



MARÍA COUTO

Consejera delegada de Xeal



“Las centrales hidroeléctricas reversibles son imprescindibles para la integración de renovables”

Con más de un siglo de actividad industrial, Xeal avanza en diversificación, descarbonización y nuevos activos energéticos mientras lidia con un mercado eléctrico volátil y precios menos competitivos que los de Francia o Alemania. La empresa reclama certidumbre para acometer inversiones a largo plazo

R. Esteller / C. Raso. Fotos: Alberto Martín

Háblenos de Xeal y de las dos divisiones que la conforman.

Xeal es una compañía industrial con más de 120 años de historia cuyo accionista es Energo-Pro, un grupo de capital checo centrado en energía hidroeléctrica con alrededor de 1.700 MW instalados en distintos países. Nuestra actividad se desarrolla principalmente en la provincia de A Coruña, en la Costa da Morte, y se estructura en dos divisiones. Una industrial, donde producimos ferroaleaciones en nuestras plantas de Cee y Dumbría con una capacidad aproximada de 189.000 toneladas. Tradicionalmente fabricábamos aleaciones de manganeso –ferromanganeso y silicomanga-

neso– y ferrosilicio. A finales del año pasado iniciamos, por primera vez en nuestra historia, la producción de ferrosilicio-cromo, una nueva aleación que responde a nuestra estrategia de diversificación. La otra división es la energética. Gestionamos 10 centrales hidroeléctricas en las cuencas de los ríos Xallas y Grande, con una capacidad instalada de 167 MW, lo que nos sitúa como séptimo productor hidroeléctrico de España y el primero especializado.

¿Cuáles son las principales líneas estratégicas de la compañía?

El año pasado presentamos nuestra estrategia a 2030 para los dos negocios. En la divi-



sión industrial se centra en dos pilares. El primero, la diversificación del producto. Las ferroaleaciones son una *commodity* y competimos con productores de terceros países que no siempre tienen los mismos costes energéticos o exigencias medioambientales. Por ello buscamos nichos donde la producción europea aporte valor añadido. El segundo pilar es la descarbonización. Nuestro proceso productivo está electrificado, pero genera emisiones porque usamos carbón para reducir el silicio del cuarzo. Para reducirlas, estamos construyendo una planta de carbón vegetal, que estará terminada a mediados de este año y producirá entre 11.000 y 14.000 toneladas. Esto permitirá sustituir entre el 15% y el 40% del carbón fósil y evitar unas 50.000 toneladas de CO2 al año. En la división energética nuestra estrategia combina crecimiento y modernización de activos. El principal proyecto es Monte da Ruña, una central hidroeléctrica de bombeo reversible de 400 MW, con una inversión estimada de 400 millones

tros mercados–, pero, al menos, con nuestros competidores europeos, principalmente Francia y Alemania. Actualmente, el precio de la energía para la industria en España es 1,5 veces superior al de Alemania y 2,5 veces superior al de Francia, lo que supone una clara desventaja.

¿Participan en el mecanismo de Servicio de Respuesta Activa de la Demanda (SRAD)?

Sí participamos. Siempre hemos sido favorables a este tipo de mecanismos. Antes existía el sistema de interrumpibilidad, que era anual. Después se creó el SRAD, que inicialmente fue anual y ahora ha pasado a ser semestral. El problema es que, desde el punto de vista empresarial, acometer proyectos es más complicado cuando no puedes garantizar el precio o tener cierta certidumbre. Cuando planteamos proyectos de inversión no pedimos garantizar al 100% la rentabilidad, pero sí disponer de cierta previsibilidad en los ingresos y costes para asegurar una rentabilidad mínima. Sin esa es-

“Nuestro principal proyecto es Monte da Ruña, una central de bombeo reversible de 400 MW y 2.300 MWh de almacenamiento”

“Necesitamos un precio de la energía competitivo que nos permita competir en igualdad de condiciones”



de euros y 2.300 MWh de almacenamiento. Creemos que es un proyecto muy importante tanto para la transición energética y la integración de renovables como para Galicia y el territorio en sí mismo. Actualmente estamos tramitando la concesión administrativa con Aguas de Galicia. Si nos la conceden, el proyecto pasará a tramitación estatal al superar los 50 MW. Son proyectos con plazos largos: entre tramitación y construcción pueden pasar ocho o diez años, por lo que su puesta en marcha podría situarse entre 2032 y 2035. La planta aportaría flexibilidad y estabilidad al sistema eléctrico.

¿Qué necesita una industria electrointensiva como la suya para ser competitiva?

Un precio de la energía competitivo que nos permita competir en igualdad de condiciones, ya no con terceros países –que también, ahí luchamos a nivel Europa para proteger nues-

tabilidad, es difícil que un comité de dirección apruebe inversiones industriales.

¿Qué papel juegan las centrales hidroeléctricas reversibles en la estabilidad del sistema eléctrico?

Son clave. Según la Agencia Internacional de la Energía, alrededor del 90% del almacenamiento energético mundial corresponde a almacenamiento hidráulico de bombeo reversible. Es una tecnología muy probada y con una capacidad de almacenamiento mucho mayor que otras soluciones como las baterías. Por eso creemos que son imprescindibles para la transición energética y para la integración de renovables.

¿Cree que iniciativas como el Net Zero Industry Act o los PERTE están llegando a la industria pesada?

En algunos casos están llegando, pero todavía es pronto para evaluar su impacto real. En



nuestro caso, la planta de carbón vegetal cuenta con 8,7 millones de euros del PERTE de descarbonización industrial, lo que ha sido determinante para que el proyecto sea viable. Muchas ayudas están vinculadas a proyectos que todavía están en fase de tramitación o construcción. Será entonces cuando podremos analizar si realmente han contribuido a transformar la industria como se pretendía.

¿Cómo se puede mejorar el diálogo con los territorios donde se desarrollan los proyectos?
La responsabilidad debe ser compartida entre promotores, administraciones y sociedad. Nuestra principal obligación es explicar de forma transparente el impacto de los proyectos. Hoy en día ninguno puede desarrollarse sin cumplir una legislación ambiental exigente. Europa ha regulado mucho y eso hace que los procesos sean muy garantistas. Aun así, algunos proyectos generan oposición y es importante analizar las razones. Siempre habrá grupos contrarios, pero muchas personas com-

mo tecnología que aporte estabilidad al sistema. Si conseguimos un sistema energético equilibrado y estable, podremos reducir los costes energéticos y mejorar la competitividad de la industria europea.

¿Cómo impacta el contexto geopolítico en la actividad de Xeal?
Nos afecta de forma diferente según la división. En el negocio energético estamos viendo una gran volatilidad en el mercado eléctrico. A comienzos de año hubo situaciones inéditas en invierno, con precios medios del pool de unos 16 €/MWh y muchas horas con precios cero o negativos, debido al exceso de generación hidráulica y eólica tras varias tormentas. Posteriormente, acontecimientos geopolíticos han provocado repuntes hasta niveles de 100 €/MWh o más, aunque con fuertes variaciones diarias. Esta volatilidad tiene un doble efecto: en la división energética puede suponer mayores ingresos cuando los precios suben, mientras que en la división industrial

“Los promotores deben dialogar con las comunidades locales y contribuir al desarrollo desde la responsabilidad social”

“Para que Europa refuerce su autonomía, necesitamos más renovables, almacenamiento, redes eléctricas robustas y más interconexiones”



prenden mejor los proyectos cuando reciben información clara sobre su impacto y los beneficios que pueden aportar al territorio. Además, los largos plazos de tramitación tampoco ayudan, porque generan incertidumbre y debate durante años. Los promotores deben dialogar con las comunidades locales y contribuir al desarrollo del entorno desde la responsabilidad social y los criterios ESG.

Mirando a 2030, ¿cuál cree que será el mayor reto para el sistema energético europeo?
Avanzar hacia una autonomía estratégica energética. Europa depende en gran medida de importaciones de gas y petróleo, pero dispone de recursos propios como el sol o el viento. Para reforzar esa autonomía necesitamos más renovables, más almacenamiento, redes eléctricas robustas y más interconexiones, especialmente en países como España. También será necesario contar con energía nuclear co-

implica mayores costes de producción.

¿Están a favor o en contra de evitar que se suspenda o reforme el Régimen de Comercio de Derechos de Emisión (ETS)?
El debate debe centrarse en la competitividad industrial. El principio de que quien contamina pague puede ser razonable, pero solo si todos los productos que compiten en el mercado europeo lo hacen bajo las mismas reglas. Si las industrias europeas pagan por sus emisiones pero los productos importados no lo hacen, se genera una competencia desigual y simplemente se trasladan las emisiones fuera de Europa. El continente es un mercado de más de 400 millones de consumidores, por lo que debería poder exigir condiciones equivalentes a los productos que entran en él. Si una industria europea paga por emitir CO2, un productor de un tercer país que quiera vender en Europa debería asumir un coste equivalente.