

ENTREVISTA A ANTONIO DELGADO RIGAL, DIRECTOR GENERAL DE ALEASOFT,
EN “EL PERIÓDICO DE LA ENERGÍA”

AleaSoft, 23 de octubre de 2018. Tener previsiones fiables de precios de mercado eléctrico a largo plazo es fundamental para los inversores de un proyecto basado en PPA.

AleaSoft nace en octubre de 1999. El 8 de octubre se cumplieron 19 años de la creación de la empresa. Nos dedicamos a realizar previsiones en los mercados eléctricos europeos y somos líderes en este campo.

Hemos sido precursores de la cuarta revolución industrial con el uso de técnicas de Inteligencia Artificial, Machine Learning y Big Data en el sector eléctrico. Ahora estos temas están de moda y ya nosotros los usábamos desde hace 19 años en el sector de la energía.

En la empresa hacemos previsiones de demanda eléctrica y de gas, producción de energías renovables, cogeneración y precios de mercado eléctrico. Dentro del campo de las energías renovables la empresa brinda servicios de previsiones de producción eólica, termosolar, fotovoltaica e hidráulica.

En general las previsiones cubren todos los horizontes: corto, medio y largo plazo. Desde minutos hasta 40 años.

AleaSoft trabaja para todo tipo de agentes en el sector de la energía: Utilities, Operadores de Sistemas (TSO), traders, comercializadoras, grandes consumidores, todo tipo de generadores en las industrias de la electricidad y además con entidades bancarias y fondos de inversión.

P. ¿Qué ha pasado en el mercado de la electricidad para que haya subido tanto el precio? ¿Cómo influye el nuevo real decreto en la bajada de precios?

Ha habido un antes y un después de la publicación del Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre. Se aprobó una exención del Impuesto Especial sobre Hidrocarburos y se suspendió el impuesto del 7% sobre la generación, en este caso, durante los próximos seis meses.

La causa principal de la subida del precio del mercado eléctrico: el aumento de los precios de los derechos de emisión de CO₂. A mediados del 2017 estaban alrededor de 5 €/t y han llegado a estar sobre los 20 €/t, con un incremento, que ha llegado a más del 200%. Los combustibles fósiles no han parado de subir este año. El Brent ha roto la barrera de los 85 \$/bbl, valores que no se alcanzaban desde el 2014. Este año los precios del carbón y del gas han subido de forma considerable. La subida de precios hasta principios de octubre ha sido generalizada en toda Europa por estas causas externas.

Después de la publicación del real decreto la situación ha cambiado, con un descenso de los precios del mercado eléctrico. En **AleaSoft** estimamos que estas medidas traerán una bajada de precios de entre un 5% y un 6%. Ha coincidido también en la bajada de precios de octubre la bajada de los precios de los derechos de emisión del CO₂ y de los combustibles gas y carbón. Ha influido también la bajada de la demanda y el aumento de la producción eólica.

P. ¿Se puede prever una subida del precio del CO₂ como la que ha habido este año? ¿Y del resto de materias primas?

El aumento de precio de CO₂ tiene dos causas fundamentales:

La primera: A partir de la lucha contra el cambio climático se plantea en Europa una progresiva reducción de los derechos de emisión a partir del año próximo.

La segunda: Los derechos se compran y venden en un mercado. Los principales poseedores de estos derechos dejan de venderlos esperando mejores precios, disminuyen la oferta y provocan a su vez una

espiral de subida de los precios en el mercado de derechos. En los últimos días el precio ha caído debido a los rumores de salida de UK del acuerdo europeo sobre derechos de emisión de CO₂.

La subida de los precios de la electricidad en Europa puede provocar una desaceleración de la economía y una crisis. Se está estudiando en la actualidad si la medida de reducir en exceso los derechos a partir del 2019 puede ser contraproducente pues en general está distorsionando los mercados.

Los precios de los combustibles fósiles han subido por un contexto de crecimiento global de la economía en los últimos años. Este crecimiento global se puede frenar trayendo un ciclo de contracción y los mercados se vuelvan a ajustar con la bajada de la demanda.

P. ¿Qué previsión tenéis para lo que resta de año en el pool y para el año 2019?

En el más corto plazo, el último trimestre de este año, y el primer trimestre de 2019, desde el punto de vista del mercado ibérico, dependerá de las condiciones meteorológicas del invierno, o sea, demanda, producción hidráulica y producción eólica. La moderación del precio de los derechos de emisiones de CO₂ y de los combustibles, unido al efecto del real decreto, han provocado la bajada de los futuros.

Sin duda, el año 2018 cerrará como el segundo más caro de la historia del mercado mayorista ibérico MIBEL después del 2008 que cerró en 64,43 €/MWh. En estos momentos estimamos que el 2018 cierre en 57,60 €/MWh desplazando al 2005 del segundo puesto que cerró con 53,68 €/MWh.

De cara al 2019, de momento todo apunta a que estará al mismo nivel que el 2018, por lo que hay posibilidades de que acabe siendo el segundo o tercer año más caro de la historia. Esto dependerá del precio de los combustibles y el CO₂ desde el punto de vista externo. Desde el punto de vista interno dependerá de la demanda, la meteorología y la posible bajada de impuestos, por ejemplo, la eliminación definitiva del impuesto del 7% a la generación.

P. Este año se ha abierto la caja de pandora con los PPAs en España. ¿Cómo se prevén precios a tan largo plazo?

Ha pasado algo curioso, los precios de las instalaciones fotovoltaicas han roto la barrera del mercado y ya no necesitan ayudas para competir.

En general todas las empresas que producen o consumen electricidad deben tener una visión del precio futuro en todos los horizontes y para eso las previsiones son imprescindibles.

Para los promotores e inversores tener previsiones fiables de precios de mercado eléctrico a largo plazo es uno de los aspectos más importantes para un proyecto basado en PPA. La contraparte, los grandes consumidores, optarán principalmente por aquellos proyectos de PPA que tengan unos precios acordes a su visión de mercado a largo plazo. Para un gran consumidor un PPA tiene dos ventajas, garantiza un precio a largo plazo disminuyendo el riesgo de subidas y además ayuda a preservar un planeta limpio proporcionando una imagen ante sus clientes de utilizar energía producida a partir de fuentes renovables. Ejemplos de este tipo de grandes consumidores son Apple, Facebook y Google.

Esta situación de necesidad de tener una visión de precios a largo plazo para **AleaSoft** es una oportunidad ya que siendo líderes en el campo de las previsiones de precios de mercados eléctricos en Europa, una gran cantidad de empresas nos están llamando para contratar nuestros servicios y obtener estas previsiones confiables de precios con horizontes de hasta 40 años.

Durante 19 años hemos estado trabajando con las empresas más importantes de Europa en el sector de la energía y esto nos ha dado mucha experiencia. En todo este tiempo hemos estado utilizando una metodología científica propia que combina aspectos de la Estadística Clásica, Metodología de series temporales de Box Jenkins e Inteligencia Artificial específicamente Machine Learning con un nuevo tipo de redes neuronales recurrentes. Tener previsiones basadas en métodos científicos y no en “suposiciones” es fundamental para tener la confianza de nuestros clientes.

P. ¿Qué sucedería en el pool si se cerrasen nucleares y térmicas de carbón en España?

Este es un proceso que está comenzando, que va a ser lento, pero que cerrará al final toda la generación con carbón y después la generación nuclear en gran medida. La introducción gradual de generación renovable principalmente fotovoltaica va a provocar que el mercado no tenga grandes afectaciones y se autorregulará en función del equilibrio entre oferta y demanda. Por ejemplo, la producción eólica fue sustituyendo paulatinamente a una parte de la producción con carbón y con gas y el cambio que ocasionó fue asimilado por el mercado.

P. ¿Y con la entrada de renovables? ¿Cuánta capacidad nueva sería necesaria para que los consumidores noten una notable bajada del precio de la luz?

Desde el 2005 el precio medio del mercado eléctrico ha estado en una banda estacionaria de entre 40 y 50 €/MWh. Es una banda de equilibrio entre oferta y demanda. Si el precio sube, la demanda se afecta a la baja, y si el precio baja, la demanda se anima al alza manteniendo la autorregulación y el equilibrio. Este ajuste de la demanda eléctrica al precio de mercado, es decir, la elasticidad, no es algo que se pueda ver a corto plazo ni especialmente en el sector doméstico. Pero en el sector industrial, si los precios se mantienen altos por un período de tiempo prolongado, grandes consumidores se pueden plantear el cierre de plantas de producción. Los grandes consumidores de electricidad plantearán las inversiones de futuro en aquellos países donde vean factibles precios más bajos.

La entrada de renovables primero tiene que ir reemplazando a la producción con carbón y posteriormente a la nuclear por lo que el precio de mercado no tendrá mucha afectación en esta etapa de transición.

P. ¿Creéis que el sistema de mercado marginalista está obsoleto? ¿Qué propondrías para reformarlo?

El mercado eléctrico tiene 20 años. Ha funcionado de forma adecuada durante todo este tiempo. Hemos tenido períodos de precios altos y de precios bajos debidos a causas externas o causas internas. El primer aspecto en importancia para un mercado es la estabilidad. Los mercados necesitan estabilidad para garantizar la seguridad jurídica y las inversiones a largo plazo. El mercado ibérico está integrado dentro de los mercados europeos con reglas similares.

La producción con gas estará presente durante muchos años ya que la producción eólica depende de condiciones meteorológicas y la producción solar sólo se realiza en horas con sol. Mientras tengamos producción con gas tendremos un mercado marginalista aunque puede que sea un mercado con un volumen más reducido, para aquellos agentes que lo prefieran.

Lo importante es que un productor o un consumidor puedan comprar electricidad a voluntad a futuro o en el mercado spot, siempre con la seguridad jurídica de que la parte regulatoria no afectará las reglas establecidas para el mercado.

Más que reformar el mercado sería mejor disminuir los impuestos, por ejemplo, el 7% a la generación eliminarlo de forma permanente. La otra recomendación sería mejorar las interconexiones internacionales para darle estabilidad a los precios. En el caso hipotético de que las interconexiones en Europa fuesen lo suficientemente grandes estaríamos hablando de un solo precio spot para todo el continente.

P. ¿Existen otras fórmulas de mercado que podrían funcionar?

Las actuales ideas de cambios en el mercado eléctrico vienen de un hecho externo reciente. El precio de los combustibles y los derechos de emisión de CO₂ ha subido y con ello los precios del mercado eléctrico, aunque este es un hecho común para todos los mercados europeos. Mucha gente piensa que debería haber un mercado que ofreciera un bajo precio para la electricidad proveniente de la producción hidráulica, la nuclear y las renovables, que son las que no usan combustibles fósiles. Esta idea lo único que traería sería el cierre de instalaciones y la falta de inversiones en estas tecnologías con

el consecuente caos. El mercado que tenemos se va autorregulando en sus ciclos de oferta y demanda. El mercado actual se autorregula desde hace 20 años y sirve de base para las inversiones de los próximos 40 años. La mención de cambios regulatorios hace peligrar la estabilidad en la planificación de las inversiones.

La tendencia de futuro, como mencionaba anteriormente, es la mejora de las interconexiones internacionales para ir a un precio europeo unificado y la bajada de impuestos que solo afectan a la competitividad de los generadores y los consumidores.

Para mantener las inversiones en una generación eficiente y estable hay que tener en cuenta, en cualquier escenario de modificación para mejorar el mercado actual, que aunque el precio de la materia prima sea cero en renovables y bajo en las nucleares, hace falta un precio que permita recuperar los costes fijos, no sólo la amortización de la inversión.

P. ¿Qué importancia tendrá el Big Data y la Inteligencia Artificial en el futuro energético?

El Big Data y la Inteligencia Artificial son un conjunto de herramientas cuyo objetivo final es la obtención de conocimiento ante la presencia de gran cantidad de datos, o sea, transformar la información en conocimiento.

El sector eléctrico europeo genera cada año una cantidad casi infinita de información. Con el uso de Big Data e Inteligencia Artificial por ejemplo se podría, por orden de prioridad, mejorar la eficiencia del sector y abordar el reto más importante, la reducción de emisiones que degradan la atmósfera, para poder revertir el cambio climático.

La importancia de estas técnicas cada vez será mayor en la búsqueda de un nuevo modelo energético con hogares y ciudades inteligentes que cuenten con un transporte sostenible.

Como te planteaba al inicio de la entrevista, en **AleaSoft** hemos sido precursores de esta cuarta revolución industrial con el uso de estas técnicas desde 1999 aplicándolas en las principales empresas del sector de la energía con el objetivo de realizar previsiones de futuro en todos los horizontes temporales.