



COMENTARIO ELECTRICIDAD 2018

Después de la caída espectacular del precio spot o de contado del mercado diario (*Commodity*) a 40,2 €/MWh en marzo, sigue escalada alcista en mayo alcanzando 54,9, un aumento exagerado de +12,3 €/MWh (+28,7%) respecto al mes de abril. Dicho cierre de mayo ha sido 2,7 veces superior al previsto hace un mes (se esperaba 50,4).

Y por si fuese poco, las cotizaciones de junio cotizan por encima de 58, esperando que se toque techo en julio (cerca de 62), relajándose un poco en agosto (60) y último repunte en septiembre (64) con la vuelta al cole y sufriendo síndrome postvacacional. Se espera que los precios sigan fluctuando resto de año en torno a 60-62, si no se castigan actuaciones especulativas por parte de supervisores y garantes de la eficiencia y competencia de los mercados energéticos.

Técnicamente hablando, el principal motivo del repunte de los precios del mercado eléctrico ha sido la escalada especulativa de los precios internacionales del gas y del petróleo, acentuada por la depreciación del tipo de cambio del euro frente al dólar, así como por las incertidumbres derivadas de problemas de geopolítica internacional (EEUU plantando cara a Corea del Norte) y nacional (nuevo Presidente de España elegido libremente por los Diputados en el Congreso).

La previsión del Precio Carga Base (media aritmética de todas las horas del año) para todo el año 2018 se estima 55,9 €/MWh, lo cual supone una subida de +1,9 €/MWh (+3,5%) respecto a la previsión de hace un mes (54,0). 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 invierte tendencia y ya está en *CONTANGO* respecto al Carga Base 2017 (52,24 €/MWh), cotizando por encima del valor máximo de los futuros. Los años siguientes (2019-2022) en *BACKWARDATION* respecto a 2018.

Sube toda la curva forward a corto y medio plazo respecto a valores de hace un mes:

- Q1 2018: Ha cerrado a 48,13 €/MWh.
- Q2 2018: Sube de 49,89 a 51,93 €/MWh. Ganando +2,04 €/MWh (+4,1%).
- Q3 2018: Sube de 58,95 a 61,80 €/MWh. Ganando +2,85 €/MWh (+4,8%).
- Q4 2018: Sube de 58,90 a 61,60 €/MWh. Ganando +2,70 €/MWh (+4,6%).

En cuanto a futuros anuales, suben todos, excepto Y2020:

- Calendar 2018 ha subido de 54,01 a 55,92. Ganando +1,91 (+3,53%).
- Calendar 2019 ha subido de 51,90 a 52,70. Ganando +0,80 (+1,54%).
- Calendar 2020 ha caído de 47,70 a 47,66. Perdiendo -0,04 (-0,08%).
- Calendar 2021 ha subido de 46,65 a 47,08. Ganando +0,43 (+0,92%).

Calendar 2022 sigue cotizando desde 2 Ene al mismo nivel 2021.



Benchmarking a partir de previsiones de mercado a medio plazo sigue anticipando precios mayores que las ofertas de comercializadoras más competitivas a precio fijo, abriéndose brecha conforme mayor factor de utilización de la potencia contratada. Cabe advertir que algunas comercializadoras de grandes *utilities* no quieren asumir pérdidas (hipotéticamente frente a precios Spot o Futuros), y están ofertando sólo a precio indexado (*pass-pool* o *pass-through*)... Así empezó a generalizarse la contratación del gas frente a precio fijo, si bien requiere una gestión activa de cartera mediante *hedging* a medio y largo plazo, con un seguimiento y control de precios y mercados.

Las tarifas de Acceso de Terceros a la Red (ATR) de electricidad para 2018 siguen 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. Se espera que los Presupuestos Generales del Estado (PGE), que aún no están del todo aprobados para este año, traigan una bajada del ATR entre 30 y 36 kV... , cuando en realidad se trata de Media Tensión en zonas de Iberdrola al Norte de España, lo cual no es elegible en otras redes de distribución en las que la Media Tensión está a 15 kV ó 25 kV. Desde luego, de llegar a implantarse dicha medida sería un trato discriminatorio contra los suministros localizados en otros territorios nacionales.

Las tarifas de garantía de potencia (definidas como tarifas variables para los consumidores) también siguen congeladas, si bien es importante destacar que sigue existiendo 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, desde Enero 2018 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, tal como hemos advertido, sumando las dos subastas para todo el ejercicio fiscal 2018, la celebrada antes de Nochebuena y la del pasado mes de Mayo, tendremos una subida del +23,5% (+123,2 millones €) en el coste total anual frente al del ejercicio 2017, que también había subido +4,4% (+22,1 millones €) respecto a 2016.

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

Año	Subper.	Capacidad	Precio Medio	Coste Anual	Variación		Meses
		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	Ene-May	2.600	143.393	372,8 €	- 152,0 €	-29,0%	5
2018	Jun-Dic	2.600	105.863	275,2 €	- 97,6 €	-26,2%	7
2018	Ene-Dic	2.600	249.255	648,1 €	123,2 €	23,5%	12

Así pues, el fee medio anual de la interrumpibilidad costará a los consumidores una media de 2,4 €/MWh en vez de 1,9 €/MWh del año pasado, es decir, 0,5 €/MWh adicional, siempre y cuando la demanda real no caiga por debajo de la prevista (270,7 TWh/año).

Respecto a los peajes regionales, suponen poco coste, de momento, pero 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). Esto ya está contagiando a las demás CCAA. Pronto se aplicarán 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.](#)