# POTENCIAL DE REDUCCIÓN DE COSTES DE LA EÓLICA Y LA SOLAR HASTA 2025

**El pasado mes de junio IRENA lanzó el informe "The Power to Change", en el que evalúa el potencial de reducción de costes hasta 2025 de las tecnologías solar y eólica. El informe concluye que aun cuando las tecnologías solar y eólica ya están disponibles a nivel comercial, todavía tienen un importante potencial de reducción de costes. De hecho, para 2025 el coste normalizado de la electricidad (más conocido por sus siglas en inglés, LCOE) promedio ponderado global de la fotovoltaica podría caer tanto como un 59%, y el de la termosolar podría descender hasta un 43%. La eólica terrestre y marina podrían ver caídas del 26% y el 35% respectivamente.**

Con los marcos político y regulatorio apropiados, solar y eólica pueden desbloquear aún importantes reducciones adicionales de costes hasta 2025 y más adelante. Las reducciones de costes estarán impulsadas por las mayores economías de escala, las cadenas de suministro más competitivas y las mejoras tecnológicas, que elevarán los factores de capacidad y/o reducirán los costes de instalación. Todo esto se llevará a cabo en un contexto de aumento de la competencia, lo que impulsará la innovación.

Las tecnologías solar y eólica se están beneficiando de las políticas de apoyo, viendo un crecimiento continuo en su desarrollo, y en algunos casos, muy importante en los últimos 10 años. Esto ha ayudado a crear las condiciones de mercado para las reducciones de costes experimentadas recientemente, y también ha establecido el escenario para que sus costes sigan bajando hasta 2025 y más allá.

A medida que crecen los mercados mundiales y regionales para estas tecnologías, las economías de escala dan frutos en la fabricación. Con el mayor tamaño del mercado, surgen oportunidades para mejorar la eficiencia de las cadenas de suministro. Los mercados nacionales individuales se convierten en regionales, permitiendo un mayor contenido local, reduciendo potencialmente los costes y los plazos de entrega.

De Alemania a Marruecos, de Dubai a Perú y de México a Sudáfrica, la gran competencia en las subastas y licitaciones está orientando a los promotores de proyectos a aplicar las mejores prácticas. Como resultado, incluso en los nuevos mercados, la competencia está reduciendo rápidamente los costes a niveles eficientes, asegurando que las tecnologías solar y eólica ofrecen un valor creciente.

Los costes de las energías renovables son muy específicos de cada emplazamiento. Los valores de los costes de instalación y LCOE de un proyecto solar y eólico concreto, varían mucho, no solo entre países, sino dentro de un mismo país. Esta variación se debe en parte a las diferencias en la calidad de los recursos entre diferentes emplazamientos. También se debe a la amplia variación en los costes totales de instalación de los proyectos. Factores que dependen del emplazamiento, tales como la calidad y disponibilidad de infraestructura local, o la distancia del proyecto a líneas de transmisión existentes, pueden tener un gran impacto en los costes totales de desarrollo del proyecto. Sin embargo, hay otros factores no estructurales que también necesitan ser tomados en cuenta para reducir los costes.

Son también esenciales unos parámetros políticos correctos para desbloquear posibles mejoras tecnológicas y reducciones de cos-

# SOLAR AND WIND COST REDUCTION POTENTIAL TO 2025

**In June this year IRENA published its report "The Power to Change", which assesses the potential for costs reduction in solar and wind power technologies by 2025. The report concludes that despite solar and wind power technologies being commercially available, they still have significant potential for cost reduction. In fact, by 2025 the global weighted average levelised cost of electricity (LCOE) for solar PV could fall by as much as 59% and the LCOE of CSP could drop by up to 43%. Onshore and offshore wind could see decreases of 26% and 35%, respectively.**

With the right regulatory and policy frameworks, solar and wind technologies can still unlock significant additional cost reductions by 2025 and beyond. Cost reductions will be driven by increasing economies of scale, more competitive supply chains and technological improvements that will raise capacity factors and/or reduce installation costs. All of this will take place against a backdrop of increasing competitive pressures that will stimulate innovation.

| | Datos mundiales medios ponderados / *Global weighted average data* | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Costes de inversión *Invesment costs* (2015 USD/kWh) | | % Cambio *Change* | Factor de capacidad *Capacity factor* | | % Cambio *Change* | LCOE (2015 USD/kWh) | | % Cambio *Change* |
| | 2015 | 2025 | | 2015 | 2025 | | 2015 | 2025 | |
| Fotovoltaica/*PV* | 1 810 | 790 | -57% | 18% | 19% | 8% | 0.13 | 0.06 | -59% |
| Termosolar (CCP) / *CSP (PTC)* | 5 550 | 3 700 | -33% | 41% | 45% | 8.4% | 0.15 -0.19 | 0.09 -0.12 | -37% |
| Termosolar (torre solar) / *CSP (ST, solar tower)* | 5 700 | 3 600 | -37% | 46% | 49% | 7.6% | 0.15 -0.19 | 0.08 -0.11 | -43% |
| Eólica terrestre / *Onshore wind* | 1 560 | 1 370 | -12% | 27% | 30% | 11% | 0.07 | 0.05 | -26% |
| Eólica marina / *Offshore wind* | 4 650 | 3 950 | -15% | 43% | 45% | 4% | 0.18 | 0.12 | -35% |

**Tabla 1. Costes de inversión promedio ponderados globales para solar y eólica, factores de capacidad y LCOEs, 2015 y 2025 | *Table 1: Global weighted average solar and wind power investment costs, capacity factors and LCOEs, 2015 and 2025***

Solar and wind technologies are benefiting from support policies that have seen deployment increase steadily and, in some cases, dramatically in the last ten years. This has helped create the market conditions for the cost reductions recently experienced. It also has set the stage for their costs to continue to fall through to 2025 and beyond.

As global and regional markets for solar and wind power technologies grow, economies of scale are showing results in manufacturing. With increased market scale, opportunities to improve the efficiency of supply chains are emerging. Individual country markets become regional, allowing greater local content, potentially reducing costs and lead times.

From Germany to Morocco, from Dubai to Peru and from Mexico to South Africa, intense competition in auctions and tenders focuses project developers on applying best practices. As a result, even in new markets, competition is driving down costs rapidly to efficient levels, ensuring solar and wind power technologies offer increasing value.

Renewable power generation costs are very site specific. Installation costs and LCOE values for an individual solar and wind power project vary widely, not only between countries, but at national level. This variation is partly due to differences in renewable resource quality between different locations. It is also due to the wide variation in total installed

tes. En algunos mercados, serán esenciales también cambios en las políticas existentes para hacer frente a los problemas y retos que rodean las persistentes primas de costes. En muchos casos, esto va mucho más allá del ámbito nacional, pues las normativas municipales locales también imponen a veces costes adicionales. Del mismo modo, los gobiernos tienen que ser proactivos en términos de establecer unos marcos políticos que minimicen los costes de transacción. Los procesos y procedimientos administrativos de autorización simplificados, en base a directrices nacionales acordadas previamente, pueden ayudar a reducir los costes de desarrollo y la incertidumbre para los promotores de proyectos.

Mirando hacia el futuro, a medida que continúen cayendo los precios de los equipos solares y eólicos, crecerá la importancia de los costes de los equipos auxiliares (BoS, por sus siglas en inglés), de operación y mantenimiento y el coste de capital, como impulsores de la reducción de costes. Actualmente los costes de operación y mantenimiento representan de una quinta a una cuarta parte del total del LCOE. Al mismo tiempo, el perfil de riesgo del mercado de generación renovable y los proyectos individuales, tiene un gran impacto en el coste de capital y por lo tanto en el LCOE. Para evitar estos dos factores que desaceleran la reducción del LCOE, es cada vez más importante un mayor enfoque de la política y de la industria en reducir estos costes. Para la fotovoltaica, y en menor medida, la termosolar y la eólica, la amplia variación en los costes del BoS representa hoy en día la mayor fuente de oportunidades de reducción de costes.

## Solar fotovoltaica

Impulsados por las mejoras tecnológicas en los módulos fotovoltaicos, los avances en fabricación, las economías de escala y la reducción de costes del BoS, los costes globales promedio ponderados de instalación de sistemas fotovoltaicos a escala comercial podrían caer un 57% entre 2015 y 2025. Reducciones de costes aun mayores son posibles, si se acelera la implementación y se produce un cambio más rápido hacia mejores prácticas de costes del BoS.

Un análisis basado en las tecnologías cristalinas apunta a que los costes de los módulos podrían caer al intervalo 0,30-0,41 $/W para 2025. Sin embargo, con el crecimiento previsto del despliegue de la fotovoltaica, las tasas de aprendizaje sugieren que la reducción de costes de los módulos podría superar el deseo tradicional de la industria (con los precios de los módulos cayendo a 0,28-0,46 $/W para 2025).

Las mayores oportunidades de reducción de costes para los módulos fotovoltaicos, sucederán en cualquiera de los extremos de la cadena de valor de los módulos de silicio cristalino. La producción más barata de polisilicio reducirá a la mitad los costes por vatio del polisilicio en 2025, y representará un tercio del potencial total de reducción de costes de los módulos. Esto ocurrirá junto con el aumento de la capacidad de reactores, la reducción del consumo de electricidad y la utilización de métodos de fabricación diferentes del clásico proceso "Siemens".

El siguiente mayor potencial de reducción de costes proviene de la fabricación de células a módulos. Aquí, se espera que el coste disminuya en alrededor de un tercio para las tecnologías cristalinas y que contribuya en otra tercera parte al potencial global de reducción.

Dado que los precios promedio actuales de los módulos van de 0,52 $/W a 0,72 $/W, las reducciones absolutas de costes de los módulos serán relativamente modestas. Como resultado de la elevada proporción actual de los costes del BoS de media, a nivel mundial, la mayor parte del potencial de reducción de costes totales de instalación de sistemas fotovoltaicos en la próxima década provendrá de reducciones continuas de los costes del BoS.

costs for projects. Site-specific factors, such as the quality and availability of local infrastructure, or the distance of the project from existing transmission lines, can have a big impact on overall project development costs. Yet, there are other, non-structural, factors that also need to be addressed to reduce costs.

The correct policy settings will therefore be essential to unlock ongoing technological improvements and cost reductions. In some markets, changes to existing policy settings will also be essential to address the challenging issues surrounding persistent cost premiums. In many cases, this goes significantly beyond national level, with local municipal regulations also sometimes imposing additional costs. Similarly, governments need to be proactive in terms of establishing policy frameworks that minimise transaction costs. Streamlined, yet comprehensive administrative procedures and approval processes based on pre-agreed national guidelines can help reduce project development costs and uncertainty for project developers.

Looking forward, as equipment costs for solar and wind power continue to fall, balance of system (BoS) costs, operations and maintenance (O&M) and the cost of capital will rise as cost reduction drivers. It is now common for O&M costs to account for one-fifth or one-quarter of the total LCOE. At the same time, the risk profile of the renewable power generation market and individual projects has a large impact on the cost of capital and therefore the LCOE. To avoid these two factors slowing LCOE reductions, increased policy and industry focus on driving down these costs is becoming increasingly important. For solar PV and, to a lesser extent, CSP and wind power, the wide variation in BoS costs today often represents the largest source of cost reduction opportunities.

## Solar PV

Driven by technological improvements in solar PV modules, manufacturing advances, economies of scale and reductions in BoS costs, the global weighted average installed costs of utility-scale PV systems could fall 57% between 2015 and 2025. Larger cost reductions are possible if deployment accelerates and a more rapid shift to best practice BoS costs occurs.

An analysis of crystalline technologies points to module costs falling to between 0.30 and 0.41 US$/W by 2025. However, with the projected growth in solar PV deployment, learning rates suggest that module cost reductions could exceed the conventional wisdom of the industry (with module prices falling to between 0.28 and 0.46 US$/W by 2025).

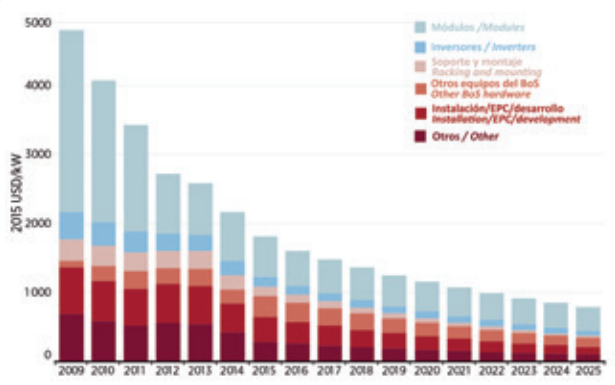


**Figura 1: Costes totales mundiales medios ponderados de instalación de fotovoltaica a escala comercial, 2009-2025** | ***Figure 1: Global weighted average utility-scale solar PV total installed costs, 2009-2025***

Con la configuración de políticas adecuadas, incluyendo la puesta en común de mejores prácticas de políticas y normativas, y políticas de crecimiento estable para los nuevos mercados, podrían lograrse incluso mayores reducciones de costes del BoS. Esto podría resultar en una reducción adicional de 0,16 $/W en el coste total global medio ponderado de instalación de solar fotovoltaica a escala comercial hasta los 0,63 $/W en 2025 (una reducción del 65% con respecto a 2015). Si la convergencia hacia mejores prácticas es más lenta que en el caso central, entonces los costes totales de instalación podría caer a 1,04 $/W (una reducción del 43% con respecto a 2015).

Las posibles reducciones en los costes de instalación podrían hacer caer el LCOE de los proyectos fotovoltaicos a escala comercial una media del 59% entre 2015-2025, situándose en 0,03-0,12 $/kWh en 2025. Este intervalo previsto para el LCOE considera todas las diferencias entre los proyectos, desde los distintos niveles de irradiación a los costes de capital en los diferentes países. Serán posibles costes aún menores si se asumen ciclos económicos más largos, o el coste medio ponderado del capital es inferior al 7,5% asumido para los países de la OCDE y China y del 10% para el resto del mundo. Los anuncios recientes de acuerdos de compra de energía y subastas a precios bajos récord para fotovoltaica, sobre todo en México y Dubai en 2016, ponen de relieve cuán rápidamente siguen disminuyendo los costes de la fotovoltaica.

### Eólica terrestre

El coste de los parques eólicos terrestres seguirá cayendo. Históricamente, los costes de instalación de la eólica terrestre se han reducido un 7% cada vez que la potencia mundial instalada se ha duplicado. En 2025, los costes totales de instalación de parques eólicos terrestres podrían disminuir en un 12%.

IRENA ha actualizado las curvas de aprendizaje global para los costes de inversión y el LCOE de la eólica terrestre para el período 1983-2014. A nivel mundial, el coste de inversión promedio ponderado de la eólica terrestre se redujo de 4.766 $/kW en 1983 a 1.623 $/kW en 2014, una reducción de dos tercios. Esto hace de la eólica terrestre un buen nicho de inversión, con una inversión acumulada de 647.000 M$ entre 1983 y 2014. Los datos preliminares de 2015 sugieren que los costes continuaron descendiendo, con una media ponderada global de 1.560 $/kW.

Las futuras reducciones de costes provendrán de una continuación de la tendencia actual de aumento de las economías de escala. También habrá una mayor competencia entre los proveedores de la cadena de valor eólica. Esto ocurrirá a pesar de que los aerogeneradores terrestres siguen creciendo en potencia, altura del buje y diámetro del rotor, lo que aumenta la producción de electricidad con el mismo recurso eólico, pero también aumenta los costes de instalación. Las innovaciones en diseños avanzados de torres ayudarán a evitar que los costes de la torre y las cimentaciones aumenten tan rápido como las potencias de los aerogeneradores, permitiendo

Foto cortesía de | *Photo courtesy of:* Nordex

The biggest cost reduction opportunities for solar PV modules will take place at either end of the crystalline silicon module value chain. Cheaper polysilicon production will halve polysilicon costs per watt by 2025 and account for one-third of the total module cost reduction potential. This will occur along with increased reactor capacity, reduced electricity consumption and the uptake of alternative manufacturing methods to the classic "Siemens" process.

The next largest cost reduction potential comes from cell-to-module manufacturing. Here the cost is expected to decline by around one-third for crystalline technologies and to contribute another third to the overall reduction potential.

Given that current average module prices range from 0.52 to 0.72 US$/W, absolute module cost reductions will be relatively modest. As a result of the current high share of BoS costs, on average, globally, the bulk of the total PV system installed cost reduction potential in the next decade will come from continuous BoS cost reductions.

With the right policy settings, including the sharing of policy and regulatory best practices, in addition to stable growth policies for new markets, even larger BoS cost reductions could be achieved. This could result in an additional 0.16 US$/W reduction in the global weighted average total installed cost of utility-scale solar PV to 0.63 US$/W by 2025 (a 65% reduction compared to 2015). If convergence towards best practice is slower than in the central case, then total installed costs could fall to 1.04 US$/W (43% down on 2015).

The possible reductions in installed costs could see the LCOE of utility-scale PV projects fall by an average of 59% between 2015-2025, to stand at between 0.03 to 0.12 US$/kWh by 2025. This projected LCOE range takes into account all the individual project differences from irradiation levels and capital costs in the different countries. Lower costs will be possible if longer economic cycles are assumed, or if the weighted average cost of capital (WACC) is lower than the 7.5% estimated for OECD countries and China and 10% for the rest of the world. Recent announcements of record low power purchase agreements and tender prices for solar PV, notably in Mexico and Dubai in 2016, highlight just how rapidly solar PV costs continue to decline.

### Onshore wind power

The cost of onshore wind farms will continue to fall. Historically, the installation costs of onshore wind power have declined by 7% every time global installed capacity has doubled. By 2025, the total installation costs of onshore wind farms could decrease by around 12%.

IRENA has updated the global learning curves for onshore wind power investment costs and the LCOE for the period 1983-2014. At global level, the weighted average investment cost of onshore wind declined from 4,766 US$/kW in 1983 to 1,623 US$/kW in 2014, down two-thirds. This makes onshore wind a significant investment class, with cumulative investment of US$647bn over the period 1983 to 2014. Preliminary data for 2015 suggest that costs continued to fall, with a global weighted average of 1,560 US$/kW.

Future cost reductions will come from a continuation of the current trend of increased economies of scale. There will also be greater competition among suppliers in the wind power value chain. This will occur despite onshore wind turbines continuing to grow in capacity, hub height and rotor diameter, which increases electricity yields from the same wind resource,

modestas reducciones del coste por kV. Las palas segmentadas y las innovaciones en materiales para palas, ayudarán a reducir los costes de instalación y a mantener bajos los costes de las palas a medida que aumenta su longitud. La aplicación más generalizada de las mejores prácticas en el desarrollo de proyectos también puede ayudar a reducir los costes generales del proyecto. Otro de los beneficios de aumentar la potencia del aerogenerador es que puede ayudar a reducir el coste por kV del BoS (costes excluyendo los aerogeneradores) y es una oportunidad importante en países con limitaciones de terreno.

En general, los aerogeneradores y torres representan la mayor parte del potencial de reducción de costes de instalación de 190 $/kW, representando el 27% y el 29% del total, respectivamente. Una mayor aplicación de mejores prácticas en el desarrollo de parques eólicos por parte de los promotores y los reguladores (por ejemplo, a través de procedimientos simplificados de aprobación de proyectos, criterios de evaluación acordados a nivel nacional para consulta local, etc.), podría reducir aún más los costes, y podrían significar tanto como una cuarta parte del total de la reducción potencial de costes de instalación en 2025. La cadena de suministro y las economías de escala en la fabricación representan alrededor del 13% de las reducciones de costes totales.

El LCOE promedio ponderado global de la eólica terrestre podría caer un 26% en 2025. El LCOE caerá más rápidamente que los costes de inversión, pues las mejoras tecnológicas en curso a partir de diseños mejorados, los aerogeneradores más grandes, las mayores alturas de buje y diámetros de rotor, desbloquean mayores factores de capacidad para un mismo recurso eólico.

Entre 1998 y 2014 las alturas de buje aumentaron un 80% en Alemania, un 110% en Dinamarca y un 49% en EE.UU. Esto ha permitido acceder a un recurso eólico a mayor altura y más estable. Para 2025, los diseños mejorados de palas, de controles de cabeceo y guiñada y las torres más avanzadas, pueden ayudar a desbloquear factores de capacidad aún mayores. Las mejoras continuas en cuanto a fiabilidad, especialmente para las transmisiones, ayudarán a reducir los costes de operación y mantenimiento y a conseguir una mayor producción mediante la reducción del tiempo de inactividad.

Hasta 2025, el crecimiento de estas características del aerogenerador y el creciente uso de aerogeneradores optimizados para emplazamientos de vientos bajos, darán lugar a ganancias continuas en los factores de capacidad en la mayoría de los mercados. Sin embargo, algunos mercados pueden ver reducidas o compensadas estas ganancias, a medida que disminuye la calidad media del recurso eólico en los emplazamientos disponibles. En general, sin embargo, sigue existiendo un gran potencial para aumentar los factores de capacidad. El factor de capacidad promedio ponderado global para nuevos desarrollos de aerogeneradores podría aumentar en alrededor de cinco puntos porcentuales, del 27% en 2014 al 32% en 2025. Además, algunas reducciones en los costes de operación y mantenimiento de parques eólicos también ayudarán a reducir el LCOE de la eólica terrestre.

La combinación de menores costes totales de instalación y de operación y mantenimiento, así como el aumento de los factores de capacidad, significa que el LCOE de la eólica terrestre podría caer un 26% en 2025, más del doble de la disminución prevista en los costes de instalación. Las mejoras en los factores de capacidad representarán poco menos de la mitad de este potencial, a pesar de que en algunos mercados más maduros, los parques eólicos ya han tenido acceso a la mayor parte de los mejores emplazamientos. Las reducciones del coste de instalación suponen alrededor del 34% de la reducción y la reducción de los costes de operación y mantenimiento el resto.

Foto cortesía de | *Photo courtesy of:* Eneco

but puts upward pressure on installation costs. Innovations in advanced tower designs will help to keep tower and foundation costs from rising as fast as turbine ratings, allowing modest per-kilowatt cost reductions. Segmented blades and innovations in blade materials will help to reduce installation costs and hold down blade costs as their length grows. The more widespread application of best practices in project development can also help reduce overall project costs. Another benefit of increasing turbine capacity is that they can help reduce per-kilowatt BoS costs (excluding the costs of the turbines) and are an important opportunity in countries with land constraints.

Overall, turbines and towers account for the largest share of the installation cost reduction potential of 190 US$/kW, accounting for 27% and 29% of the total respectively. The increased application of best practices by developers and regulators in wind farm development (e.g., by streamlining project approval procedures, nationally agreed evaluation criteria for local consultation, etc.), could bring down costs yet further and might account for as much as one-quarter of the total installation cost reduction potential by 2025. Supply chain and manufacturing economies of scale account for around 13% of the total cost reductions.

The global weighted average LCOE of onshore wind could fall 26% by 2025. The LCOE will fall more rapidly than investment costs, as ongoing technological improvements based on improved designs, larger turbines, increased hub heights and rotor diameters unlock higher capacity factors with the same wind resource.

Between 1998 and 2014 hub heights increased by 80% in Germany, 110% in Denmark and 49% in the US. This has enabled access to higher and more stable wind resources. By 2025, improved blade designs, pitch and yaw control, and more advanced towers can help unlock even higher capacity factors. Continued improvements as regards reliability, in particular for drive trains, will help reduce O&M costs and yield higher output by cutting downtime.

Up to 2025, the growth in these turbine characteristics and the increasing use of turbines optimised for low-wind speed sites will see continued gains in capacity factors for most markets. Some markets may see these gains reduced or offset as the average quality of available wind sites declines. Overall, however, there remains strong potential for capacity factors to rise. The global weighted average capacity factor for new wind turbine developments could increase by about five percentage points, from 27% in 2014 to 32% by 2025. Additionally, some reductions in O&M costs for wind farms will also help drive down the LCOE of onshore wind.

The combination of lower total installation and O&M costs, as well as rising capacity factors, means that the LCOE of onshore wind could fall 26% by 2025, more than twice that

## Eólica marina

El potencial de reducción de costes totales de instalación para la eólica marina se encuentra en torno al 15% para 2025, con la mayor parte procedente de menores costes de instalación. Esto será desbloqueado por aerogeneradores más grandes, procesos más eficientes, el aumento del pre-montaje y puesta en servicio de componentes en tierra, y la instalación más rápida de las cimentaciones.

La eólica marina está en su infancia en comparación con la eólica terrestre, con una capacidad total instalada que alcanzó los 12 GW a finales de 2015. Entre 2000 y 2015, el LCOE de la eólica marina aumentó porque aumentaron los costes de capital. Esto se debió a que los proyectos se desplazaron más lejos de la costa y de los puertos, hacia aguas más profundas. El aumento fue atenuado por los aerogeneradores más grandes, áreas barridas más grandes y el enfoque en emplazamientos con mejores recursos eólicos, dando lugar a un aumento de los factores de capacidad.

Los costes de instalación parecen haber alcanzado su punto máximo, y existen oportunidades adicionales para reducirlos en toda la cadena de valor del parque eólico marino para 2025. La mayor oportunidad radica en el proceso de construcción e instalación, lo que podría aportar más del 60% del potencial total de reducción. También contribuye la reducción de costes incrementales de rotores y góndolas, así como de las torres. Hay una compensación económica entre los grandes aerogeneradores de más de 6 MW, que dan lugar a mayores factores capacidad, pero reducen algunos de los beneficios de costes de la innovación tecnológica en palas (los aerogeneradores más grandes requieren palas más largas), estructuras de apoyo y torres. Sin embargo, los beneficios netos de este enfoque son importantes para el LCOE general del proyecto.

En 2025, el LCOE de los parques eólicos marinos podría caer un 35%, como resultado del despliegue de la próxima generación de grandes aerogeneradores marinos avanzados. Los futuros parques eólicos tendrán mayores factores de capacidad, al tiempo que se desarrollan en una industria más grande y mejor entendida por los financieros. Los descensos del LCOE también se verán impulsadas por los costes reducidos de instalación y construcción, y por prácticas más eficientes de desarrollo de proyectos.

Un enfoque continuo en conseguir la reducción de costes a través de la optimización del diseño del parque eólico y los componentes, así como las oportunidades para reducir los costes de operación y mantenimiento, podrían desbloquear futuras reducciones medias del LCOE de alrededor del 35% para 2025. Dada la incertidumbre en torno a los diversos factores que contribuyen a la reducción de costes de instalación, al aumento del factor de capacidad y las mejoras de operación y mantenimiento, se estima un intervalo entre el 32% y el 42% para proyectos individuales equivalentes.

El componente más importante de la reducción del LCOE vendrá de un coste medio ponderado reducido del capital. Esto ocurrirá a medida que surja un mayor número de promotores con más experiencia en los mercados locales y regionales cada vez más maduros. También habrá una apreciación más amplia, por parte de un grupo más amplio de instituciones financieras, de los riesgos reales que plantean los proyectos de eólica marina.

La siguiente mayor fuente de reducción del LCOE vendrá de acontecimientos en torno al aerogenerador, especialmente el paso de grandes aerogeneradores de 6 MW a aerogeneradores muy grandes (más de 8 MW). También vendrá de mejoras en las palas y el tren de potencia. Estos desarrollos conducirán a aumentos de los factores de capacidad, menor tiempo de inactividad y menores costes de operación y mantenimiento.

of the anticipated decline in installation costs. Improvements in capacity factors would account for just under half of this potential, despite the fact that in some more mature markets, wind farms have already accessed most of the best sites. Installation cost reductions comprise around 34% of the reduction and reduced O&M costs the remainder.

## Offshore wind power

The total installation cost reduction potential for offshore wind is in the region of 15% by 2025, with most of the potential coming from lower installation costs. This will be unlocked by larger turbines, more efficient processes, increased on-land pre-assembly and commissioning of components and quicker foundations installation.

Offshore wind is in its infancy compared to onshore wind power, with a total installed capacity that reached 12 GW at the end of 2015. Between 2000 and 2015, the LCOE of offshore wind rose as capital costs increased. This was because projects moved further offshore and away from ports into deeper waters. The increase was mitigated by larger turbines, larger swept areas and the focus on sites with better wind resources yielding increased capacity factors.

Installation costs appear to have peaked and there are incremental opportunities to reduce them across the entire offshore wind farm value chain by 2025. The largest opportunity lies in the construction and installation process, which could account for over 60% of the total reduction potential. Also making a contribution are incremental cost reductions for turbine rotors and nacelles, as well as towers. There is an economic trade-off between the large 6 MW+ turbines that will yield higher capacity factors as they erode some of the technology innovation cost benefits in blades (larger turbines require longer blades), support structures and towers. However, the net benefits from this approach are significant for the overall LCOE of the project.

By 2025, the LCOE of offshore wind farms could fall by 35% as a result of the deployment of the next generation of advanced, large offshore wind turbines. Future wind farms will have higher capacity factors, while being developed in a larger industry that is better understood by financiers. LCOE declines will also be driven by the reduced costs for installation and construction, as well as from more efficient project development practices.

A continued focus on achieving cost reductions through optimising wind farm design and components, as well as opportunities to reduce O&M costs, could unlock average future LCOE reductions of around 35% by 2025. Given uncertainty around the various factors contributing to installation cost reductions, capacity factor increases and O&M improvements, the range is estimated to be between 32% and 42% for equivalent individual projects.

The largest component of the reduction in the LCOE will come from a reduced WACC. This will occur as a larger pool of experienced developers emerges with greater experience in increasingly mature local and regional markets. There will also be a wider appreciation by a larger group of financial institutions of the actual risks posed by offshore wind projects.

The next largest source of LCOE reduction will come from developments around the turbine, especially the shift from large 6 MW turbines to very large (8 MW+) turbines. It will also come from blade and drive train improvements. These developments will lead to increased capacity factors, lower downtime and lower O&M costs.