



Plataformas para extracción y proceso, y nave para instalación de tubos (izquierda).

Foto: cortesía de El Paso Corp.

Ingeniería mar adentro

Txt: Antonio Alonso

Pozos de gas natural a 2.700 m bajo el agua que son explotados por una plataforma petrolífera semisumergible; un conducto de 1.200 km que discurre a 1.000 m de la superficie; un parque eólico de 80 aerogeneradores instalado a 20 km de la costa... Son los retos que el mar propone a una ingeniería (*offshore*) que lucha contra los elementos.

A más de 2.700 m bajo la superficie del mar, trabajando a una presión 270 veces mayor de lo que lo haría una máquina en superficie, se encontrará funcionando en breve la que será la explotación de gas natural instalada a más profundidad de las construidas hasta la fecha. El proyecto

Independence comenzó como todas las iniciativas de explotación energética mar adentro (*offshore*)... En el año 2001 se descubrió un nuevo yacimiento en el Golfo de México, una de las principales zonas del mundo en la que se efectúan explotaciones de hidrocarburos en aguas ultraprofundas.

Durante 2002 y 2003 varias empresas hallaron otros yacimientos en las inmediaciones del primero, lo que provocó que se gestara la idea de aunar esfuerzos a la hora de explotar los pozos.

Los proyectos de este tipo suelen ocupar entre cinco y seis años (al-

guno más en ciertos casos) desde que se encuentra el origen de una nueva fuente y se comienza su explotación. Durante esos años se llevan a cabo una serie de fases que implican la cooperación de varias empresas de ingeniería muy especializada, desarrollos a medida en ciertos casos, el trabajo de miles de personas para la construcción de las estructuras y obras necesarias y unos presupuestos que, como en el caso del Independence, llegan a los 2.000 millones de dólares (unos 1.500 millones de euros).

A cambio de tal esfuerzo este proyecto, en el que colaboran sociedades americanas y europeas, arrancará del mar suficiente gas natural como para incrementar la producción norteamericana de este combustible aproximadamente en un 2%. En concreto, se prevé que una vez puesta en marcha, la plataforma envíe al continente americano 28,3 millones de m³ al día.

RÉCORDS FULMINADOS

Eso supone demasiado dinero en juego. Por esta razón, las empresas que se ocupan de la explotación en mar abierto suelen optimizar sus recursos al máximo, con el fin de obtener un mayor volumen de gas o petróleo con un coste menor. En el caso de Independence varias compañías se unieron a la iniciativa: Enterprise, Helix Energy Solutions y otras cuatro firmas de exploración y producción. El proyecto se dividió, además, en tres subproyectos, uno dedicado a la instalación para la extracción sub-



Las plataformas como estas de El Paso se levantan directamente sobre el fondo marino.

acuática de gas (Subsea); un segundo dirigido al desarrollo e implantación de la plataforma de procesado (Hub), a la que estarán conectados diez pozos submarinos repartidos en un radio de unos 56 km, y el tercero destinado a la creación de un enlace entre la plataforma y un gasoducto que transporta el combustible hasta la costa (Trail).

PERFORAR A MÁS DE 3.000 METROS

Aunque el proyecto Independence es el que en breve constituirá la mayor explotación submarina de hidrocarburos, se prevé que no se tardará en superar sus marcas. De hecho, la compañía Transocean ostenta el récord de profundidad en una perforación submarina con un pozo de prospección que realizó en el Golfo de México a 2.967 m, por lo que ya se habla de cómo llegar a mayores

niveles. Para superar las barreras que impone la gran presión del fondo marino, las empresas especializadas están trabajando en diversas tecnologías que permitan una mayor seguridad de operación, como los sistemas de protección de presión de alta resistencia, los materiales preparados para trabajar a elevadas temperaturas y presiones y los procesos subacuáticos.



Los tres desarrollos han batido marcas para llevar la explotación del yacimiento adelante. Independence Subsea ha superado récords de profundidad en la colocación de un árbol de producción, en el tendido de una línea de flujo, en la instalación de una tubería de retorno, en el despliegue de una línea umbilical y en ser los primeros en emplear fibra de carbono en esas líneas. Independence Hub es la plataforma que operará a una mayor profundidad, para mantener su posición utilizará las líneas

MEDGAZ 'ABRIRÁ EL GRIFO' EN 2009

Unos 210 km de una tubería de 24 pulgadas instalada a una profundidad máxima de 2.160 m en el mar Mediterráneo. Ése es el objetivo de Medgaz, un consorcio de siete empresas encabezado por Cepsa y Sonatrach en el que también participan Total, Endesa, BP, Gaz de France e Iberdrola. La sociedad fue constituida en 2001 para desarrollar una canalización entre Argelia y España por la que pasarán al año 8.000 millones de m³ de gas natural. El proyecto, que *abrirá el grifo* a mediados de 2009, tiene un presupuesto de unos 900 millones de euros y en él participarán unos 2.000 profesionales.

de amarre más largas de las instaladas hasta la fecha, con 3,8 km de longitud, que estarán conectadas a los pilares de anclaje situados a mayor profundidad.

PLATAFORMA SEMISUMERGIBLE
Las cifras de la plataforma semisumergible, sin que sea la mayor de su tipo en el mundo, son igualmente sorprendentes: 17.508 t, 70 m de lado y casi 49 m de alto. Todo el conjunto está anclado a un sistema de

12 cables de 9 pulgadas para que la plataforma no se desplace y para dotarla de estabilidad, algo que agradecerán los 16 ocupantes que pueden vivir en la instalación.

Por su parte, los tubos desplegados por el proyecto encargado del transporte del gas hasta las instalaciones tierra adentro (Independence Trail) serán también los que estén a mayor profundidad de los instalados hasta ahora, a unos

2.400 m de la superficie. En total se colocarán 215 km de tubería para acometer el enlace con tierra.

NORUEGA Y REINO UNIDO

El Independence Trail luce con orgullo su marca de 215 km, pero el poseedor del récord de longitud en una canalización submarina de este tipo tiene otro nombre, Ormen Lange, y una localización bien distante de las cálidas aguas del Golfo de México, el inhóspito Mar

Proceso de construcción del gasoducto Medgaz

Infografía: cortesía de Medgaz.

SISTEMA 'LAY BARGE'

Medgaz utilizará este sistema para construir el gasoducto. En la plataforma móvil se suelda la tubería antes de tenderla sobre el lecho marino.



1. Traslado de los tubos
Los tubos se trasladan hasta la plataforma en un barco.

Descripción: capas de protección.

C. Resinas epoxídicas (contra la corrosión).

B. Material adhesivo (para fijar el revestimiento).

A. Polipropileno (para proteger el tubo de golpes y rozaduras).

Diámetro

24 pulgadas (610 mm)

En las zonas de poca profundidad lleva además un revestimiento de hormigón

Longitud: 12 m

2. Torre de soldadura
Los tubos se colocan en la parte central de la plataforma y se elevan hasta la torre de soldadura.

Velocidad de construcción: 3 km de tubería al día.

GRÚAS MÓVILES
PLATAFORMA MÓVIL

3. Soldadura
Se procede al alineamiento de los tubos, que se sueldan mediante arco eléctrico.

4. Refuerzo de las juntas
Las juntas se comprueban y se revisten con dos capas, una de polipropileno y otra de epoxy, para que toda la tubería quede protegida.

Tendido en J (vertical)
Suele aplicarse entre los 400 y 3.500 m de profundidad. Mientras avanza la plataforma, el gasoducto se introduce en el mar verticalmente.

Tendido en S
Se puede emplear en zonas poco profundas o muy profundas (hasta 2.500 m). El gasoducto se introduce en el mar horizontalmente.

5. Tendido: a medida que los tubos se unen, la barcaza tiende el gasoducto sobre el fondo del mar. Medgaz puede emplear dos sistemas: tendido en S y tendido en J.

6. Enterrado
En las zonas más cercanas a la costa, el gasoducto se entierra para protegerlo del tráfico marítimo. Una máquina dragadora hace la zanja donde se introduce la tubería y, posteriormente, se entierra.

El control de la excavadora submarina se efectúa mediante un ordenador en el que se ha incorporado un modelo de realidad virtual

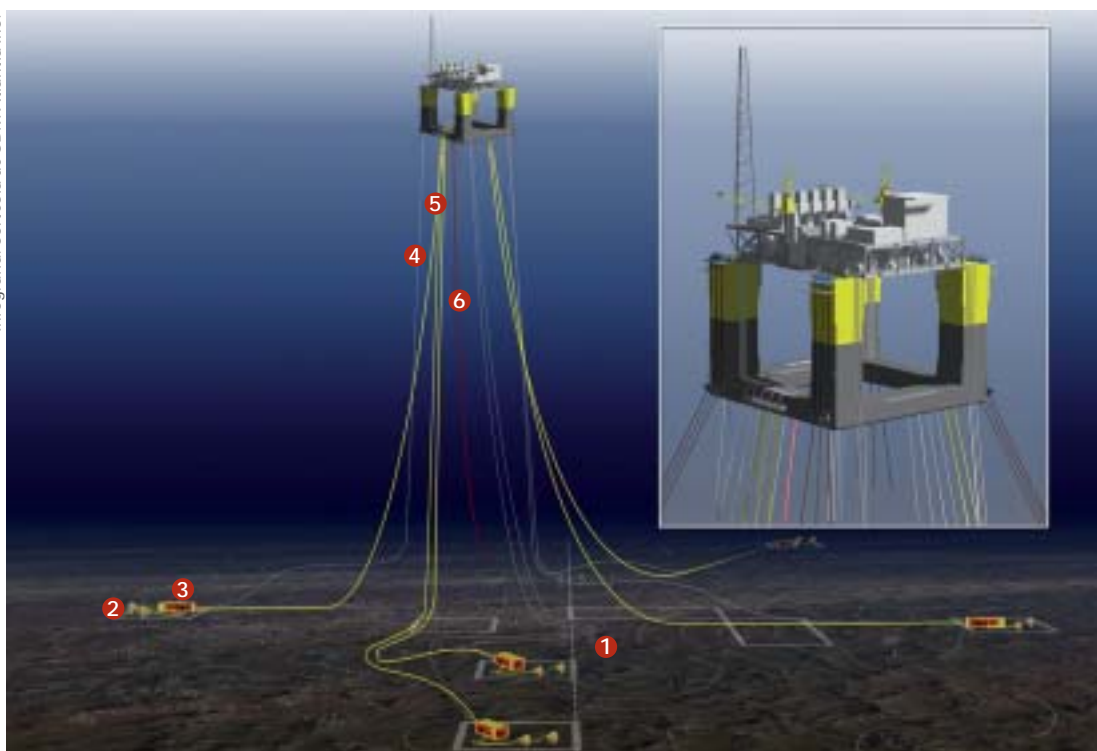
del Norte. 1.200 km de gasoducto, a una profundidad de entre 850 y 1.100 m, son los que se instalarán entre la terminal de procesado del pozo petrolífero de Ormen Lange, situado en Nyhamna (costa Noruega) y Easington, un punto de distribución en el sur del Reino Unido.

El proyecto, junto con el yacimiento ubicado a 100 km de la costa –que comenzará a operar en octubre de 2007 y en el que han participado Norsk Hydro, Shell, Petoro, Statoil, British Petroleum, Exxon Mobil y Conoco Phillips–, costará unos 7.000 millones de euros. La mayor parte, cerca de 4.900 millones, se destinarán al desarrollo del campo petrolífero submarino y el resto, a la canalización entre los dos países. El tubo llevará hasta Reino Unido 70 millones de m³ de gas al día, suficiente para abastecer el 20% de la demanda de ese país y de seguir haciéndolo en las próximas décadas.

PLANTA DE EXTRACCIÓN

A pesar de que el gasoducto de 1.200 km proporciona una cifra más que llamativa, el mayor reto para los ingenieros de este proyecto radica en la planta de extracción y producción y su conexión con la costa noruega. La temperatura en la zona de operaciones de la excavación es de aproximadamente 1,2°C, y dado que es necesario utilizar agua en los procesos de extracción, surgía el problema de que se congelara dentro de tubos y máquinas, por lo que se optó por

Infografía: cortesía de SBM Atlantia Inc.



EL LARGO CAMINO A LA SUPERFICIE

Los pozos se comunican con la superficie en dos sentidos. El petróleo o el gas es bombeado a la superficie desde miles de metros dentro del subsuelo marino gracias a un sistema de bombeo electrosumergible (1) (ESP, según sus siglas inglesas). El árbol de producción (2), que se sitúa sobre el pozo, controla la presión y la inyección química que se aplica al fluido para eliminar los hidratos y las incrustaciones que puedan aparecer en la corriente de producción. Del árbol, el petróleo o el

gas pasan, mediante un conector (3), a un colector que recoge los fluidos que llegan de todos los pozos y los envía a la superficie a través de una línea de flujo (4) y un tubo ascendente (5). Para que el crudo o el gas sean capaces de realizar ese recorrido se emplean bombas de refuerzo que impulsan el fluido por su trayecto.

COMUNICACIONES PRECISAS

Dado que los pozos a gran profundidad se encuentran en condiciones medioambientales duras, las instala-

ciones se construyen con los componentes necesarios para no tener que tocarlos una vez que estén en marcha. Por eso es necesario una comunicación con el fondo desde la plataforma y para ello se utilizan las líneas umbilicales (6). Por su interior circulan las comunicaciones (entre la plataforma, los cabezales y los elementos de fondo de pozo), la energía eléctrica e hidráulica (se inyecta agua en los pozos para mantener la presión en su interior) y los productos químicos.

idear el sistema de anticongelación más grande del mundo. Para ello dos tubos inyectan en el cam-

po de extracción un líquido basado en glicol, que consiste en gas, condensación y agua, que previene la congelación de esta última.

Mientras que el problema de la congelación ha hallado su solución en la química, el de la estabilidad de la canalización en un terreno muy irregular con picos de hasta 60 m de altura tuvo que ser resuelto por la mecánica y la topografía. Para evitar que el tubo de canalización hasta la costa quedara suspendido entre los irregulares puntos del terreno –una cuestión peligrosa en un lugar con fuertes

Foto: cortesía de Hydro.



En Ormen Lange se ha utilizado la Saipem 7000, la segunda nave grúa más grande del mundo.

Infografía: cortesía de Eca Hytec.



Vehículo robot guiado a distancia (ROV) de Hytec utilizado en operaciones submarinas.

corrientes de fondo—, se determinó la ruta que seguiría. Posteriormente, se empleó un equipo de submarinos dirigidos remotamente para trazar un preciso mapa del lecho marino y se colocaron transpondedores (señalizadores) en diversos puntos. Sobre esos puntos se depositaron rocas en cantidad suficiente como para servir de base al tubo de canalización.

INNOVACIÓN SUBMARINA

Como complemento a esta adaptación del terreno se hicieron excavaciones en el fondo, a fin de retirar los picos con los que el tubo de canalización se tropezó en el camino; para ello se desarrolló un modelo especial de excavadora de fondo, denominada Nexans Spider. El ingenio aprovechó el cuerpo de tracción de una excavadora forestal suiza. El sistema de este ROV (en español, vehículo operado por control remoto) consiste en unos difusores instalados en la pala de la excavadora que lanzan agua a presión contra el terreno y disuelven la arcilla. Un tubo aspira-

dor retira y propulsa hacia atrás todo el material recogido por la pala.

El control de la Spider se realiza mediante un ordenador en el que hay un modelo de realidad virtual tanto del terreno como de las máquinas, lo que permite trabajar a

los operarios con minuciosa precisión, incluso en un entorno en el que —en la realidad, bajo el agua— existen tantas partículas en suspensión que la visibilidad es prácticamente nula.

La Spider no es la innovación más importante en la explotación de Ormen Lange. La instalación pasará a la historia de los proyectos *offshore* por ser la primera a gran escala en la que todos los elementos que la integran, desde los sistemas de extracción a los de producción, se encuentran bajo el agua. En 2005 se instalaron dos plataformas de 1.150 t cada una a una profundidad de 850 m. Estas piezas de ingeniería submarina extraerán gas de ocho pozos perforados por la nave West Navigator, que llegan a la mayor profundidad perforada hasta ahora: 2.900 m bajo el suelo. Todo el proceso y el control de la producción se llevará desde la planta de Aukra, a 120 km de distancia, gracias a unas líneas umbilicales de fibra óptica dispuestas bajo el lecho marino.

GRANJA DE MOLINOS

Las explotaciones petrolíferas y gasísticas no son los únicos proyectos energéticos que se desarrollan mar adentro. Según la asociación

Entre Noruega y el Reino Unido se instalarán 1.200 km de gasoducto, a una profundidad de entre 850 y 1.100 m



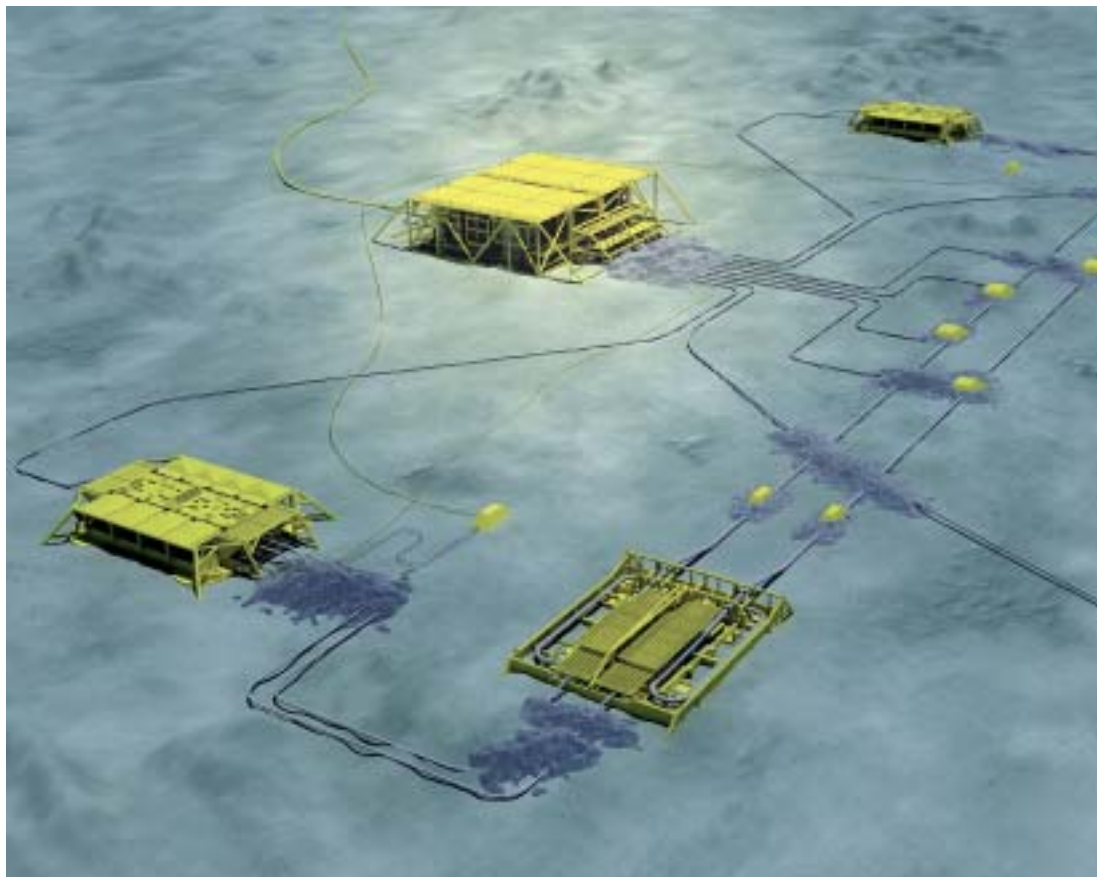
Foto: cortesía de REpower.

El conjunto completo del aerogenerador se debe montar en la costa antes de su traslado.



Infografías: cortesía de Hydro.

ción mundial para la energía eólica (WWEA), la producción de electricidad mediante molinos de viento presenta unas excelentes expectativas. Mientras que en 1997 las instalaciones en todo el mundo generaban 7.475 MW al año, en 2006 esa cifra casi se había multiplicado por diez y la previsión es que en 2010 sean 160.000 MW los que se generen por este método. La expectativas chocan, sin embargo, con una barrera ineludible, ya que los parques de aerogeneración requieren



Infografías: cortesía de Hydro.

Croquis del complejo de extracción submarino Ormen Lange



Infografías: cortesía de Ormen Lange.

Ormen Lange es único: todo el equipo de extracción está instalado bajo el agua a una profundidad de 1.000 m. A la derecha corre el gasoducto que se unirá al Reino Unido.

Ormen Lange pasará a la historia del *offshoring* por ser la primera instalación en la que todos los elementos que la integran están bajo el agua



Infografías: cortesía de Hydro.

de extensiones de terreno que no siempre están disponibles, son caras o hay dificultad para obtener permisos de construcción. Por eso, la idea es que una parte de esos megavatios sean generados en parques eólicos *offshore*; una alternativa que no sólo no inutiliza un espacio terrestre, sino que además resulta más eficiente porque las instalaciones en el mar tienen una generación un 50% superior a la que se consigue tierra adentro.

Los parques eólicos en el mar tienen una generación un 50% superior a la que se consigue en las instalaciones tierra adentro

Los primeros en construir una granja de molinos en el mar fueron los daneses en 1991, cuando implantaron el primer parque compuesto por 11 aerogeneradores. Once años después Dinamarca volvió a marcar la pauta en esta cuestión, construyendo en 2002 el que de momento es el mayor parque eólico marino del mundo, en

MOLINOS CON HORMIGÓN FLOTANTE

La tecnología de las plataformas aplicada a los molinos para generación eléctrica. Eso es lo que está desarrollando la empresa Hydro en Noruega. Actualmente las granjas de molinos en el mar no se pueden construir en lugares con profundidades superiores a los 20 m, ya que es necesario fabricar una base para el molino que, por razones técnicas, topa con dificultades más allá de esa marca. Hydro pretende multiplicar esa profundidad por diez para lo que está desarrollando una tecnología que emplea un hormigón flotante similar al que se usa en las plataformas semisumergidas en el mar para la explotación de yacimientos de hidrocarburos. Con ese material se construye un cilindro (1) (que cuenta con un peso (2) en su base para que quede

vertical sobre el mar). Sobre esa figura de 120 m de largo se ajusta un aerogenerador (3) de los que se utilizan en las actuales instalaciones eólicas *offshore*. Todo el conjunto se deja flotando en el agua y, al igual que se hace con las naves perforadoras y con las plataformas flotantes, se ancla en el fondo del mar con tres resistentes cabos (4).

AEROGENERADORA 700 M

Con este procedimiento, los ingenieros de Hydro aventuran que se podrán colocar aerogeneradores en aguas de una profundidad de entre 200 y 700 m. La compañía desarrolladora espera que en 10 ó 15 años se cuente con el primer campo eólico marino y ya habla de instalaciones de 200 turbinas que podrían generar 1.000 MW.



Horns Rev. Se trataba de una fase inicial muy decisiva en el proyecto del Gobierno danés con miras a llegar a los 4.000 MW previstos para 2030 en sus mismas aguas.

La empresa Elsam fue la encargada de situar 80 turbinas en el Mar del Norte, a una distancia de entre 14 y 20 km de la costa danesa (y a 560 m entre una y otra). La instalación genera 160 MW de electricidad, energía más que suficiente para cubrir el consumo de 150.000 hogares daneses, alcanzando los 270 millones de euros el presupuesto destinado a hacerla realidad.

CONSTRUIR UN PARQUE

La construcción de un parque eólico en el mar se inicia con el levantamiento de contenedores de sujeción fabricados en acero que serán los encargados de anclar las columnas de los aerogeneradores en el fondo del mar. En el caso de Horns Rev se dispusieron tubos de acero de un peso variable de entre 180 y 230 t, 4 m de diámetro y paredes de 5 cm de espesor. Estos pilares se clavaron dentro del fondo marino a una profundidad de 25 m, para lo que se sirvieron de una máquina con patas estabilizadoras apoyada en el fondo, que mediante un peso presionaba sobre el borde superior de los tubos.

En el interior de esos tubos, que sobresalen unos 9 m por encima de la superficie, se colocaron las denominadas piezas de transición, unos bloques compactos que contienen elementos prefabricados (como la protección catódica, los conductos para los cables submarinos, etc.). Esta pieza estabiliza y afianza el pilar al fondo y lo mantiene vertical. Sobre este conjunto se levanta el aerogenerador al completo (aspas, cabezal y columna). Los rotores utilizados tienen un diámetro de 80 m y la altura del conjunto del aerogenerador es de 70 m. Las más de 245 t del ingenio se emplazan verticalmente gracias a la ayuda de un barco grúa, que



Foto: cortesía de REpower.

incorpora unas patas para sujetarse con una mayor estabilidad sobre el fondo.

CONEXIONES POR CABLE

Una vez que todas las turbinas estuvieron ubicadas se conectaron a una subestación que también está situada en el mar, cerca de la costa. En concreto, se trata de una construcción de 560 m² en acero y colocada sobre pilares que la elevan 14 m por encima del mar. La conexión entre turbinas y subestación y entre ésta y las instalaciones en tie-

rra firme se llevó a cabo mediante un cable marino.

En definitiva, Horns Rev, Ormen Lange e Independence son tres ejemplos de como la ingeniería *offshore* se ha hecho un hueco relevante y por derecho propio entre los proyectos más fascinantes y ambiciosos en el mundo de la explotación energética. Tres casos que han batido récords y que abren las puertas a un futuro en el que el mar tendrá un protagonismo indudable.*

Una nave grúa traslada un aerogenerador hasta su ubicación, lejos de la costa.



Foto: cortesía de Hydro.