

ENTREVISTA A ALEASOFT EN EL PERIÓDICO DE LA ENERGÍA

Entrevista a Antonio Delgado Rigal, doctor en Inteligencia Artificial, Socio Director y fundador de AleaSoft, en el Periódico de la Energía.

Aleasoft Energy Forecasting cumple 20 años, ¿cómo han evolucionado los mercados energéticos, y el eléctrico en particular, tanto en España como en Europa?

Nuestra empresa fue creada en 1999, hace 20 años. Estamos muy vinculados al surgimiento del mercado eléctrico liberalizado en 1998. El mercado trajo competencia entre las empresas del sector que comenzaron a necesitar nuestras previsiones de consumo eléctrico primero, de producción térmica y de precios de mercado eléctrico y commodities, después; y más recientemente de producción de renovables como eólica, solar fotovoltaica y termosolar. Después surgió el mercado del gas del que también hacemos previsiones de demanda y precios.

La integración en Europa ha hecho que toda la normativa europea en temas de energía y mercados se adopte en España. Nuestro mercado eléctrico está muy vinculado con los mercados eléctricos europeos. Las interconexiones con Francia hacen que las variaciones de precios sean mucho menores que hace unos años y podemos tener precios más bajos también.

Para nuestra empresa ha sido una oportunidad poder hacer previsiones de precios, demandas y renovables para todos los mercados eléctricos europeos en todos los horizontes: corto, medio y largo plazo, en este caso para PPAs.

Los mercados energéticos europeos son bastante estables en general en lo que se refiere a la esencia y eso es una característica positiva. Los inversores huyen de los mercados donde se sospecha que van a haber cambios. Un tema pendiente en el mercado español es la poca liquidez en los mercados de futuro, pero es un tema en el que se está avanzando a medida que los agentes van aprendiendo a gestionar el riesgo a medio y largo plazo.

La tendencia y la evolución de los mercados energéticos europeos es estar cada vez más integrados en la medida que aumenten las interconexiones.

Vamos camino de 2020, ¿cree que el mercado eléctrico necesita retocarse, una reforma de calado para llevar a cabo la transición energética? ¿Cómo hacerla?

Como te decía, nuestro mercado eléctrico está integrado dentro del mercado eléctrico europeo, con reglas similares, formando parte de un mercado único, solo limitado por las interconexiones. En el caso hipotético de que las interconexiones entre los países y las regiones fueran ilimitadas tendríamos un precio único en toda Europa para cada hora. No tiene sentido una idea de mercado que no se adapte totalmente a las reglas del mercado eléctrico europeo. La estabilidad de un mercado es fundamental para garantizar las inversiones a largo plazo.

Hay otros mecanismos alternativos al mercado spot que se deben usar más y que existen desde hace tiempo: los mercados de futuros, los contratos bilaterales y los PPAs. Si las empresas que generan y las empresas que consumen se ponen de acuerdo pueden pactar un precio en cualquier horizonte temporal. La mejor forma de comprar y vender electricidad es combinar adecuadamente los mercados de futuro, los contratos bilaterales, los PPAs y el mercado spot. Para hacer esto adecuadamente cada empresa debe tener una visión del mercado eléctrico y eso es lo que proveemos en AleaSoft: previsiones coherentes y con una sólida base científica para brindar una visión del mercado eléctrico en todos los horizontes temporales.

El año pasado, uno de los protagonistas de 2018 fue el precio del CO₂ y su repercusión en los precios. ¿Irá a más este protagonismo con el paso del tiempo? ¿Qué otros protagonistas podemos conocer este año?

El CO₂ seguirá introduciendo variabilidad en el sistema eléctrico, aunque es poco probable que suba por encima de los 30 €/t en el corto plazo porque los precios de los mercados subirían demasiado y traería graves consecuencias a la economía europea. El Brexit, sea duro o blando, ha estado siendo una de las

fuentes de incertidumbre en el precio del CO₂. Ahora que el horizonte del Brexit se aleja vuelve a subir el precio de las emisiones ya que el Reino Unido es un gran consumidor de derechos de emisiones de CO₂ y una fuente de especulación. El otro posible protagonista es el Brent que lleva una subida de unos 24 \$/bbl en poco más de tres meses. Actualmente está cerca de los 75 \$/bbl cuando a finales de diciembre estaba sobre los 51 \$/bbl. En el caso del Brent nos estamos refiriendo a los precios de futuro para el mes de junio 2019 del mercado ICE.

El Brent está influenciado actualmente por la inestabilidad en Venezuela y en general en el Medio Oriente. Una crisis política puede ser el desencadenante de una escalada de precios. En el caso del gas, las situaciones en Argelia y Libia son complicadas y pueden traer alguna sorpresa desagradable.

Otro posible protagonista de una subida de precios es la producción nuclear francesa. Francia consume un 75% de electricidad de origen nuclear. Si el verano fuera más caluroso de lo normal aumentaría la demanda eléctrica y si a eso se suma que puede haber problemas con el enfriamiento de las nucleares, con las correspondientes paradas, el precio subiría. La refrigeración de las centrales generadoras de electricidad, tanto nucleares como térmicas de gas y carbón, que usa agua del mar o de los ríos tiene la limitación de no aumentar demasiado la temperatura del medio acuático para no poner en peligro la fauna. Ante una ola de calor, esta limitación puede obligar a la parada de algunas centrales con el consiguiente riesgo en el suministro y el aumento de precios en el mercado. A finales del 2016 y principios del 2017 hubo un gran problema por paradas nucleares para revisión en varias centrales provocando precios altos en toda Europa.

Ustedes trabajan con Inteligencia Artificial para dar sus predicciones. ¿Cuál es el secreto de su éxito al trabajar con buena parte del sector?

En AleaSoft hemos desarrollado un nuevo modelo de previsión y una nueva metodología basada en la combinación de diferentes técnicas: Machine Learning con redes neuronales, Box-Jenkins y regresión múltiple no lineal. En estos momentos tenemos unos 400 modelos en funcionamiento para dar servicio en los principales mercados europeos.

Si fuésemos a resumir las claves del éxito como empresa de previsiones de referencia en Europa, los elementos claves serían: experiencia en el sector de la energía, que son 20 años ya; método científico con modelos y metodología contrastada en la práctica; previsiones coherentes con buena calidad en los resultados; y como referencia, contamos con las principales empresas del sector en Europa entre nuestros clientes en estos 20 años.

Otro protagonista del año pasado fueron los PPAs. Da la sensación que se han frenado los contratos a largo plazo en España. ¿A qué creen que es debido?

En general los grandes consumidores estaban muy sesgados y muchos preferían comprar en el mercado spot o con contratos de uno o dos años de horizonte ya que es una gran responsabilidad comprar electricidad a 5, 10 o 15 años. Los contratos a largo plazo no han sido por lo general muy frecuentes, a diferencia de Francia donde sí lo son. Con la subida de precios del mercado eléctrico que comenzó en el 2018 por la subida del CO₂, el carbón y el gas, los grandes consumidores que apostaban por el corto plazo comenzaron a pagar mucho más por la electricidad. Ese proceso ha traído una concientización de que es necesario tener previsiones de precios a medio y largo plazo para minimizar el riesgo y tener una estrategia de compra de energía eficiente.

Los PPAs comenzaron con fuerza el año pasado como una necesidad de los promotores de parques fotovoltaicos de buscar financiación ya que los bancos y los fondos de inversión se sienten más cómodos si hay garantías de compra de la electricidad a largo plazo para evitar los riesgos de precios de mercado muy bajos en el futuro.

En realidad, un PPA es una oportunidad para un gran consumidor de gestionar y minimizar los riesgos de precios altos en un futuro. Ambas partes se cubren, tanto los vendedores como los compradores de electricidad. El gran consumidor así puede optar por una fuente estable a largo plazo de una energía limpia y renovable que cada vez es más importante para la imagen de las compañías.

Poco a poco los PPAs se van abriendo camino como una buena opción para todas las partes. En los próximos 10 años se van a invertir en España 30 mil millones en energías renovables y los PPAs tendrán un protagonismo especial.

¿Es un problema de precios? ¿Por qué son importantes las previsiones a largo plazo para un PPA?

Firmar un contrato a largo plazo es una gran responsabilidad para la empresa que invierte y construye un parque fotovoltaico, para el offtaker, o parte compradora, y para la entidad que presta el dinero, sea un banco o un fondo de inversión. Todas las partes involucradas en un proceso de este tipo necesitan tener unas previsiones de precios de futuro basadas en un método científico, previsiones que sean coherentes y confiables ya que en conjunto hablamos de miles de millones de euros al año en cada uno de los países grandes de Europa.

El precio a largo plazo es la base a partir de la cual se generan todos los planes financieros de las entidades que intervienen en un PPA o en un proceso de inversión para ir a mercado.

Se prevé un nuevo boom renovable en España. ¿Está el mercado preparado para tantos nuevos MW de energía verde?

Los planes son optimistas, eso es algo muy positivo. Como hemos venido planteando en diferentes foros y publicaciones, España en un futuro debe pasar de ser importadora neta de energía, tanto eléctrica, gas, carbón y derivados del petróleo a ser exportadora neta de energías renovables y limpias: electricidad e hidrógeno.

En la práctica se presentan problemas con los puntos de conexión a la red, problemas técnicos y burocráticos que retrasan las inversiones. Por otra parte, las entidades que prestan el dinero necesitan una contraparte, o sea, el gran consumidor que firme un PPA, y muchos de los grandes consumidores todavía no están concientizados de que este PPA les conviene. El boom renovable no será tan optimista pero sí será significativo.

El mercado siempre está preparado para los cambios si se hacen ordenadamente y sin intervencionismo. Una energía más barata, renovable y limpia como la fotovoltaica irá desplazando al carbón, al gas y a la nuclear.

Los mecanismos de mercado sólo necesitan poner de acuerdo a productores y consumidores de forma estable, transparente y a largo plazo.

¿Veremos precios cercanos a cero si se cumplen estas previsiones?

Pues desde hace un tiempo que ya existen precios cercanos a cero, en algunas ocasiones, pero no creemos que se incrementen significativamente en el futuro.

¿Hay un suelo en los precios futuros con la entrada de las renovables?

Hay muchos suelos que harán que el precio no baje por debajo de determinados umbrales: las baterías, el aumento de la demanda en horas de precios más bajos, las exportaciones al resto de Europa y la sustitución del gas. De cara a un futuro no lejano tenemos que tener en cuenta la fabricación de hidrógeno. Si el precio de la electricidad baja hasta un punto en que es rentable producir hidrógeno, el precio de mercado eléctrico no caerá por debajo de este umbral. El hidrógeno se producirá para ser usado como batería o para vender directamente. En un futuro parte del transporte se realizará usando hidrógeno: coches, camiones, barcos y aviones, o sea, un combustible renovable y no contaminante; ni siquiera contaminación acústica.

Acaba de regresar el impuesto a la generación, ¿cómo cree que afectará esta medida a los precios en los próximos meses?

Sin duda hará que los precios suban. En AleaSoft habíamos estimado una subida entre un 2% y un 5% pero es difícil de cuantificar porque en el precio del mercado eléctrico influyen una docena de variables que hacen más complicado el cálculo de la influencia del impuesto. En las dos primeras semanas hemos calculado una subida cercana al 5%. Cuando hayan pasado más días y se tenga más información, se podrá hacer el cálculo con más precisión. En los próximos meses estimamos que se vaya reduciendo la influencia de la subida del impuesto hasta llegar al 2%.

Es un impuesto injusto que castiga a la producción eléctrica española con respecto al resto de países del entorno. Desde el 1 de abril se invirtió el flujo eléctrico en la interconexión con Portugal. Antes exportábamos más horas y después de esa fecha pasamos a ser importadores eléctricos una mayor cantidad de horas.

También castiga a los consumidores que tienen que asumir un mayor precio de la electricidad.

¿No cree que con lo recaudado por el CO₂ se podría haber ampliado la suspensión y así beneficiarse todos los consumidores?

La suspensión definitiva debió producirse el 1 de octubre, como se hizo con el céntimo verde a la producción con gas.

Este impuesto del 7% a la generación se creó en un momento en que el país necesitaba una recaudación adicional, por la grave situación económica, cosa que ya no sucede.

¿Cómo ven que afectará al mercado el precio de los combustibles fósiles?

El precio del carbón y el gas están entre la docena de factores que afectan el precio del mercado eléctrico. Al ser un mercado marginalista el precio lo marca por lo general el gas o el carbón agregando la influencia del CO₂. Esto continuará durante muchos años en el futuro ya que el gas es necesario como respaldo de las renovables, para producir cuando no tengamos viento y sea de noche o esté nublado.

Hemos visto que en los últimos meses los ciclos le ganan la partida al carbón. ¿Veremos cada vez una menor producción térmica en España?

Veremos cada vez una menor producción con carbón. Los grupos de carbón irán cerrando hasta que desaparezcan. Después de los grupos de carbón cerrarán las nucleares. No obstante, como decíamos anteriormente, la producción con gas continuará todavía muchos años más.

El Gobierno y las eléctricas aprobaron un calendario de cierre nuclear. ¿Cómo afectará esto a los mercados eléctricos?

Las nucleares dan estabilidad al sistema al proporcionar una generación base prácticamente constante. Que el cierre de las centrales se haya acordado y que éste se haga de forma escalonada y ordenada es una situación beneficiosa para el mercado eléctrico. Mientras los cambios se hagan gradualmente y de forma planificada es positivo para el mercado y para el sistema. El problema sería si alguien plantease cerrar las centrales nucleares de golpe, ya que la capacidad renovable ahora mismo es demasiado limitada para operar masivamente sin el respaldo de la nuclear.

¿Qué papel van a jugar las interconexiones en el precio futuro del mercado eléctrico? ¿Encarecerán el precio?

De cara al futuro, las interconexiones van a ser fundamentales al igual que el autoconsumo eléctrico. Las interconexiones dan estabilidad al sistema y disminuyen la volatilidad del precio del mercado.