

COMENTARIO ELECTRICIDAD

El precio del mercado de energía eléctrica en Mibel sigue cayendo aún sin tocar suelo. Precio contado (OMIE) ha bajado 8,6 €/MWh (-16,52%) en marzo, cerrando a 43,19 €/MWh. Dicha bajada es 2,4 €/MWh (+5,5%) mayor que la media esperada hace un mes.

La nueva previsión del Precio Carga Base para 2017 es de 49,6 €/MWh, lo cual implica una subida de 9,93 €/MWh (+25,0%) por encima del año 2016 (39,67). El Calendar 2017 dejó de cotizar en OMIP a 46,0 a finales de diciembre de 2016, siendo máximo 51,05, media 45,74 y mínimo 39,70. Por tanto, el 2017 está en *contango*, entre valores máximo y medio de los futuros, debido al repunte histórico de inicios de este año.

Los futuros a corto y medio plazo suben a corto, medio y largo plazo respecto a valores de hace un mes.

- Q1 2017: baja de 54,77 a 55,6 €/MWh. Subida +0,83 €/MWh (+1,5%).
- Q2 2017: baja de 43,00 a 45,37 €/MWh. Subida +2,37 €/MWh (+5,5%).
- Q3 2017: baja de 48,08 a 49,9 €/MWh. Subida +1,82 €/MWh (+2,4%).
- Q4 2017: sube de 46,50 a 47,6 €/MWh. Subida +1,10 €/MWh (+3,2%).

Así, el precio para todo el 2017 se corrige +1,53 €/MWh (+3,2%) pasando de 48,07 a 49,60.

El Calendar 2018 gana +1,4 €/MWh (+3,3%) pasando de 42,5 a 43,9.

Los tres años siguientes 2019-2021 ganan uniformemente +0,5 €/MWh (+1,2%) pasando de 42,3 a 42,8 el 2019, de 41,9 a 42,4 tanto 2020 como 2021 (ambos cotizando a mismo nivel desde inicios de enero, falta de liquidez).

Seguimos con benchmarking a partir de previsiones de mercado a medio plazo arrojando precios mayores que las ofertas de comercializadoras más competitivas a precio fijo. Si persisten contratos a precios indexados o compras como consumidores directos (agentes de mercado mayorista), es recomendable realizar coberturas parciales en algunos trimestres mediante swaps (contratos por diferencias), o bien un CAP (precio techo) para evitar subidas especulativas del pool, aprovechando bajadas por debajo del CAP (depende de prima de riesgo).

Como ya sabemos, Gestión de Demanda Interrumpible (GDI) y Garantía de Potencia (GP o Cargo por Capacidad) son susceptibles de actualización mensual o al final del año o del contrato por el carácter provisional de la GDI y de las pérdidas óhmicas en redes de distribución y transporte. El precio de referencia de la GDI se mantiene en torno a 2,0-2,2 €/MWh en barras de central.

Las tarifas de ATR de electricidad para 2017 aún siguen igual que en 2016, así como las tarifas de garantía de potencia y los FEE's de remuneración de operadores mercado (OMIE) y sistema eléctrico (REE). Los peajes de autoconsumo son los únicos que se han ajustado a la baja, tanto el término de potencia como el de energía.

Repetimos, el 27 de enero de 2017 entraron en vigor las nuevas tasas regionales aplicables a la electricidad, inicialmente en cuatro comunidades autónomas (CCAA): Cataluña, Valencia, Castilla-La Mancha y La Rioja. Estas intenciones (ansiedad para aumentar la recaudación de las arcas regionales sin un beneficio claro para los consumidores, en general) se han planteado como suplementos territoriales de forma aditiva en formato binómico de las tarifas de ATR. En principio, se han definido como tarifas de ATR adicionales moderadas y sólo para el año 2013, para dos subperiodos: 7 meses (Ene-Jul) y 5 meses (Ago-Dic). Si bien el impacto de estas

tarifas es inicialmente bajo, se teme que con el tiempo vayan incrementándose y extendiéndose a otras CCAA. Es, cuanto menos, un trato discriminatorio penalizar a los consumidores de energía eléctrica en cuatro CCAA rompiendo la unicidad y homogeneidad que existía en todo el territorio peninsular español. Muy difícil de explicar a una industria que tenga plantas conectadas al mismo nivel de tensión en diferentes CCAA y tengan que pagar más tarifas de ATR en Cataluña, Valencia, Castilla-La Mancha y La Rioja. Aunque la factura por la cuantía total por este importe no va a ser una cuestión impagable, el Gobierno y esas CCAA han pasado el problema de cobro de dichas tasas a las comercializadoras de energía eléctrica, o bien a las distribuidoras en el caso de que el ATR esté contratado directamente con el cliente. Será muy difícil que un consumidor pague este sobrecoste. De momento, no se han emitido facturas al respecto.

El impacto económico de estos suplementos de ATR territoriales, supone un aumento del precio medio total diferente en cada Comunidad Autónoma, aproximadamente, de menos a más:

- Cataluña: 0,1 €/MWh, 0,1% sobre precio medio total del suministro de energía eléctrica en la actualidad.
- Valencia: 0,2 €/MWh, +0,2% sobre precio medio total.
- La Rioja: 0,6 €/MWh, +0,6%
- Castilla-La Mancha: 0,7 €/MWh, 0,7%.

Para el primer subperiodo: Ene-Jul 2017, las nuevas tarifas suponen un incremento al ATR que se pagó en esos mismos meses:

- Cataluña: +0,006% en potencia y 0,01% en energía, excepto en periodos p4-p6 para tarifa 6.2A y p3-p6 para tarifas 6.3A y 6.4A, que no tienen subida.
- Valencia: +0,26% tanto potencia como energía.
- La Rioja : +1,7% tanto potencia como energía.
- Castilla La Mancha: +2% tanto potencia como energía.

Para el segundo subperiodo: Ago-Dic 2017, las nuevas tarifas suponen un incremento al ATR que se pagó en esos mismos meses (cuyas tarifas subieron realmente desde 3 de agosto de 2013, en su momento, y no desde 1 de agosto, pero vamos se nota que no se ha prestado suficiente atención al respecto):

- Cataluña: +0,006% en potencia y 0,01% en energía, excepto en periodos p4-p6 para tarifa 6.1A, p3-p6 para tarifas 6.2A y 6.3A, y todos los periodos de la tarifa 6.4A, que no tienen subida.
- Valencia: +0,26% tanto potencia como energía.
- La Rioja : +1,7% tanto potencia como energía.
- Castilla La Mancha: +2% tanto potencia como energía.