

COSME

Committee on the situation
of women in economics

Newsletter 2018: La opinión de una experta sobre el Mercado Eléctrico Español

Natalia Fabra

Universidad Carlos III de Madrid

<http://energycolab.uc3m.es/>

Extracto de la [entrevista](#) en El Periódico de la Energía (por Laura Ojea)

LAURA OJEA: Entender el funcionamiento del mercado eléctrico está al alcance de unos pocos ¿por qué cree que es tan compleja la normativa y por qué hay tanta regulación?

NATALIA FABRA: La regulación y el mercado son absolutamente complementarios. Cuando se habla de liberalizar los mercados, no quiere decir que se elimine la regulación, sino lo contrario. El caso español es un caso claro en donde la liberalización ha ido acompañada de un marasmo regulatorio y una superposición de normas regulatorias que no son correctas para el buen funcionamiento del mercado. Y si los propios agentes no conocen cuáles son las normas difícilmente se van a generar los incentivos que se pretenden. El resultado de este marasmo es consecuencia de que la Ley de 1997 ha sido parcheada de manera sucesiva sin que se haya abordado una seria reflexión sobre qué ley necesitamos. Si entonces, en 1997, ya no era una ley adecuada en un mercado donde sobre todo había centrales térmicas e hidráulicas, lo es menos en el contexto actual y los escenarios futuros que están por venir, en los que cada vez habrá una mayor coexistencia de tecnologías muy diversas. Es fundamental abordar esta reflexión sobre cuál es el mercado eléctrico que necesitamos para un mix tan distinto y con características tan diferentes entre las tecnologías que en él compiten.

LAURA OJEA: Uno de los problemas en la regulación del sector eléctrico es que hay falta de consenso entre los diferentes grupos políticos para llegar a acuerdos en el diseño del sistema del futuro, ¿cree que, a diferencia de los políticos, entre los expertos existe algún punto en común por donde se pueda comenzar a trabajar?

NATALIA FABRA: Efectivamente hay disparidad. Pero también más acuerdos de los que a veces se pone de manifiesto. Cada vez se es más consciente de que detrás de cada megavatio hora hay tecnologías muy distintas, con costes muy distintos, y de muy distinta naturaleza: las renovables son intermitentes, su disponibilidad depende de los recursos naturales; el agua puede ser almacenada a diferencia de otras tecnologías; las centrales de gas aportan capacidad firme al sistema a diferencia de las renovables...

Ante esta realidad compleja, no podemos retribuir todos los MWh al mismo precio. Y aunque decimos que en un mercado con un sistema marginalista como el que tenemos, hay un *pool* con un único precio, no es cierto. Porque la regulación eléctrica en estos momentos en España, introduce de una manera muy confusa y opaca muchos complementos regulatorios a las distintas tecnologías. Unas centrales reciben pagos por capacidad, otras un complemento a la inversión, otras recibieron Costes de Transición a la Competencia... complementos retributivos de distinta naturaleza que han estado recibiendo a lo largo de los años.

Ante una realidad tecnológica compleja, necesitamos retribuciones distintas que sean capaces de reflejar los costes de las distintas tecnologías, así como el valor de los servicios que estas tecnologías prestan al sistema. Por ejemplo, las renovables aportan energía limpia a diferencia de las centrales térmicas, y eso es una externalidad positiva muy importante. Como también lo es la garantía de suministro que aportan las centrales de ciclo combinado. Por lo tanto, es necesaria una solución regulatoria que refleje esa diversidad de costes y de servicios, pero de una manera limpia, transparente y ordenada porque los primeros que quieren esa certidumbre son los inversores. ¿Cómo se va a invertir en nuevas centrales renovables que van a tener una vida útil de 20 o 30 años en un mercado en el que ni siquiera somos capaces de predecir los precios del próximo año? Esa garantía, esa certidumbre es necesaria, el riesgo de inversión no puede ser penalizado como lo es ahora. Hay que mejorar la regulación porque una buena regulación reduce los costes colectivos. Es decir, si los costes para los inversores son menores también bajarán los precios que van a pagar los consumidores.

LAURA OJEA: ¿Cuáles son los puntos clave, en su opinión, y según el informe del Consejo Asesor para la Transición Ecológica de la Economía, que debe incorporar esa nueva regulación del mercado eléctrico?

NATALIA FABRA: Entendemos que el mercado eléctrico español puede ser reformado sin que aparentemente haya cambios bruscos y sustanciales, pero con efectos muy importantes. El sistema actual tiene elementos muy positivos que se han demostrado eficaces y deben ser mantenidos. El *pool* eléctrico es un mecanismo eficaz porque aporta liquidez para determinar cómo deben ser despachadas las distintas centrales de producción. Es una manera eficaz de determinar los usos de los distintos recursos energéticos, pero eso no quiere decir que el *pool* sirva para determinar la retribución de todas las tecnologías. El mercado eléctrico sirve para determinar la producción, pero necesitamos otros mecanismos para determinar la retribución.

Lo que quiero transmitir es que la electricidad es potencia, son megavatios, y es energía, megavatios hora. Tenemos que distinguir una cosa de la otra. En cada momento, para producir esa electricidad, hay que tener en cuenta los costes de funcionamiento de cada una de esas tecnologías que se revelan en el mercado diario, pero para determinar la retribución de esa potencia hay que hacerlo en el momento de la inversión. La razón estriba en que cuando se invierte en una nueva central renovable se está comprometiendo básicamente el 95% de los costes que va a tener a lo largo de su vida útil, porque la mayoría de los costes son los costes fijos de la inversión.

Y es ahí cuando hay que hacer competir a los inversores. En el mercado diario, el pescado está vendido. La producción viene determinada por cuestiones exógenas a las centrales renovables, por la disponibilidad de sol y de viento, pero donde nos jugamos todo, es en el momento de la inversión. Por eso, hay que hacer competir a los inversores para acceder al mercado. Esa competencia tiene la virtud de revelarnos cuáles son los costes medios de las centrales y nos va a poder indicar si un MWh solar fotovoltaico tiene que ser retribuido a 45 €, 40 € o 55 €.

Por tanto, donde tenemos que poner el foco es en el diseño de la incorporación de nuevas centrales renovables al sistema y cómo las retribuímos. Habrá más renovables y eventualmente quizás habrá

que invertir en centrales que aporten apoyo o capacidad firme al sistema. No necesariamente las subastas de unas y de otras tienen que ser diseñadas de la misma manera, porque sus estructuras de costes son muy distintas.

Por tanto, subastas para las renovables pero muy distintas a las que se han hecho hasta ahora en España. Porque hasta ahora se determinaba ese coste de inversión por cada megavatio, pero luego seguíamos enfrentando a esos propietarios de esas centrales al precio del mercado diario, muy volátil y muy incierto, más aún con la perspectiva de que en los próximos años haya más renovables y ese precio de mercado caiga y se produzca el 'efecto caníbal'.

Estas nuevas subastas determinarían un precio por MWh, es decir, un precio estable. Ya ocurre así en otros países, como Alemania o Reino Unido, que la competencia de los inversores determina el precio de ese MWh, y los generadores saben con certeza cuál es el precio que van a recibir por su producción en el futuro. Eso implica que van a enfrentarse a una incertidumbre de precios mucho menor, van a reducirse sus primas de riesgo, van a tener mejor acceso a la financiación y como consecuencia de ello, van a poder reducir el coste de la financiación.

También tiene otra consecuencia. Que no solo puedan acudir a esas subastas las grandes compañías (que ya cuentan con mayor y más fácil acceso a esa financiación), sino también los pequeños inversores, para quienes esa volatilidad y esa incertidumbre son más dañinas.