre del sector. Se espera que políticas como el Plan de Acción Europeo para el Almacenamiento impulsen aún más el crecimiento.

Para los inversores, el almacenamiento ofrece retornos estimados superiores al 10% en mercados maduros, beneficiándose de la reducción de costes y de su papel clave en la transición energética. También proporciona diversificación en carteras verdes y alineación con metas climáticas. Aunque con riesgos regulatorios y de mercado, se perfila como un activo energético competitivo y de alto potencial para la próxima década.

2.3.3 PROYECCIONES DE CRECIMIENTO Y OPORTUNIDADES DE INVERSIÓN

De cara al futuro, las perspectivas de crecimiento del sector de almacenamiento de energía son extraordinariamente robustas. Todas las proyecciones coinciden en que el despliegue deberá acelerarse para acompañar la transición energética. Hacia 2030, se prevé un salto de orden de magnitud en la capacidad instalada de almacenamiento con baterías. BloombergNEF pronostica que la capacidad de baterías conectadas a la red a nivel mundial alcanzará aproximadamente 650 GW (1,87 TWh) acumulados para 2030, excluyendo hidro-bombeo. Esto implica multiplicar por más de 20 veces la base instalada de 2021 (que era ~27 GW) en menos de una década. Para lograrlo, la tasa de instalación anual seguiría creciendo exponencialmente: BNEF proyecta que las adiciones anuales en 2030 superarán los 110 GW por año (frente a unos 42 GW añadidos en 2023), lo que equivale a una tasa compuesta de crecimiento de ~27% anual durante 2023-2030. Por su parte, la consultora DNV vislumbra un panorama en 2050 con alrededor de 22 TWh de almacenamiento con baterías operativos en el mundo, lo cual representaría un cambio radical en la infraestructura del sistema eléctrico. Aunque las cifras a tan largo plazo son inciertas, sirven para dimensionar el papel que el almacenamiento tendría en un sistema eléctrico descarbonizado para mediados de siglo.

Este crecimiento estará liderado por los principales mercados globales. En el escenario STEPS de la IEA, Estados Unidos verá cómo sus aportaciones anuales de capacidad utility-scale pasan de cerca de 8 GW en 2023 a 28 GW en 2030, apoyadas por objetivos estatales y créditos fiscales de la Ley IRA. Europa, aunque con menor ritmo, crecerá de menos de 1 GW anual en 2023 a alrededor de 7 GW en 2030, con impulso de reformas regulatorias y planes nacionales. El Reino Unido destaca con 3 GW anuales hacia 2030, contratados a

través del mercado de capacidad. India, gracias a nuevas regulaciones que obligan a emparejar proyectos renovables con almacenamiento, se convertirá en el tercer mayor mercado en 2030 con casi 9 GW. También se prevé crecimiento relevante en Japón, Corea, Australia y América Latina. En el escenario NZE, el despliegue es aún más ambicioso: se proyectan 1.200 GW de capacidad de baterías (utility-scale y behind-the-meter) para 2030, un incremento seis veces mayor respecto a 2023, y que superará a la capacidad hidroeléctrica de bombeo ya en la segunda mitad de la década (Figura 16).

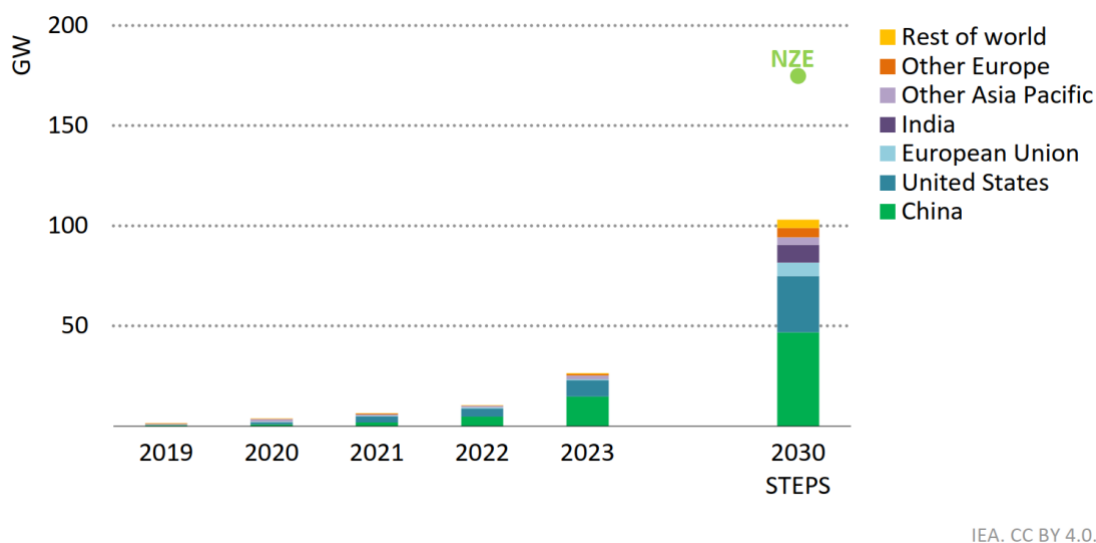


Figure 16: Capacidad de almacenamiento en baterías a escala red, 2019 a 2030

Las razones detrás de este crecimiento esperado son claras. En un escenario de transición energética acelerada, las energías renovables intermitentes (solar y eólica) podrían aportar entre 50% y 80% (o más) de la generación eléctrica en muchas regiones para 2030-2050. Sin suficiente almacenamiento, sería imposible gestionar la intermitencia y mantener la confiabilidad del suministro eléctrico en esas condiciones. Por ello, el almacenamiento es considerado un habilitador imprescindible de la alta penetración renovable, proporcionando flexibilidad temporal. Por ejemplo, puede desplazar excedentes solares del mediodía hacia las horas pico nocturnas, o almacenar energía eólica nocturna para usarla en la demanda matutina. Esto evita vertidos de renovables y reduce la necesidad de centrales de respaldo fósiles. De hecho, se estima que más de la mitad (55%) de la nueva capacidad de

almacenamiento que se instalará al 2030 será directamente para integrar renovables y desplazar combustibles fósiles en la generación.

Varios factores impulsores (drivers) sostienen la expansión del almacenamiento en esta década:

Combinación solar + baterías: La fotovoltaica se ha vuelto la fuente más barata de generación en muchas zonas, pero su valor aumenta enormemente al emparejarla con baterías que extienden su suministro más allá del día. Los proyectos híbridos solar + batería están proliferando, ofreciendo energía firme renovable durante más horas. En mercados como California, prácticamente todas las nuevas plantas solares a gran escala incluyen un sistema de baterías asociado. Este modelo se extiende a otros lugares con alta irradiación solar (suroeste de EE.UU., sur de Europa, Oriente Medio, Australia, India, etc.). La electrificación de usos finales (vehículos eléctricos, bombas de calor, etc.) también aumentará la demanda eléctrica en horarios diversos, lo que junto con renovables crea más necesidad de almacenamiento para gestión de cargas.

A medida que se retiran plantas de carbón y se incrementa la penetración de renovables, las baterías permitirán desplazar la generación desde horas de excedente (como el mediodía solar) hacia horas de mayor demanda, equilibrando el sistema. Esto es especialmente útil para suavizar el ciclo diario de producción solar. La Figura 17 lo ilustra claramente: las baterías se cargan durante las horas de mayor producción solar y se descargan posteriormente, acompañando el perfil de demanda neta. Además, en mercados eléctricos competitivos, estas baterías responden a señales de precio, optimizando sus ciclos de carga y descarga para maximizar ingresos, lo que refuerza su papel económico y operativo.

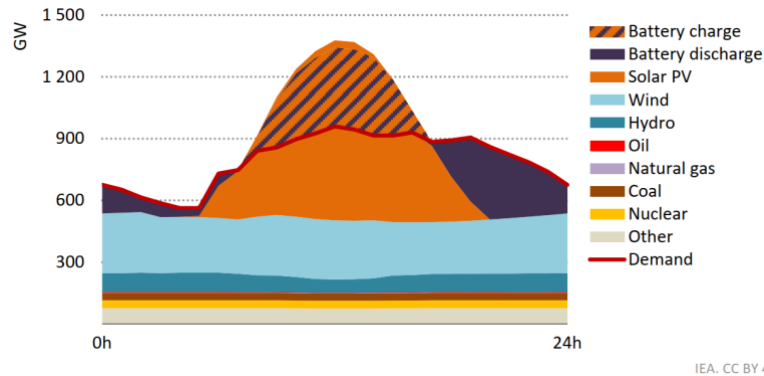


Figure 17: Mix de suministro eléctrico horario para un día representativo en India, en 2050.

- **Mercados de capacidad y servicios:** Cada vez más países integran el almacenamiento en mecanismos de capacidad y mercados de servicios auxiliares, reconociéndolo como recurso despachable. Esto permite a las baterías recibir pagos por estar disponibles en momentos de alta demanda y por servicios como regulación de frecuencia. Reino Unido, varios estados de EE.UU. y Australia ya aplican estos esquemas, generando ingresos estables.
- **Políticas públicas e incentivos climáticos:** EE.UU. ha lanzado incentivos fiscales históricos para el almacenamiento, como un crédito del 30% a la inversión, lo que podría movilizar decenas de GW esta década. Países como Alemania, Italia o España ya ofrecen subvenciones para baterías residenciales e industriales, y preparan subastas para proyectos independientes. A nivel global, iniciativas como el Long Duration Energy Storage Council prevén movilizar hasta \$3 billones en almacenamiento de larga duración a 2040.
- **Continúa innovación tecnológica:** Se espera que durante los próximos años surjan mejoras y nuevas tecnologías que complementen a las Li-ion actuales. Aunque la mayoría del almacenamiento hasta 2030 será con baterías Li-ion dada su ventaja comercial, en el largo plazo (2030-2050) podrían escalar tecnologías de almacenamiento de larga duración (LDES) para cubrir necesidades de varios días o semanas (por ejemplo, almacenando energía en forma de hidrógeno verde, amoníaco, aire líquido, etc.).

Desde el punto de vista comparativo, el almacenamiento se perfila como el complemento necesario de la generación renovable. Aunque la inversión en solar y eólica seguirá siendo mayor en volumen, el almacenamiento crecerá más rápido en porcentaje. A medida que las redes alcancen altas cuotas de renovables, se equilibrará la frontera entre invertir en más generación o más almacenamiento.

En paralelo, el almacenamiento comienza a ser llamado a desempeñar un rol clave en el suministro firme. A medida que se retiran plantas térmicas y la capacidad instalada de baterías aumenta, estas asumirán funciones de respaldo en horas de máxima carga de la red (net load), cuando la demanda es alta y la generación solar o eólica disminuye. La figura 18 ilustra cómo las baterías serán fundamentales en las 100 horas de mayor demanda neta en 2050, reemplazando a las centrales despachables tradicionales. Este cambio estructural, además de facilitar la integración renovable, hace del almacenamiento una tecnología estratégica para la seguridad energética. Por ello, se espera una rápida expansión de baterías de mayor duración (4–8 h) que puedan cubrir los picos sin recurrir a gas o carbón.

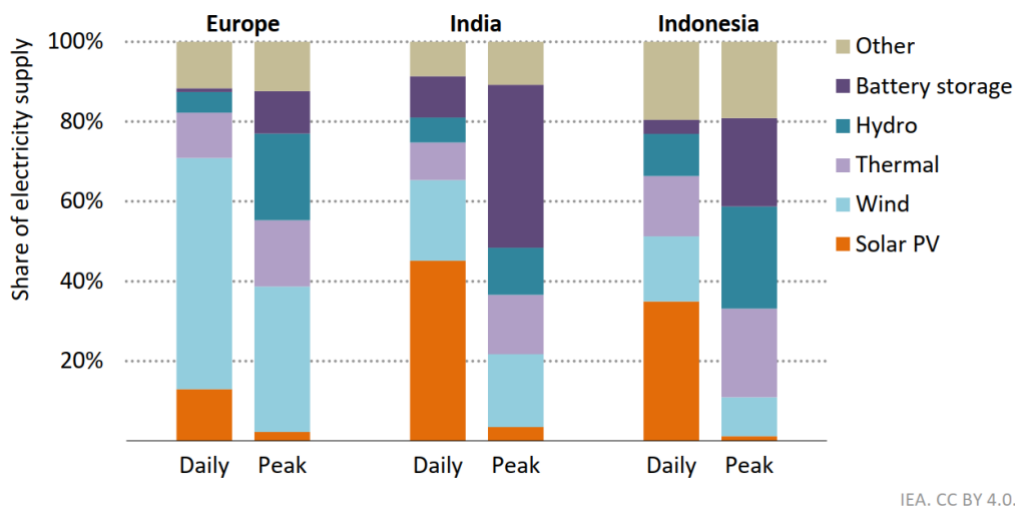


Figure 18: Mezcla de suministro eléctrico promedio diario y en horas pico, APS, 2050

En conclusión, las proyecciones al 2030 y 2050 indican que el almacenamiento pasará de ser un elemento minoritario a ocupar un lugar central en la infraestructura energética mundial. Para los inversores, el sector ofrece múltiples vías de participación con modelos de ingresos diversificados: arbitraje de precios, servicios de red, contratos de capacidad o

suministro. Esta flexibilidad, junto al respaldo político y la necesidad tecnológica, hacen del almacenamiento una de las apuestas más sólidas y con mayor potencial dentro de la transición energética.

2.4 ANÁLISIS COMPARATIVO

Para evaluar y comparar las distintas tecnologías de energías renovables y almacenamiento energético, se presenta a continuación una tabla que sintetiza los aspectos más relevantes desde el punto de vista técnico, económico y financiero. La tabla incluye parámetros clave como el CAPEX, el coste nivelado de energía o almacenamiento (LCOE/LCOS), la escala típica de los proyectos, métricas de desempeño, riesgos asociados y fuentes de ingresos. Este enfoque permite analizar de manera integral la viabilidad y atractivo de la energía eólica offshore, el biogás y biometano, así como las soluciones de almacenamiento mediante baterías Li-ion y bombeo hidroeléctrico, facilitando la comparación entre tecnologías de generación y flexibilidad en términos de inversión y operación.

TECNOLOGÍA	ESCALA ESTANDAR PROYECTOS	CAPEX	COSTE NIVELADO (LCOE/LCOS)	MÉTRICAS CLAVE	PLAZOS CONSTRUCCIÓN	RIESGOS	FUENTES DE INGRESOS
<i>Energía Eólica Offshore</i>	1,5 – 0,5 GW (Parques Marinos)	Muy alto, construcción de torres de cimentación, HVDC... (3.000 – 5.000 \$/KW)	LCOE 137 \$/MWh	Factor de capacidad del 40-55% Vida útil de 25-30 años	6 – 10 años (Desarrollo + Construcción)	Impacto medioambiental Cadena de suministros Alta sensibilidad al WACC Logística y mantenimiento de instalación y desmantelamiento	CfD/PPAs, mercado y GdO
<i>Biogás</i>	3 – 50 MWth (Plantas de digestión/Upgrading)	Digestión \$/KW: 2.600 - 5.000 Mas costes de upgrading	LCOE 54 – 92 \$/MWh	Factor de utilización 8000 horas/año Vida útil de 15-20 años	2 – 4 años	Suministro de sustratos Cambios en la regulación Riesgos técnicos de eficiencia Demanda limitada	Venta de gas a red, GdO y créditos carbono
<i>Almacenamiento Baterías (Li-ion)</i>	50 – 500 MW (Durante 2 a 8 horas)	150 – 340 \$/KWh	LCOS 373 \$/MWh	RTE (Efficiency) 80-90 % Vida útil 10 - 15 años Degradación del 1.5 – 3%/año	1 – 4 años	Degradación de baterías Poca capacidad Tecnología poco madura Alto CAPEX con relación a la capacidad	Arbitraje, servicios de ajuste (FCR, FRR), capacidad
<i>Almacenamiento hidroeléctrico por bombeo (PHS)</i>	100 – 3000 MW (Durante 6 a 20 horas)	Muy variable, en función de la topografía. (1.000 – 3.500 \$/KW)	LCOS 50 – 100 \$/MWh Muy competitivo para largas duraciones	RTE (Efficiency) 70 - 85% Vida útil de +50 años Baja degradación	6 – 10 años	Impacto medioambiental Construcciones a largo plazo Sensibilidad al WACC Inversión muy elevada	Arbitraje diario/semanal, capacidad, black start, servicios red

Capítulo 3. SELECCIÓN Y ANÁLISIS DE COMPAÑÍAS Y GESTORAS DE INVERSIÓN

3.1 GESTORAS

3.1.1 ORSTED

Contexto:

Ørsted A/S es una empresa danesa que ha protagonizado una de las transformaciones más relevantes del sector energético en las últimas décadas. Fundada originalmente como DONG Energy, centrada en la producción de combustibles fósiles, inició en el año 2000 una transición estratégica hacia las energías renovables, apostando decididamente por la energía eólica marina. Fue pionera en esta tecnología con proyectos como Horns Rev 1 y 2 en Dinamarca, que marcaron un antes y un después en la viabilidad técnica y comercial de esta tecnología.

A lo largo de los años, la empresa ha reforzado su liderazgo global expandiéndose a mercados clave como Reino Unido, Alemania y Países Bajos, consolidándose como el mayor operador mundial de parques eólicos marinos. Actualmente, también invierte en energía solar, almacenamiento y tecnologías emergentes como el hidrógeno verde, manteniendo su compromiso con la innovación y la transición energética. Hoy, Ørsted representa un caso ejemplar de transformación empresarial y es una de las compañías más influyentes en el desarrollo de un modelo energético bajo en carbono a nivel global.

Equipo Gestor:

En febrero de 2025, Rasmus Errboe asumió el cargo de Group President y CEO de Ørsted, tras una trayectoria de más de una década dentro de la empresa, donde ocupó roles clave como CFO del negocio offshore, Director regional de Europa, Jefe de M&A y Chief Commercial Officer. Formado en Derecho por la Universidad de Copenhague y con un MBA por la University of San Diego, lideró la salida a bolsa de Ørsted en 2016 y la desinversión de su negocio de petróleo y gas en 2017. Bajo su supervisión, la empresa logró aumentar su capacidad renovable instalada de 11,3 GW en 2021 a 18,2 GW en 2025, consolidando su

posición global. Errboe ha sido designado para liderar un plan estratégico de reorientación enfocado en completar proyectos existentes, reforzar disciplina financiera y recuperar la confianza institucional tras los desafíos recientes, demostrando con su trayectoria ser un líder y magnífico asignador de capital.

Modelo de negocio:

Ørsted A/S es una empresa especializada principalmente en la generación de electricidad limpia a partir de fuentes como la energía eólica marina, biomasa y energía solar.

Fuentes de ingreso: Las principales fuentes de ingresos de Ørsted provienen de la venta de electricidad generada en sus parques eólicos marinos y terrestres, plantas de biomasa y proyectos solares. Esta electricidad se comercializa mediante contratos a largo plazo (PPAs) y en mercados mayoristas. Además, Ørsted obtiene ingresos al desarrollar, construir y vender proyectos de energía renovable a inversores institucionales. También ofrece servicios de operación y mantenimiento (O&M) para sus activos y los de terceros, y comercializa soluciones energéticas personalizadas para empresas. En ciertos mercados, vende certificados de energía renovable (RECs), que representan un valor adicional.

Clientes: El público objetivo de Ørsted incluye grandes corporaciones y empresas que buscan reducir su huella de carbono, servicios públicos y distribuidores que suministran energía a consumidores finales, inversores interesados en proyectos sostenibles, y gobiernos o autoridades que promueven la transición energética.

Fosos defensivos (moat): La ventaja competitiva de Ørsted radica en su transición temprana hacia la energía renovable y su profundo conocimiento técnico en energía eólica marina, lo que genera barreras significativas para nuevos competidores. Además, cuenta con economías de escala, relaciones sólidas con gobiernos y reguladores, una reputación de liderazgo en sostenibilidad y capacidad constante de innovación tecnológica. Estos factores combinados crean un foso defensivo que protege su posición en el mercado frente a la competencia.

Atractivo:

Invertir en Ørsted resulta especialmente atractivo no solo por su liderazgo global en energía eólica marina y su sólido equipo directivo, sino también por su valoración favorable en el mercado. A cierre de Q2, la empresa cotiza a un múltiplo de 8,9x EV/EBITDA, significativamente inferior al promedio del sector que se sitúa en 13,5x, lo que indica una oportunidad de compra con margen de apreciación. Además, Ørsted presenta un alto retorno sobre capital empleado (ROCE) del 10,1%, ubicándose en el percentil 5% más alto del mercado, lo que refleja su eficiencia y capacidad para generar valor. Por otro lado, la compañía mantiene un bajo nivel de apalancamiento financiero, con una ratio NetDebt/EBITDA de 2,8x, la más baja entre sus competidores, lo que le proporciona una estructura de capital sólida y flexible para enfrentar riesgos y financiar futuros proyectos.

Finalmente, ofrece un dividendo razonable, con un dividend yield del 0,5%, que combina estabilidad con potencial de crecimiento, haciendo de Ørsted una opción para la cartera del trabajo equilibrada y diferenciada que busca exposición a energía renovable con fundamentos financieros sólidos y un posicionamiento competitivo claro.

	EV/EBITDA	ROCE	Net Debt /EBITDA	Divid. Yield
Top (10%)	22.19x	8.44%	10.63x	6.38%
Top Quartile	18.41x	7.40%	8.57x	5.50%
Median	13.49x	4.50%	7.44x	4.30%
Bottom Quartile	10.89x	2.90%	3.78x	2.00%
Bottom (90%)	8.40x	2.00%	3.12x	0.32%
Ørsted	8.86x	10.1%	2.80x	0.5%
Ørsted Percentile	13.40%	94.50%	2.80%	12.80%
N	17	17	17	17

Figure 19: Tabla de percentiles Ørsted

3.1.2 GREENCOAT RENEWABLES

Contexto y equipo gestor:

Greencoat Renewables, fundada en 2017 y con sede en Dublín, es una de las gestoras de infraestructuras renovables más consolidadas de Europa. Su cartera supera los 1,5 GW de capacidad repartida en más de 40 activos en mercados clave como Irlanda, Alemania, Francia, Suecia y España. Desde su creación, ha mantenido un crecimiento estable y ha

distribuido más de €1.000 M en dividendos, apoyándose en una estrategia disciplinada de adquisiciones y rotación de activos.

La compañía está gestionada por Schroders Greencoat, con Bertrand Gautier y Paul O'Donnell liderando un equipo directivo con una larga trayectoria en inversión y gestión de activos renovables. Además, la presencia de una junta directiva independiente, presidida por Rónán Murphy (ex socio senior de PwC Irlanda), garantiza una gobernanza sólida y transparente.

Modelo de negocio:

Greencoat Renewables opera como una plataforma de inversión especializada en activos de energía eólica y solar en Europa. Su modelo de negocio se basa en la adquisición, gestión activa y optimización de activos operativos que generen ingresos estables a largo plazo. La compañía busca ofrecer rentabilidades predecibles a sus accionistas mediante una estrategia conservadora centrada en ingresos regulados y baja exposición al riesgo de mercado.

Fuentes de ingreso: La mayor parte de los ingresos proviene de la venta de electricidad generada por parques eólicos y solares, la cual se encuentra respaldada por contratos regulados o a largo plazo (PPAs) en países como Irlanda, Francia, Alemania, España o Finlandia. Estos contratos proporcionan visibilidad de flujos de caja y estabilidad operativa. Adicionalmente, la empresa optimiza su rentabilidad mediante adquisiciones disciplinadas y el reciclaje de capital en activos ya maduros.

Estrategia de crecimiento: La compañía prioriza el crecimiento inorgánico mediante la compra de activos en operación con bajo riesgo financiero y regulatorio. Tiene un enfoque selectivo y defensivo, que busca preservar la generación de caja y la sostenibilidad del dividendo. La gestión es activa, con rotación de activos dinámica.

Gestión del riesgo: Greencoat mantiene un enfoque conservador de apalancamiento, con deuda estructurada a nivel de activo y vencimientos escalonados. Su diversificación geográfica y tecnológica mitiga riesgos asociados a condiciones meteorológicas o cambios

regulatorios. Además, su cartera se encuentra en mercados europeos con marcos regulatorios estables, lo cual reduce la volatilidad esperada de ingresos.

Fosos defensivos (moat): La compañía cuenta con una cartera de activos de alta calidad, contratos estables, y un equipo gestor con experiencia contrastada en energías renovables. El respaldo institucional de Schroders y su enfoque disciplinado en capital allocation refuerzan su ventaja competitiva. Su estrategia de ingresos estables y bajo riesgo atrae a inversores conservadores, dificultando la replicabilidad de su modelo.

Atractivo:

Invertir en Greencoat Renewables resulta especialmente atractivo por su perfil financiero equilibrado y su clara orientación hacia la generación de ingresos estables. La compañía cotiza a un múltiplo de 11,4x EV/EBITDA, lo que representa una valoración inferior a la media del mercado, ofreciendo potencial de revalorización. Además, presenta un retorno sobre el capital empleado (ROCE) del 4,1%, en línea con sus comparables, y un nivel de apalancamiento más bajo que el de sus competidores, lo que refuerza su solidez financiera. Sin embargo, el aspecto más diferencial de esta inversión es su elevado dividendo, el más alto entre sus comparables, lo que aporta a la cartera un flujo constante de ingresos recurrentes y mejora la estabilidad general del portfolio. Esto la convierte en una opción muy atractiva dentro del universo de energías renovables, especialmente para estrategias orientadas a la rentabilidad y preservación de capital.

	EV/EBITDA	ROCE	Net Debt / EBITDA	Divid. Yield
Top (10%)	22.19x	8.44%	10.63x	6.38%
Top Quartile	18.41x	7.40%	8.57x	5.50%
Median	13.49x	4.50%	7.44x	4.30%
Bottom Quartile	10.89x	2.90%	3.78x	2.00%
Bottom (90%)	8.40x	2.00%	3.12x	0.32%
Greencoat Renewables	11.44x	4.1%	5.80x	8.9%
Greencoat Renewables Percentile	32.90%	46.40%	41.80%	100.00%
N	17	17	17	17

Figure 20: Tabla de percentiles Greencoat Renewables

3.1.3 BROOKFIELD RENEWABLES

Contexto:

Brookfield Renewable Corporation, filial de Brookfield Asset Management, es una de las principales compañías globales dedicadas a la generación de energía renovable. Su origen se vincula a Brookfield Renewable Partners, aunque en 2020 se creó la entidad corporativa cotizada para ampliar el acceso a inversores. La empresa gestiona una cartera diversificada de más de 25 GW de capacidad instalada, con activos en energía hidroeléctrica, solar, eólica y almacenamiento, y opera en mercados clave como América del Norte, Sudamérica, Europa y Asia. Su estrategia combina crecimiento orgánico, adquisiciones selectivas y una activa rotación de activos. Gracias al respaldo de su matriz y su enfoque en sostenibilidad, Brookfield se ha consolidado como un actor fundamental en la transición energética global.

Equipo Gestor:

Desde 2021, Connor Teskey lidera Brookfield Renewable Partners como CEO, y desde 2020 ejerce como presidente de la división Renewable Power & Transition de Brookfield Asset Management, entidad matriz de Brookfield Renewable Corporation. Teskey, que se incorporó a Brookfield en 2012, ha desempeñado roles clave en inversiones y operaciones energéticas, y antes trabajó en originación de deuda corporativa en un banco canadiense. Es licenciado en Administración de Empresas por la University of Western Ontario. Bajo su dirección, la plataforma ha desplegado más de USD 100 mil millones en activos renovables a nivel global y ha consolidado su posición como uno de los mayores emisores en energía limpia.

Modelo de negocio:

Es una de las principales plataformas de generación de energía limpia a nivel global, con un modelo de negocio basado en la adquisición, desarrollo, operación y optimización de activos de energía renovable a largo plazo. Con más de 25 GW de capacidad instalada y presencia en América, Europa y Asia, combina la escala operativa con una estrategia disciplinada centrada en la rentabilidad sostenible.

Fuentes de ingreso: Sus ingresos provienen fundamentalmente de la venta de energía renovable generada por sus activos hidroeléctricos, solares, eólicos y de almacenamiento. Estos ingresos están en su mayoría respaldados por contratos de compraventa a largo plazo (PPAs), regulaciones favorables y acuerdos indexados a la inflación, lo que proporciona visibilidad y estabilidad a largo plazo. Además, Brookfield obtiene retornos a través de la rotación activa de activos maduros y coinversiones con terceros institucionales.

Estrategia de crecimiento: La compañía sigue una estrategia de expansión mediante el desarrollo orgánico de nuevos proyectos, la adquisición de activos infravalorados o en transición, y alianzas estratégicas. Su acceso preferente a capital institucional, gracias a su pertenencia a Brookfield Asset Management, le permite aprovechar oportunidades de consolidación en un sector en crecimiento. Además, su presencia global diversificada le permite mitigar riesgos regionales. Brookfield Renewable diversifica por tecnología, región y tipo de contrato, y mantiene una política conservadora de apalancamiento y liquidez.

Fosos defensivos (moat): Brookfield Renewable cuenta con ventajas competitivas relevantes, escala global difícilmente replicable, contratos a largo plazo que aseguran ingresos previsibles, respaldo financiero y operativo de Brookfield Asset Management, y un historial probado de ejecución. Su capacidad para atraer capital institucional, operar eficientemente en múltiples geografías y mantener márgenes robustos refuerza su posición en un mercado con barreras de entrada cada vez más elevadas.

Atractivo:

Invertir en Brookfield Renewable Corporation resulta atractivo por tratarse de una de las gestoras de activos renovables de mayor calidad del mercado, con un historial probado de crecimiento estable y disciplinado en los últimos años. A pesar de cotizar a un múltiplo EV/EBITDA de 16,6x, por encima de la media del sector, esta valoración se considera razonable dada su exposición al mercado estadounidense, donde las métricas suelen ser más exigentes. La compañía mantiene un apalancamiento prudente con una ratio Net Debt/EBITDA de 6x y un EBITDA yield del 4,4%. Aunque su ROCE actual del 3% es algo inferior a la media, la recurrencia de sus ingresos y la solidez operativa respaldan su perfil

defensivo. Su escala global, enfoque a largo plazo y respaldo institucional consolidan a Brookfield como una pieza clave para la cratera del trabajo.

	EV/EBITDA	ROCE	Net Debt / EBITDA	Divid. Yield
Top (10%)	22.19x	8.44%	10.63x	6.38%
Top Quartile	18.41x	7.40%	8.57x	5.50%
Median	13.49x	4.50%	7.44x	4.30%
Bottom Quartile	10.89x	2.90%	3.78x	2.00%
Bottom (90%)	8.40x	2.00%	3.12x	0.32%
Brookfield Renewables	16.62x	2.9%	6.19x	4.4%
Brookfield Renewables Percentile	66.60%	25.00%	43.00%	58.30%
N	17	17	17	17

Figure 21: Tabla de percentiles Brookfield Renewables

3.2 COMPAÑÍAS

3.2.1 FLUENCE ENERGY INC

Contexto:

Fluence Energy es una empresa fundada en 2018 como una joint venture entre AES Corporation y Siemens, con el objetivo de liderar el desarrollo de soluciones avanzadas de almacenamiento energético y software inteligente para redes eléctricas. Desde su creación, se ha consolidado como un referente en el sector, con operaciones en más de 45 mercados y más de 18 GW de activos desplegados o gestionados. Su propuesta de valor se centra en facilitar la transición energética mediante sistemas escalables y digitales que mejoran la eficiencia y flexibilidad del sistema eléctrico.

Desde 2022, la compañía está dirigida por Julian Nebreda, un ejecutivo con más de 20 años de experiencia en AES Corporation, quien ha aportado una visión estratégica centrada en el crecimiento sostenible y la disciplina financiera. Junto a él, un equipo técnico altamente cualificado incluyendo a Brett Galura como CTO y Peter Williams al frente de producto y cadena de suministro ha impulsado la innovación tecnológica y la expansión operativa de Fluence.

Modelo de negocio:

Fluence Energy opera como un proveedor global de soluciones tecnológicas para almacenamiento de energía. Su modelo de negocio se basa en el diseño, integración, operación y mantenimiento de sistemas de almacenamiento de baterías a gran escala, combinados con software de optimización energética. La compañía no posee activos físicos de generación, sino que actúa como socio para utilities, operadores de red e inversores institucionales que buscan eficiencia, flexibilidad y descarbonización en el suministro eléctrico.

Fuentes de ingreso: Los ingresos de Fluence provienen principalmente de la venta de sistemas de almacenamiento de energía, así como de servicios asociados como la gestión operativa, mantenimiento predictivo y actualizaciones de software. Además, genera ingresos recurrentes mediante la plataforma de software Fluence IQ, que permite optimizar en tiempo real el despacho energético y la gestión de carteras. Este modelo mixto de ingresos por hardware y servicios digitales permite diversificación y escalabilidad a medida que crece la base instalada.

Estrategia de crecimiento: Fluence apuesta por una expansión global con foco en mercados donde el crecimiento renovable crean necesidad de flexibilidad de red. La estrategia combina el crecimiento orgánico mediante innovación tecnológica y penetración en nuevos mercados, con asociaciones estratégicas con grandes utilities y fondos de inversión. Su plataforma digital también permite monetizar el software de forma independiente del hardware, abriendo nuevas líneas de negocio.

Fosos defensivos (moat): El principal foso defensivo de Fluence reside en su combinación única de experiencia operativa, escala global y soluciones integradas de hardware + software. Su plataforma digital, junto con el historial probado en proyectos complejos, crea barreras de entrada tecnológicas y de confianza para nuevos competidores. El respaldo institucional de Siemens y AES refuerza su posición como socio fiable en proyectos críticos para la transición energética global.

Atractivo:

Invertir en Fluence Energy representa una oportunidad atractiva para la cartera, no solo por su posición estratégica en el emergente sector del almacenamiento de energía, sino también por su potencial para generar alfa y aportar un perfil diferenciador a la cartera. A diferencia de otras compañías del sector renovable ya más maduras, Fluence se encuentra en una fase temprana de desarrollo, lo que ofrece un punto de entrada con alto potencial de revalorización a medida que el negocio escala y consolida su posición en el mercado global.

El principal catalizador para este crecimiento es el papel fundamental del almacenamiento energético en la transición hacia sistemas eléctricos más flexibles, sostenibles y digitalizados. Se espera que a partir de 2026 Fluence experimente un salto significativo tanto en ingresos como en márgenes, debido al efecto del apalancamiento operativo y la mejora progresiva de la eficiencia tecnológica. Estos resultados estarán impulsados por una ejecución más rentable de proyectos y la maduración de su plataforma digital, que combina hardware y software para gestionar de forma inteligente los recursos energéticos.

Además, los retrasos en la entrega del backlog previsto para 2025, especialmente en proyectos a gran escala, han desplazado gran parte del crecimiento esperado hacia 2026, concentrando así el potencial de expansión en ese año. Este desfase no implica una pérdida de demanda, sino un ajuste temporal en la ejecución que refuerza aún más las expectativas futuras.

3.2.2 OPAL FUELS

Contexto:

Opal Fuels es una compañía estadounidense centrada en el desarrollo, producción y distribución de gas natural renovable (RNG), especialmente para su uso en el transporte pesado, uno de los sectores más difíciles de descarbonizar. Fundada en 2020 como parte de Fortistar y salida a bolsa en 2022, opera bajo un modelo verticalmente integrado que abarca desde la captura de metano en vertederos y explotaciones ganaderas hasta su conversión, purificación y distribución como combustible limpio. La empresa también desarrolla infraestructuras de repostaje para vehículos pesados, ofreciendo soluciones completas.

El equipo directivo está encabezado por Adam Comora, CEO y cofundador, con una sólida trayectoria en el sector energético y financiero, habiendo sido también CEO de TruStar Energy. Junto a Jonathan Maurer, cofundador y Chief Strategy Officer, con más de 25 años de experiencia en energías renovables e infraestructuras sostenibles, han logrado posicionar a Opal Fuels como uno de los líderes emergentes en RNG en EE. UU.

Modelo de negocio:

Opal Fuels opera como una plataforma integrada de gas natural renovable (RNG), especializada en la producción, refinamiento y distribución de combustible limpio para el transporte pesado. Su modelo de negocio abarca toda la cadena de valor del RNG: desde la captura de metano en vertederos y explotaciones ganaderas, pasando por su procesamiento en instalaciones propias, hasta su distribución en estaciones de repostaje construidas y gestionadas por la compañía. Esta integración vertical le permite controlar costes, asegurar suministro y ofrecer soluciones clave a flotas comerciales y operadores logísticos que buscan reducir sus emisiones.

Fuentes de ingreso: Los ingresos de Opal Fuels provienen principalmente de tres líneas de negocio:

1. Producción y venta de RNG como combustible de transporte, respaldado por contratos a largo plazo con flotas comerciales.
2. Construcción y operación de estaciones de repostaje de gas natural para terceros.
3. Venta de créditos regulatorios en mercados como el Renewable Fuel Standard (RFS) y el Low Carbon Fuel Standard (LCFS), lo que aporta una fuente adicional de rentabilidad y refuerza la viabilidad del modelo.

Estrategia de crecimiento: La compañía apuesta por un crecimiento orgánico a través del desarrollo de nuevos proyectos de captura y producción de RNG, y por la expansión de su red de repostaje. Además, mantiene alianzas estratégicas con grandes operadores logísticos y fondos de infraestructura para financiar y escalar nuevos desarrollos. El foco en contratos a largo plazo con clientes recurrentes fortalece la visibilidad de ingresos futuros, mientras

que su experiencia en ejecución permite replicar rápidamente proyectos en distintas regiones de EE. UU.

Ventaja competitiva (fosos defensivos): Opal Fuels cuenta con varios fosos defensivos clave, un modelo verticalmente integrado difícil de replicar, experiencia operativa en todos los eslabones de la cadena de RNG, relaciones comerciales sólidas con clientes de flotas pesadas, y una posición consolidada en el mercado de créditos regulatorios. Además, su enfoque exclusivo en el transporte pesado un segmento de difícil electrificación le otorga un nicho diferenciado con barreras de entrada y potencial de crecimiento sostenido.

Atractivo:

Incorporar Opal Fuels a la cartera representa una oportunidad estratégica para captar alfa en un mercado en plena expansión, impulsado por la creciente demanda de combustibles renovables en el sector del transporte pesado. La compañía se encuentra en una fase de crecimiento acelerado, con una posición consolidada en la producción y distribución de gas natural renovable (RNG), un segmento que muestra un potencial significativo debido a las políticas ambientales y la transición energética global. Además, Opal Fuels presenta valoraciones atractivas en relación con sus crecimientos esperados, lo que ofrece un punto de entrada favorable para inversores que buscan exposición a energías limpias con perspectivas de crecimiento sostenible.

Se esperan crecimientos estables tanto para Opal Fuels como para el mercado de Biogases en los próximos años, respaldados por la expansión de la infraestructura de repostaje y la creciente adopción por parte de flotas comerciales. Esta evolución, junto con la sólida generación de ingresos recurrentes y el acceso a créditos regulatorios, aporta visibilidad y estabilidad financiera. Por estas razones, Opal Fuels es una incorporación valiosa para diversificar la cartera, potenciar su perfil de riesgo-rendimiento.

3.3 ANÁLISIS DE ACTIVOS FRENTE A SECTORES

Orsted

Orsted se ha incorporado a la cartera por su papel como líder mundial en energía eólica offshore, siendo además el mayor inversor global en este segmento. Su posición de referencia lo sitúa como el actor mejor posicionado para capturar el crecimiento estructural del sector analizado en este trabajo, lo que refuerza su atractivo como activo estratégico dentro de la transición energética.

- **Energía eólica offshore:** Orsted es líder mundial en esta tecnología, con más de 8,9 GW de capacidad instalada en operación y proyectos en desarrollo que superan los 20 GW. Sus parques marinos se encuentran principalmente en Europa (Reino Unido, Dinamarca, Alemania, Países Bajos) y se están expandiendo en EE. UU. y Asia. La compañía ha sido pionera en turbinas de gran escala y en contratos a largo plazo (PPAs y CfDs), consolidándose como referente absoluto en el sector.
- **Biogás / biocombustibles:** Orsted no cuenta con activos significativos en biogás o biocombustibles. Su estrategia está centrada en electricidad renovable a gran escala, por lo que no ha apostado por este segmento, no obstante, tienen en operación 2,1 GW en plantas de biogás.
- **Almacenamiento de energía:** La compañía desarrolla algunos proyectos de almacenamiento en baterías vinculados a parques eólicos, principalmente en Reino Unido y EE. UU., con el objetivo de mejorar la integración de renovables en red. Sin embargo, su capacidad instalada en almacenamiento aún es muy reducida comparada con su negocio eólico, actuando más como un complemento estratégico que como una línea principal.

Brookfield Renewables

Brookfield Renewables tiene una gran exposición a la energía hidroeléctrica, complementada con activos en solar, eólica y almacenamiento, lo posiciona como un actor

clave para capturar el crecimiento estructural de las tecnologías analizadas en este trabajo, reforzando su atractivo como activo estratégico para la transición energética.

- **Energía hidroeléctrica (almacenamiento natural de energía):** Brookfield cuenta con más de 8.000 MW de capacidad hidroeléctrica en operación, lo que representa aproximadamente el 50% de su portfolio. La hidroeléctrica actúa como una forma de almacenamiento natural, aportando flexibilidad y estabilidad a la red, y consolidando a la compañía como referente en este segmento.
- **Energía eólica y solar:** La compañía posee más de 2.000 MW en eólica (onshore principalmente, aunque con creciente exposición a offshore) y alrededor de 3.000 MW en solar. Estos activos le permiten diversificar su matriz y aprovechar las oportunidades de crecimiento de dos de las tecnologías más competitivas en costes dentro del mercado renovable.
- **Almacenamiento de energía (Baterías Li):** Brookfield está desarrollando proyectos de baterías de gran escala asociados a renovables, con el fin de complementar su cartera y mejorar la integración de energía intermitente en la red. Aunque todavía representan una fracción pequeña de su portfolio, refuerzan su estrategia de diversificación y su posición de liderazgo en mercados clave como Norteamérica y Europa.

Greencoat Renewables

Greencoat Renewables se ha incorporado a la cartera por su amplia cartera de activos de energía solar y eólica en Europa, con presencia destacada en Irlanda, Francia, España y Alemania. La compañía se verá especialmente beneficiada por la creciente penetración de la combinación solar + baterías, ya que esta sinergia permitirá maximizar el valor de sus activos solares al desplazar la producción a las horas de mayor demanda. Esta oportunidad refuerza su posición como actor clave en la transición energética europea.

- **Energía solar y eólica:** Más de 1.000 MW en operación entre proyectos solares y eólicos, con crecimiento proyectado en Europa.

- **Almacenamiento en baterías:** Aunque aún no participa de forma directa, sus activos solares están bien posicionados para integrarse con baterías en los próximos años, capturando valor en mercados eléctricos cada vez más dependientes de la flexibilidad.
- **Biogás / biocombustibles:** No cuenta con activos en este segmento.

Fluence Energy

Fluence Energy se ha incorporado a la cartera por su liderazgo en almacenamiento de energía mediante baterías, un sector clave para la integración de renovables y la estabilidad de los sistemas eléctricos.

- **Almacenamiento en baterías:** Más de 6,5 GW instalados y 19 GW en desarrollo, con proyectos utility-scale y comerciales en mercados de referencia como EE. UU., Europa y Asia. Sus soluciones incluyen hardware y software de gestión inteligente de la energía, consolidando su papel como proveedor estratégico de flexibilidad en la transición energética.

OPAL fuels

Opal Fuels se ha incorporado a la cartera por su especialización en biogás y biometano, considerados en este trabajo como una solución estratégica para descarbonizar sectores difíciles de electrificar, como el transporte pesado.

- **Biogás / biometano:** Opera plantas que convierten residuos agrícolas, ganaderos y de vertederos en biometano, produciendo cientos de millones de galones equivalentes de RNG al año en EE. UU. Además, ha desarrollado una red de más de 350 estaciones de repostaje para biocombustibles renovables, impulsando el uso del biometano como sustituto directo del gas fósil.

Capítulo 4. CONSTRUCCIÓN Y ANÁLISIS DEL PORTFOLIO

4.1 ANÁLISIS POR COMPARABLES DE LAS GESTORAS

El análisis por comparables resulta una herramienta útil en este trabajo, ya que permite evaluar la valoración relativa de las gestoras seleccionadas frente a un conjunto de compañías con características similares. Para la construcción del grupo de comparables, he tenido en cuenta factores como el sector, ya que todas las compañías analizadas se dedican a la gestión de activos de energías renovables o la geografía, priorizando compañías europeas, aunque incluyendo algunas estadounidenses. A través de este enfoque, puedo identificar por qué las gestoras seleccionadas en mi TFM cotizan con descuentos frente a sus comparables, entendiendo si las diferencias responden a la calidad del negocio, a su contexto regional o a factores de mercado, y con ello extraer conclusiones sobre su potencial de revalorización.

A continuación, se ven las compañías seleccionadas para el análisis con sus diferentes métricas claves:

Compañías	País	Mkt. Cap (\$MM)	Net Debt (\$MM)	EV (\$MM)	Revenues	EBITDA Margin	EBITDA	LTM EV/EBITDA	ROCE	Net Debt /EBITDA	Dividend Yield
EDP Renovaveis	Portugal	12.39	10.79	25.78	2.28	44.3%	1.01	25.5x	0.9%	10.7x	0.0%
ERG S.p.A.	Italia	3.25	2.26	5.79	0.78	68.1%	0.53	10.9x	3.5%	4.2x	5.5%
Voltaia SA	Francia	1.39	2.02	3.80	0.57	33.7%	0.19	20.0x	2.2%	10.6x	0.4%
National Grid	UK	69.89	53.93	126.77	18.38	37.0%	6.79	18.7x	5.2%	7.9x	4.6%
Engie SA	Francia	56.62	35.95	105.58	76.47	18.3%	14.00	7.5x	7.6%	2.6x	6.8%
Veolia	Francia	26.20	18.15	49.63	46.30	12.5%	5.77	8.6x	7.4%	3.1x	5.1%
E.ON SE	Alemania	48.80	38.33	98.23	91.23	13.3%	12.12	8.1x	9.7%	3.2x	3.6%
Audax Renovables	España	0.83	0.38	1.26	2.24	5.5%	0.12	10.3x	12.8%	3.1x	2.0%
NextEra Energy	USA	152.09	87.26	249.91	25.27	53.7%	13.58	18.4x	4.5%	6.4x	3.1%
Algonquin Power & Utilities	Canada	4.46	6.27	11.76	2.37	35.6%	0.84	14.0x	3.8%	7.4x	4.3%
Clearway Energy	USA	3.78	7.90	15.16	1.41	74.7%	1.05	14.4x	1.7%	7.5x	5.8%
Encavis AG	Alemania	5.97	2.29	5.97	0.44	47.0%	0.21	28.6x	2.6%	11.0x	0.2%
Iberdrola	España	116.75	62.71	201.12	48.61	34.2%	16.61	12.1x	7.6%	3.8x	4.3%
Acciona Energia	España	10.31	8.30	21.58	21.63	8.9%	1.92	11.3x	5.0%	4.3x	3.4%
Atlantica Sustainable Infrastructure	UK	2.56	5.06	7.84	11.94	5.5%	0.66	12.0x	2.9%	7.7x	8.4%
Boralex Inc.	Canada	2.49	2.79	5.77	0.57	57.1%	0.33	17.7x	2.9%	8.6x	2.0%
AES Corporation	USA	8.20	29.36	42.72	12.12	26.1%	3.17	13.5x	4.8%	9.3x	6.1%
Orsted	Noruega	19.15	9.99	31.60	10.52	33.9%	3.57	8.9x	10.1%	2.8x	0.5%
Brookfield Renewables	USA	11.58	13.39	35.97	3.92	55.2%	2.16	16.6x	3.6%	6.2x	4.4%
Greencoat Renewables	Irlanda	1.01	1.21	2.38	0.36	58.2%	0.21	11.4x	4.1%	5.8x	8.9%

Figure 22: Tabla de compañías utilizadas para el análisis de comparables

En el gráfico de velas (figura 23) del múltiplo EV/EBITDA se aprecia que Orsted y Greencoat Renewables cotizan con un descuento frente a sus comparables, destacando Ørsted en torno al percentil 10% inferior y Greencoat en el cuartil más bajo. En contraste, Brookfield Renewables se sitúa en el cuartil superior, reflejo de la prima que suelen alcanzar las compañías estadounidenses por la mayor demanda de inversores en ese mercado, y por operar en una economía con altas tasas de crecimiento. Esta métrica es relevante porque permite comparar valoraciones de forma homogénea, ajustando por deuda y mostrando si un activo está caro o barato en relación con su capacidad de generar beneficios operativos.

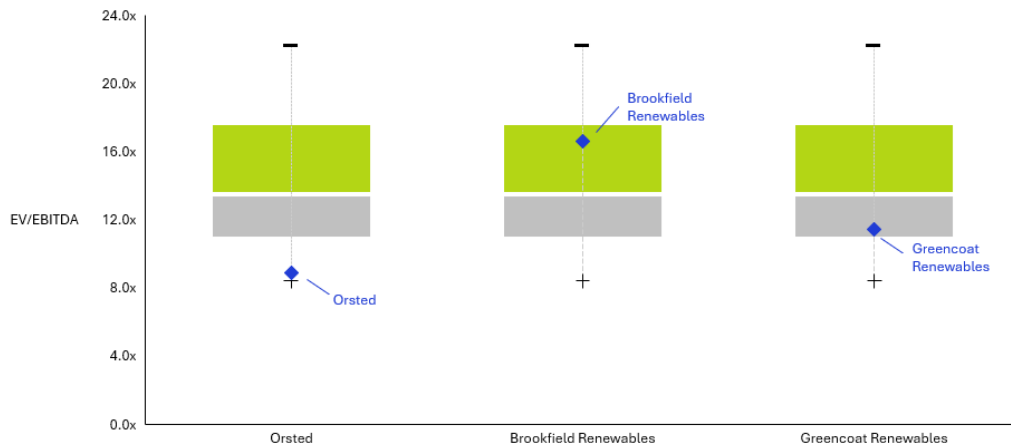


Figure 23: Gráfico de velas EV/EBITDA

En el gráfico de velas del ROCE (figura 24) se observa que Orsted se sitúa claramente por encima de sus competidores, mostrando una eficiencia superior en la generación de valor. En cambio, Brookfield Renewables y Greencoat Renewables aparecen en el cuartil inferior, con un ROCE en mínimos históricos; cuando estas dos gestoras recuperen sus niveles de generación de valor históricos de entorno al 8-9%, se reflejará en la cotización.

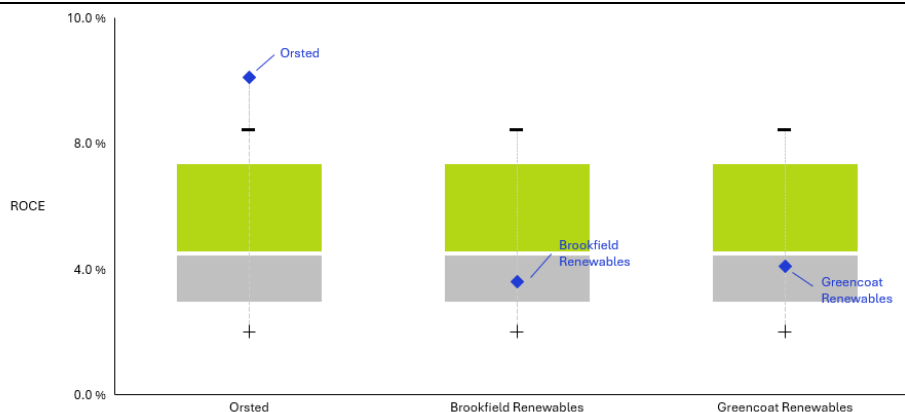


Figure 24: Gráfico de velas ROCE

En términos de apalancamiento respecto a EBITDA (figura 25), las tres gestoras se sitúan en los cuartiles inferiores, mostrando niveles relativamente bajos de endeudamiento. Ørsted, por su parte, destaca por su saneada estructura de capital, lo que le proporciona mayor solidez financiera frente a sus competidores.

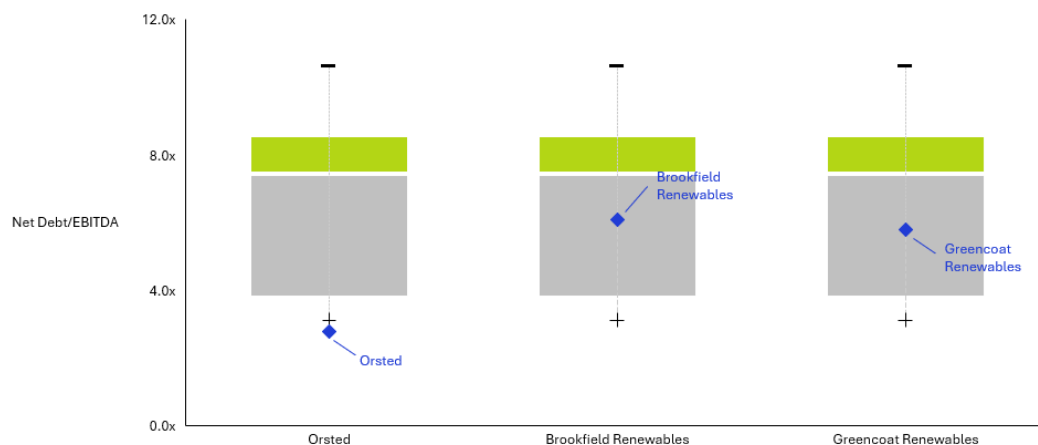


Figure 25: Gráfico de velas Net Debt/EBITDA

En el gráfico de velas del Dividend Yield, GreenCoat Renewables se destaca con un dividendo significativamente por encima del mercado, mostrando una política de retorno al accionista muy generosa. Brookfield Renewables se sitúa en la media, mientras que Ørsted se encuentra claramente por debajo del mercado, reflejando un enfoque más conservador en la distribución de dividendos.

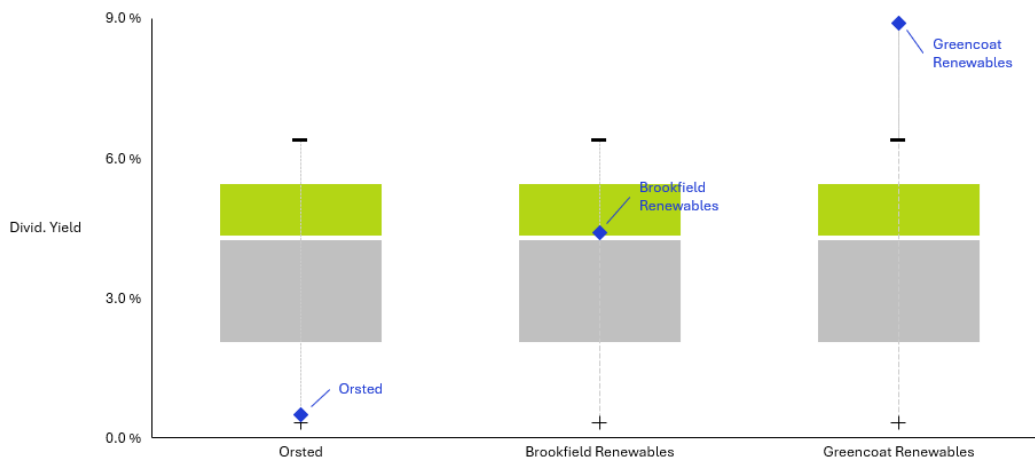


Figure 26: Grafico de velas Dividend Yield

Conclusiones

Orsted:

A cierre del segundo trimestre, Ørsted cotiza a 8,9 veces EBITDA, lo que supone un claro descuento frente a sus comparables si se tiene en cuenta que la compañía presenta un ROCE del 10,1%, el más elevado del sector, junto con un nivel de apalancamiento de apenas 2,8 veces, situándola en el percentil del 3% más bajo en endeudamiento. Si bien su rentabilidad por dividendo es inferior a la media del mercado, el elevado nivel de generación de valor vía ROCE, su posición geográfica estratégica en Noruega con exposición a un mercado energético estable y con fuerte potencial de crecimiento y su liderazgo en un sector en expansión estructural como la energía eólica offshore, justifican una valoración sustancialmente superior. Bajo un enfoque de múltiplos comparables, Ørsted debería cotizar al menos entre la mediana y el cuartil superior, es decir, en un rango de 15 a 18 veces EBITDA. Incluso en un escenario conservador, esto implicaría una revalorización del 70% al 100%, atribuible exclusivamente al arbitraje de múltiplos, generando una oportunidad de inversión muy clara.

Brookfield Renewables:

Brookfield Renewables cotiza actualmente a 16,6 veces EBITDA, posicionándose en el cuartil superior de valoración entre sus comparables. Si bien los parámetros de ROCE,

apalancamiento y dividend yield muestran que se encuentra en línea con lo que cabría esperar, la compañía justifica esta prima al tratarse de un activo americano, lo que históricamente implica múltiplos más elevados respecto a Europa. Esto se debe en gran parte a que Estados Unidos cuenta con motores de inversión estructurales adicionales, como el sistema de sanidad privada y los planes de pensiones privados, que canalizan ingentes volúmenes de capital institucional proveniente de aseguradoras y fondos de pensiones hacia este tipo de activos, generando mayor demanda y, en consecuencia, múltiplos más altos. Aunque la calidad del negocio de Brookfield, reflejada en su consistencia operativa y sólida performance en los últimos años, podría apuntar a un potencial de crecimiento adicional, un enfoque conservador lleva a concluir que cotiza a una valoración razonable. En este sentido, la generación de alfa y de retornos superiores en la inversión dependerá más del descuento de flujos de caja y de la optimización de su capacidad de crecimiento futuro que de un arbitraje de múltiplos.

Greencoat Renewables:

Greencoat Renewables sobresale dentro del sector por su extraordinario dividend yield, que la convierte en una de las compañías más atractivas para los inversores que buscan ingresos recurrentes y sostenibles en el tiempo. A esta fortaleza se suma una estructura de capital muy sólida, con un apalancamiento inferior al de sus competidores, y un ROCE en línea con la media del mercado, lo que refuerza su perfil financiero estable. La principal razón de su incorporación al portfolio radica precisamente en esta capacidad de generar un flujo de caja significativo y recurrente para el accionista, asegurando una rentabilidad inmediata. A cierre de Q2 cotizaba a 11.4 veces EBITDA, todavía existe margen para que alcance la media del mercado en torno a 13 veces, lo que supondría una revalorización adicional del 15% al 20%. No obstante, el verdadero atractivo de Greencoat Renewables está en su elevado nivel de dividend yield, que garantiza un retorno estable y diferencial más allá de la evolución del múltiplo.

4.2 ANÁLISIS POR DESCUENTO DE FLUJOS DE CAJA

Orsted:

1. Asunciones:

- **EBITDA:** En el modelo se han asumido crecimientos de EBITDA apoyados en las guías de la compañía, que apuntan a un 12% anual durante los próximos tres años. No obstante, hemos aplicado un 12% para los dos primeros años, un 11% en el tercero y un 7,5% para el cuarto y quinto año, reflejando en estos últimos el crecimiento estructural del mercado de energía eólica offshore y bioenergía. Esta aproximación implica una visión más conservadora respecto a las expectativas de la directiva.
- **CAPEX:** En cuanto al CAPEX, la compañía estimaba un plan de inversión hasta 2030 de DKK 178 billones. En el modelo, esta inversión se ha distribuido de manera gradual a lo largo de los próximos cinco años, reflejando así la planificación de los proyectos y el ritmo esperado de ejecución.

2. Calculo parámetros:

- **Desinversion:** El parámetro de desinversión de activos se ha calculado como un porcentaje de los Gross Fixed Assets, tomando la media de los últimos tres años. Esta media se ha proyectado de manera constante durante los próximos cinco años.
- **Depreciación:** La depreciación se ha calculado tomando el promedio porcentual sobre los Gross Fixed Assets de los últimos tres años, proyectando este mismo porcentaje de manera constante durante los próximos cinco años.
- **Working Capital:** Para las proyecciones de variación del Working Capital, se ha calculado el porcentaje del Working Capital respecto al EBITDA durante los últimos tres años. Posteriormente, se ha tomado el promedio de esos tres ejercicios y se ha proyectado de manera constante sobre el EBITDA durante los próximos cinco años.
- **Tax Rate:** Se ha calculado tomando el promedio de los últimos cinco años y se ha proyectado de manera constante durante los próximos cinco años.

- **WACC:** Para el cálculo del WACC se ha seguido el método de Damodaran, considerando la estructura de capital de la compañía y el coste de cada uno de sus componentes. Se ha asumido un coste de la deuda del 7% y, utilizando las tablas de Damodaran con el Equity Risk Premium y la Unlevered Beta, se ha obtenido un WACC del 7,7%.
- **g:** Para el cálculo de la tasa de crecimiento a perpetuidad (g), se ha asumido un 2%, adoptando un enfoque conservador y tomando como referencia una inflación estimada del 2%.

3. Resultado:

El modelo arroja un valor medio de capitalización bursátil de DKK 205,1 billones (Figura 27), mientras que a cierre de Q2 la compañía cotizaba en DKK 115. Esto implica un potencial de revalorización del 78%, reflejando un margen significativo entre el precio actual y el valor intrínseco estimado. El análisis evidencia un alto potencial de crecimiento de Orsted en los próximos 5-6 años, sustentado en su liderazgo en energía eólica offshore, los sólidos flujos de caja proyectados y un plan de inversión estructurado que permite capturar oportunidades de expansión y generación de valor a largo plazo.

		WACC				
		6.5%	7.0%	8.0%	8.5%	9.0%
g	2.2%	315.0	273.8	212.9	189.8	170.0
	2.1%	307.3	267.8	208.9	186.4	167.2
	2.0%	300.0	262.0	205.1	183.2	164.5
	1.9%	293.0	256.5	201.3	180.1	161.8
	1.8%	286.4	251.1	197.7	177.0	159.3

Figure 27: Resultado modelo valoracion Orsted

Brookfield Renewables:

1. Asunciones

- **EBITDA:** Los crecimientos de EBITDA para Brookfield Renewables se han estimado tomando el promedio de los últimos tres años de cada línea de negocio. Para las líneas hidroeléctrica y eólica, se ha mantenido este crecimiento durante cinco años, mientras que para solar y storage, en los dos últimos años del modelo se ha asumido un crecimiento del 10%, fundamentados en las expectativas estructurales del mercado.

- **CAPEX:** Para las estimaciones de CAPEX de los próximos años, se ha calculado el porcentaje de CAPEX respecto a los activos de los últimos tres años y se ha aplicado ese mismo porcentaje durante cinco años sobre los futuros Gross Fixed Assets, proyectando así la inversión necesaria para mantener y expandir la capacidad de la compañía.

2. Calculo Parametros:

- **Desinversion:** Para el cálculo de la desinversión de activos, se ha tomado el promedio de los últimos tres años para el primer año del modelo y, a partir de ahí, se ha proyectado un crecimiento del 10% anual en los años siguientes.
- **Depreciación:** La depreciación se ha calculado tomando el promedio porcentual sobre los Gross Fixed Assets de los últimos tres años, proyectando este mismo porcentaje de manera constante durante los próximos cinco años.
- **Working Capital:** Para las proyecciones de variación del Working Capital, se ha calculado el porcentaje del Working Capital respecto al EBITDA durante los últimos tres años. Posteriormente, se ha tomado el promedio de esos tres ejercicios y se ha proyectado de manera constante sobre el EBITDA durante los próximos cinco años.
- **Tax Rate:** Se ha calculado tomando el promedio de los últimos cinco años y se ha proyectado de manera constante durante los próximos cinco años.
- **WACC:** Para el cálculo del WACC se ha seguido el método de Damodaran, considerando la estructura de capital de la compañía y el coste de cada uno de sus componentes. Se ha asumido un coste de la deuda del 9,5% y, utilizando las tablas de Damodaran con el Equity Risk Premium y la Unlevered Beta, se ha obtenido un WACC del 9,9%.
- **g:** Para el cálculo de la tasa de crecimiento a perpetuidad (g), se ha asumido un 2,2% al operar en US ya que a las compañías europeas se le ha asignado una g de 2%, tomando como referencia una inflación estimada del 2%.

3. Resultado:

El modelo arroja una valoración de capitalización bursátil de 20,6 mil millones USD, mientras que a cierre de Q2 la compañía presentaba una capitalización de 11,6 mil millones

USD, lo que implica un potencial de revalorización del 77,6%. Brookfield Renewables opera con un amplio margen de seguridad, siendo líder en infraestructura renovable en Estados Unidos y respaldada por un equipo directivo excepcional, cuya calidad se ha demostrado consistentemente en los últimos años. Además, la confianza de grandes inversores, como Bill Ackman, que mantienen posiciones significativas en la compañía, refuerza la solidez de la tesis de inversión.

		WACC				
		9.5%	10.0%	10.5%	11.0%	11.5%
g	2.6%	27264.8	24430.0	21955.4	19776.6	17843.8
	2.4%	26350.1	23647.6	21280.1	19189.2	17329.1
	2.2%	25485.5	22905.3	20637.4	18628.4	16836.6
	2.0%	24667.0	22200.2	20024.9	18092.6	16364.8
	1.8%	23891.0	21529.4	19440.6	17580.0	15912.5

Figure 28: Resultado valoración Brookfield Renewables

Greencoat Renewables:

1. Asunciones

- **EBITDA:** Para el cálculo de los crecimientos de EBITDA se han asumido crecimientos del 8,5% para los tres primeros años, 8% en el cuarto y 7% en el quinto. Estas cifras se fundamentan en las estimaciones de analistas, las proyecciones de la compañía, el crecimiento estructural del mercado y el desempeño histórico de la empresa.
- **CAPEX:** Para el CAPEX se ha calculado el promedio de inversión de los últimos tres años para el primer año del modelo y, a partir de ahí, se ha proyectado un crecimiento anual del 4%, basado en las estimaciones de la compañía.

2. Calculo Parametros:

- **Depreciación:** La depreciación se ha calculado tomando el promedio porcentual sobre los Gross Fixed Assets de los últimos tres años, proyectando este mismo porcentaje de manera constante durante los próximos cinco años.
- **Working Capital:** Para las proyecciones de variación del Working Capital, se ha calculado el porcentaje del Working Capital respecto al EBITDA durante los últimos tres años. Posteriormente, se ha tomado el promedio de esos tres ejercicios y se ha proyectado de manera constante sobre el EBITDA durante los próximos cinco años.

- **Tax Rate:** Se ha calculado tomando el promedio de los últimos cinco años y se ha proyectado de manera constante durante los próximos cinco años.
- **WACC:** Para el cálculo del WACC se ha seguido el método de Damodaran, considerando la estructura de capital de la compañía y el coste de cada uno de sus componentes. Se ha asumido un coste de la deuda del 5,8% y, utilizando las tablas de Damodaran con el Equity Risk Premium y la Unlevered Beta, se ha obtenido un WACC del 7,3%.
- **g:** Para el cálculo de la tasa de crecimiento a perpetuidad (g), se ha asumido un 2,2%, algo inferior a lo asumido en Orsted ya que Irlanda es un país que crece por encima de la media europea.

3. Resultado:

El modelo de valoración de GreenCode Renewables arroja un valor de 1.007 millones de euros, mientras que a 20 de agosto la compañía cotiza a 826 millones de euros, lo que implica un potencial de revalorización del 22%. Greencoat Renewables se destaca por liderar la transición hacia un mix de almacenamiento y energía solar, operando en una economía de alto crecimiento como Irlanda, pero su factor diferencial clave es el altísimo dividend yield que ofrece, generando ingresos recurrentes y una atractiva rentabilidad para los inversores.

		WACC				
		6.5%	7.0%	7.5%	8.0%	8.5%
g	2.6%	1775.6	1431.9	1158.4	935.7	750.9
	2.4%	1648.2	1333.1	1079.9	872.0	698.3
	2.2%	1532.7	1242.5	1007.3	812.7	649.1
	2.0%	1427.4	1159.2	939.9	757.3	602.9
	1.8%	1331.1	1082.3	877.4	705.6	559.5

Figure 29: Resultado modelo valoración Greencoat Renewables

Fluence Energy:

1. Asunciones

- **EBITDA:** Para los crecimientos de Fluency Energy se ha estimado que EBITDA aumente un 7% en 2025, un 50% en 2026, seguido de un 40%, 30% y 12% en los años posteriores. Esto refleja que la compañía se encuentra en una fase muy temprana, invirtiendo y consolidando su estructura, pero a partir de 2026, según las estimaciones de la compañía y analistas, se espera que comience a madurar su estructura de costes, materializar el apalancamiento operativo y ejecutar la

adquisición de nuevos y grandes proyectos. No obstante, existe una mayor incertidumbre asociada a este activo en comparación con otros más consolidados.

- **CAPEX:** Para el cálculo del CAPEX de Opal Fuels, se ha tomado el promedio de inversión de los últimos tres años y se ha proyectado de manera constante durante los cinco años del modelo.

4. Calculo Parametros:

- **Depreciación:** La depreciación se ha calculado tomando el promedio porcentual sobre los Gross Fixed Assets de los últimos tres años, proyectando este mismo porcentaje de manera constante durante los próximos cinco años.
- **Working Capital:** Para las proyecciones de variación del Working Capital, se ha calculado el porcentaje del Working Capital respecto al EBITDA durante los últimos tres años. Posteriormente, se ha tomado el promedio de esos tres ejercicios y se ha proyectado de manera constante sobre el EBITDA durante los próximos cinco años.
- **Tax Rate:** Para el cálculo del Tax Rate de Opal Fuels se ha asumido un 23%, correspondiente a la tasa impositiva estándar para empresas en Estados Unidos.
- **g:** Para el cálculo de la tasa de crecimiento a perpetuidad (g), se ha asumido un 2,2% al operar en US ya que a las compañías europeas se le ha asignado una g de 2%, tomando como referencia una inflación estimada del 2%.

5. Resultado:

El modelo de Fluency Energy arroja una capitalización de 1.169 millones de euros, frente a los 978 millones actuales, lo que implica un potencial de revalorización del 19,5%. La compañía resulta especialmente atractiva por la disrupción que aporta al mercado, abordando un problema clave del almacenamiento energético. Aunque es un activo muy volátil y con riesgos implícitos elevados, su fase de crecimiento y el enorme potencial de upside la convierten en una oportunidad interesante para inversores dispuestos a asumir mayor riesgo a cambio de posibles rendimientos significativos.

		WACC				
		9.0%	9.5%	10.0%	10.5%	11.0%
g	2.6%	1492.8	1386.6	1295.0	1215.1	1144.8
	2.4%	1457.5	1356.8	1269.5	1193.1	1125.7
	2.2%	1424.4	1328.6	1245.3	1172.1	1107.4
	2.0%	1393.1	1302.0	1222.3	1152.2	1089.9
	1.8%	1363.6	1276.7	1200.5	1133.1	1073.2

Figure 30: Resultado modelo de valoracion Fluence Energy

OPAL Fuels:

2. Asunciones

- **EBITDA:** Para las estimaciones de crecimiento de EBITDA de Opal Fuels, se ha proyectado un crecimiento del 15% en 2025, seguido de incrementos del 20%, 18%, 15% y 12% en los años posteriores. Esto se fundamenta en que la compañía se encuentra en una fase temprana de desarrollo con altas tasas de crecimiento, tomando como referencia las estimaciones de la compañía, las tendencias estructurales del mercado de almacenamiento de energía y la demanda asociada, así como las proyecciones de los analistas.
- **CAPEX:** Para el cálculo del CAPEX de Opal Fuels, se ha tomado el promedio de inversión de los últimos tres años y se ha proyectado de manera constante durante los cinco años del modelo.

3. Calculo Parametros:

- **Depreciación:** La depreciación se ha calculado tomando el promedio porcentual sobre los Gross Fixed Assets de los últimos tres años, proyectando este mismo porcentaje de manera constante durante los próximos cinco años.
- **Working Capital:** Para las proyecciones de variación del Working Capital, se ha calculado el porcentaje del Working Capital respecto al EBITDA durante los últimos tres años. Posteriormente, se ha tomado el promedio de esos tres ejercicios y se ha proyectado de manera constante sobre el EBITDA durante los próximos cinco años.
- **Tax Rate:** Para el cálculo del Tax Rate de Opal Fuels se ha asumido un 23%, correspondiente a la tasa impositiva estándar para empresas en Estados Unidos.
- **WACC:** Para el cálculo del WACC se ha seguido el método de Damodaran, considerando la estructura de capital de la compañía y el coste de cada uno de sus componentes. Se ha asumido un coste de la deuda del 11% y, utilizando las tablas

de Damodaran con el Equity Risk Premium y la Unlevered Beta, se ha obtenido un WACC del 10%.

- **g:** Para el cálculo de la tasa de crecimiento a perpetuidad (g), se ha asumido un 2,2% al operar en US ya que a las compañías europeas se le ha asignado una g de 2%, tomando como referencia una inflación estimada del 2%.

4. Resultado:

El modelo de valoración de Opal Fuels arroja un valor de 106,6 millones de euros, frente a una capitalización de 70 millones a cierre del segundo trimestre, lo que implica un potencial de revalorización del 52%. La compañía se presenta como una inversión atractiva por operar en el sector de biogás y biocombustibles, un área emergente, en la que está buscando ganar cuota de mercado. Su alto crecimiento y su posición en una fase temprana del ciclo le permiten aportar un significativo alfa a la cartera, combinando potencial de apreciación de capital con exposición a tendencias estructurales de largo plazo.

		WACC				
		9.5%	10.0%	10.5%	11.0%	11.5%
g	2.6%	186.9	152.5	122.6	96.2	72.8
	2.4%	175.8	143.0	114.4	89.0	66.5
	2.2%	165.3	134.0	106.6	82.2	60.6
	2.0%	155.3	125.5	99.1	75.7	54.8
	1.8%	145.9	117.3	92.0	69.5	49.3

Figure 31: Resultado modelo valoración OPAL fuels

Capítulo 5. CONCLUSIÓN

Tras un análisis exhaustivo del sector energético renovable, se ha identificado que los segmentos con mayor potencial de rentabilidad a medio y largo plazo serán la eólica offshore, el biocombustible y el almacenamiento de energía. Estos sectores destacan tanto por su capacidad de crecimiento estructural como por su papel estratégico en la transición energética global. Por otro lado, las gestoras de infraestructuras se encuentran actualmente en un ciclo comprimido debido a las políticas monetarias restrictivas y al entorno de tipos de interés elevados. Sin embargo, una vez que la inflación se estabilice y los tipos se normalicen, se espera que este ciclo recupere dinamismo, generando oportunidades de rentabilidad significativas en estos sectores clave.

Se han valorado las diferentes gestoras seleccionadas en los sectores elegidos utilizando tanto Múltiples Comparables como DCF, mostrando un alto potencial de crecimiento en mercados con expansión estructural. La cartera en su conjunto presenta un potencial de revalorización del 53%, estimándose que en aproximadamente cuatro años podría alcanzar su valor intrínseco, lo que implicaría una TIR del 12,9%. Este nivel de retorno se considera más que razonable, teniendo en cuenta la diversificación de la cartera, con una amplia gama de activos por gestora, y la incorporación de dos compañías con alto potencial de crecimiento que aportarán alfa adicional.

Esto demuestra que una cartera diversificada, compuesta por diferentes gestoras, puede generar retornos más que razonables y atractivos en comparación con la selección individual de un único gestor. Además, ofrece una menor volatilidad en los resultados, aunque el retorno medio sea ligeramente inferior; considerando que los retornos medios esperados por fondos de infraestructura pueden variar entre el 12% y el 17%, esto refuerza aún más su atractivo como opción de inversión estable y eficiente.

	PESO	RENTABILIDAD
Orsted	\$ 7,5 MM	78%
Brookfield Renewables	\$ 6 MM	77%
Greencoat Renewables	\$ 2 MM	22%
Fluence energy	\$ 2 MM	20%
Opal fuels	\$ 2,5 MM	52%
CARTERA	\$ 20MM	63%

Capítulo 6. BIBLIOGRAFÍA

- [1] International Energy Agency “Offshore Wind Outlook 2019“. Noviembre 2019. [iea.org](https://www.iea.org)
- [2] Garcia, Eduardo. Wind turbine makers halt race for size to focus on cost, delivery, Mayo, 2017, [reuters.com](https://www.reuters.com).
- [3] Global Energy Transition Tracker, “North Sea Offshore Wind Development”. Octubre, 2024, gem.wiki
- [4] US Department of Energy, “Offshore Wind Market Report: 2023 Edition Executive Summary”, Septiembre, 2023, [energy.gov](https://www.energy.gov/energy.gov)
- [5] Demitra Alexandrou, “Strong 2023 Offshore wind growth as industry sets course for record-breaking decade”, June, 2024, [gwec.net](https://www.gwec.net)
- [6] WFO, “Global offshore wind report”, April, 2024, [wfo-global.org](https://www.wfo-global.org)
- [7] IRENA, “Future of wind; Deployment, Investment, Technology, grid integration and socio-economic aspects” Octubre 2019, [irena.org](https://www.irena.org)
- [8] NREL Transforming Energy, “Offshore Wind Market Report: 2024”. August, 2024 <https://docs.nrel.gov/docs/fy24osti/90525.pdf>
- [9] Genia Bioenergy “El biogás como combustible alternativo.” Blog técnico, s.f. (consultado 2025). [geniabiobioenergy.com](https://www.geniabiobioenergy.com)
- [10] SUEZ España. “SUEZ y las distintas tecnologías de enriquecimiento del biogás para obtener el mejor biometano.” Noticia Web, 6 Sept. 2023. [suez.comsuez.com](https://www.suez.comsuez.com)
- [11] Celia García-Ceca. “Alemania lidera la producción de biometano y biogás en 2023 a nivel europeo.” Energías Renovables (revista), 4 Dic. 2024. [energias-renovables.com](https://www.energias-renovables.com/energias-renovables.com)
- [12] Wasundara Doradeniya (World Biogas Association). “IEA Forecasts 32% Growth in Coming Years for Biogas Sector.” WBA News, 7 Feb. 2024. [worldbiogasassociation.org](https://worldbiogasassociation.org/worldbiogasassociation.org)
- [13] Frédéric Simon (Euractiv). “EU’s 35 bcm Target for Biomethane ‘Unrealistic’, Campaigners Say.” Euractiv/Advanced Biofuels USA, 22 Nov. 2023. [advancedbiofuelsusa.info](https://advancedbiofuelsusa.info/advancedbiofuelsusa.info)
- [14] International Energy Agency (IEA). “Outlook for Biogas and Biomethane – Prospects for Organic Growth.” Reporte de la AIE, 2020. [iea.org](https://www.iea.org)
- [15] Guidehouse – Gas for Climate. “Biomethane production potentials in the EU (2030/2050).” Informe técnico para Gas for Climate, 2022. [gasforclimate2050.eu](https://www.gasforclimate2050.eu)
- [16] Reuters. “Shell to buy Danish firm Nature Energy for nearly \$2 billion.” Reuters News, 28 Nov. 2022. [reuters.com](https://www.reuters.com)
- [17] McKinsey & Company. “Enabling renewable energy with battery energy storage systems.” Industrials & Electronics Practice, Aug. 2023.
- [18] Redshaw Advisors, BloombergNEF. “Global Energy Storage Outlook: 2022–2030.” Abril, 2023 [BloombergNEF](https://www.bloombergnef.com)
- [19] Poulter, Scott. “Analysts are looking forward to a terawatt-hour battery market.” Pacific Green (blog), Oct. 2023. <https://www.pacificgreen.com/articles/analysts-are-looking-forward-terawatt-hour-battery-market>