



## COMENTARIO ELECTRICIDAD marzo 2018

El precio spot o de contado del mercado diario (*Commodity*) ha repuntado a 54,88 €/MWh en febrero, un incremento de +4,9 €/MWh (+9,8%) respecto a enero. Dicho cierre de febrero es un valor mayor +1,62 €/MWh (+3,0%) sobre media esperada (Spot & Balance Dic) hace un mes (cotizaba 53,26). La mayor demanda (invierno) y el repunte de precios internacionales de combustibles han influido en esta subida.

En lo que llevamos de mes y el futuro de balance de marzo anticipan una fuerte corrección del Precio Carga Base en torno a 42,32 €/MWh, que supone una caída de -22,9% (-12,6 €/MWh) respecto al Spot de Feb 2018, y a la vez anticipa caída de -14,3% (-6,03 €/MWh) respecto a los futuros de Mar 2018 (48,35 €/MWh) hace un mes.

La previsión del Precio Carga Base (media aritmética de todas las horas del año) para todo el año 2018 se estima 50,91 €/MWh, lo cual supone una caída de -0,45 €/MWh (-0,9%) respecto a la previsión de hace un mes (51,37). El Calendar 2018 dejó de cotizar en OMIP a 52,41 a finales Dic 2017, siendo máximo 53,38, media 44,85 y mínimo 39,83. Así, el 2018 está en *backwardation respecto al Carga Base 2017 (52,24 €/MWh)*, pero cotizando muy por encima del valor medio de los futuros.

Cae la curva forward a corto plazo, y sube a medio plazo, fluctuando (zig-zag) hacia abajo en 2019, hacia arriba 2020 y hacia abajo en 2021-2022 respecto a valores de hace un mes:

-Q1 2018 : Cae de 50,44 a 48,86 €/MWh. Perdiendo -1,57 €/MWh (-3,1%).

-Q2 2018 : Cae de 48,85 a 46,95 €/MWh. Perdiendo -1,90 €/MWh (-3,9%).

-Q3 2018 : Sube de 52,90 a 53,50 €/MWh. Ganando +0,60 €/MWh (+1,1%).

-Q4 2018 : Sube de 53,23 a 54,25 €/MWh. Ganando +1,02 €/MWh (+1,9%).

En cuanto a contratos de futuros anuales, de 2020 a 2022 caen todos 1,55 €/MWh (3,2%):

-Calendar 2019 ha caído de 49,05 a 48,85.

-Calendar 2020 ha subido de 46,70 a 46,78.

-Calendar 2021 ha caído de 46,20 a 46,08.

-Calendar 2022 ha empezado a cotizar desde el 2 Ene al mismo nivel del 2021.

Benchmarking a partir de previsiones de mercado a medio plazo sigue arrojando precios mayores que las ofertas de comercializadoras más competitivas a precio fijo, si bien la brecha se va estrechando un poco. Cabe destacar que algunas comercializadoras de grandes *utilities* ya no quieren ir a pérdidas (hipotéticamente frente a precios Spot o Futuros), y están ofertando sólo a precio indexado (*pass-pool* o *pass-through*).

Las tarifas de Acceso de Terceros a la Red (ATR) de electricidad para 2018 se mantienen sin cambios en baja, media y alta tensión, dado que se prevé una demanda en 2018 superior (0,5-1,0%) a la de 2017.



Las tarifas de garantía de potencia (definidas como tarifas variables para los consumidores) también siguen congeladas, si bien es importante destacar que hay un enorme descuadre entre los costes del sistema (352,46 Millones €) asociados a la remuneración del cargo por capacidad que cobran los generadores térmicos (CCGT's) frente a lo que pagamos todos los consumidores (736,55 Millones €) de forma directa en mercado mayorista (OS) o a través de comercializadora. Estamos hablando de un concepto que ha venido utilizando el Gobierno desde la liberalización del mercado, como una variable de holgura, para financiar otros conceptos ajenos al objetivo para el cual se ha constituido esa tarifa (cobro a consumidores) o incentivo (pago a generadores). Son unos 384 Millones € para "encaje de bolillos".

Respecto a los FEE's de remuneración de operadores del mercado (OMIE) y del sistema eléctrico (REE), después de un cierto tiempo que llevaban congelados, se ha producido una subida media de 35,5% y 17,6%, respectivamente:

-Generadores > 1 MW:

Fee OMIE sube de 8,73 a 11,83 €/MW disponible.

Fee OS sube de 38,43 a 48,18 €/MW disponible.

-Consumidores (de forma indirecta por Comercializadora):

Fee OMIE sube de 0,02476 a 0,03357 €/MWh.

Fee OS sube de 0,10865 a 0,12772 €/MWh.

Respecto al FEE por Gestión de la Demanda, la subasta para 2018 celebrada antes de Nochebuena, ha supuesto una caída del 29% del coste total anual, en línea con lo que habíamos anticipado.

#### SUBASTAS DE INTERRUMPIBILIDAD (GESTION DEMANDA INTERRUMPIBLE)

	Capacidad	Precio Medio	Coste Anual	Variación		Meses
Año	MW	€/MW/año	Millón€/año	M€/año	%	
2015	3.020	168.166	507,9 €			12
2016	2.890	173.973	502,8 €	- 5,1 €	-1,0%	12
2017	2.975	176.420	524,8 €	22,1 €	4,4%	12
2018	2.600	143.393	372,8 €	- 152,0 €	-29,0%	5

Es muy importante saber gestionar esta información, ya que podría suponer una subida de aprox. 1,3 €/MWh en el Término de Energía de los contratos de suministro eléctrico en vigor o recientemente suscritos antes de 1 Ene 2018, pero sólo durante los primeros 5 meses del año (Ene-May), y una bajada de aprox. 3,3 €/MWh a partir de 1 Jun 2018. Parece que el Operador del Sistema está aplicando una tarifa plana para todo el año, en torno a 1,5 €/MWh, repercutiendo el coste anual entre la demanda anual estimada con la real en lo que llevamos de año y la prevista para el resto del año. Os recordamos que dichos precios han sido estimados en barras de central, por tanto, deben considerarse los coeficientes de pérdidas para facturación a cliente final. "Quien calla, otorga". Desde luego, es muy probable que las comercializadoras "no muevan ficha" por la variación de este concepto, excepto en aquellos casos en los que se factura de forma "transparente" y explícita (*pass-through* del Operador del Sistema a Cliente Final). Nosotros encantados de aportar valor (servicio) analizando caso por caso y haciendo escuela, ya que la facturación de este concepto no es nada trivial.



Y si pensábamos que la subasta de interrumpibilidad de Ene-May iba a suponer una bajada neta de precios, nos hemos equivocado. Al final el Gobierno convocará una nueva subasta para el resto del año, lo cual muy probablemente redundará en un mayor coste para el conjunto del sistema y, por ende, para todos los consumidores, excepto para los que se benefician por su participación activa en dicho servicio para el Sistema.

Respecto a los peajes regionales, nos consta que muchas comercializadoras ya los han venido facturando a cliente final, si bien suponen poco coste, de momento, pero vamos que debería dañar (desgastar) a los políticos en aquellas Comunidades Autónomas (CCAA) que han hecho de “conejo de indias” (Cataluña, Valencia, Castilla-La Mancha y La Rioja). Este cambio regulatorio ha tenido muy poca difusión en medios de prensa, radio y TV, convencionales y digitales. Tal como hemos comentado antes, esto ya se está contagiando a las demás CCAA, de hecho se están estimando esos complementos para Andalucía, Aragón, Asturias, Cantabria, Castilla-León, Extremadura, Galicia, Islas Baleares, Islas Canarias, Madrid, Murcia, Navarra y País Vasco.

Recordamos que podéis aprovechar el lanzamiento de la nueva [Calculadora Energética](#) de **Enérgitas**, una aplicación para estimar en tiempo real los costes de los mercados mayoristas, operación técnica y futuros, y añadir todos los demás componentes de costes. Socios ACOGEN pueden solicitar el alta gratuita. [Más Info.](#)