

MERCADOS Y PRECIOS ENERGÉTICOS | ENERO 2025

COMENTARIO ELECTRICIDAD

Precio carga base del mercado mayorista spot o de contado (*Commodity*) ha repuntado en DIC a 111,2 €/MWh, valor máximo mensual del año, debido fundamentalmente a menor producción nuclear y renovable (solar y eólica), mayores precios del gas, mayor producción térmica y demanda residual (descontando menores autoconsumos de Solar FV).

Aún en invierno seguimos observando precios con niveles reducidos en días de menor demanda (típicamente domingo o festivos) y horas de mayor radiación solar (12-15 h) en DIC y ENE (entre 0,4 y 5,0 €/MWh).

Riesgos de apagones generalizados (black-out) y mayores precios energéticos

Cabe mencionar la seria preocupación de los consumidores por la falta de un plan de repotenciación o modernización del parque nuclear en España en vez de ir cerrando las plantas cuando se trata de una de las tecnologías más limpias según la Comisión Europea. Según las empresas propietarias, el cierre se debe realmente a una excesiva e insoportable carga fiscal (igual o superior a todos los costes operativos) y al desproporcionado coste del tratamiento de residuos nucleares (responsabilidad para siglos posteriores: empezando por un almacén de residuos provisional *in situ*). Las fechas de cierre previstas del parque nuclear aún no se están reflejando en los precios de los mercados de futuros.

Central Nuclear	Inicio Actividad	Fecha Cierre*	Capacidad (MW)	Región
Almaraz I	01/05/1981	01/11/2027	1.049	Extremadura
Almaraz II	08/10/1983	31/10/2028	1.044	Extremadura
Ascó I	10/12/1984	02/10/2030	1.027	Cataluña
Ascó II	31/03/1986	02/10/2031	1.027	Cataluña
Cofrentes	11/03/1985	30/11/2030	1.092	Valencia
Trillo	06/08/1988	16/11/2034	1.066	Castilla-La Mancha
Vandellós	08/03/1988	26/07/2030	1.087	Cataluña
TOTAL			7.392	ESPAÑA

*Concesión de renovación de autorización de explotación hasta esa fecha.

Fuente: Consejo de Seguridad Nuclear y BOE. Elaboración propia.

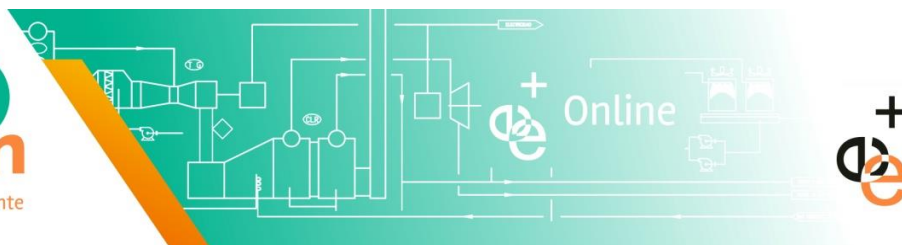
La carga fiscal sobre las nucleares supone un lastre contra su competitividad, se ha incrementado aprox. un 75% pasando de 16 €/MWh a 28 €/MWh, superando la media europea. En esto le ganamos a cualquier país de nuestro entorno. El Gobierno, los reguladores y las empresas propietarias deben encontrar una solución (reducciones o bonificaciones o exenciones fiscales) para garantizar una rentabilidad razonable mientras sigan operando, o bien podrían nacionalizarse o subastarse a la industria o nueva demanda (empresas tecnológicas) o al Operador del Sistema (ingresos regulados en BOE) para optimizar la repercusión de esos costes no sólo directamente a los consumidores a nivel nacional o individual. El coste del tratamiento de residuos podría trasladarse perfectamente a todos los consumidores en los Cargos del Sistema, tal y como se hacía antes. La regulación debe replantearse si es necesario.

La parada de ambos grupos de Ascó en NOV, ha obligado al Operador del Sistema Eléctrico (Red Eléctrica) a activar al menos un par de veces el denominado Servicio de Respuesta Activa de la Demanda (SRAD),



Estos comentarios están disponibles en acogen.es para su descarga.

Las reflexiones incluidas sobre la previsible evolución de los mercados energéticos, son elaboradas por un analista externo - Enérgitas -, y reflejan exclusivamente su opinión, sin suponer en modo alguno un intento de influencia por parte de esta Asociación en el libre comportamiento de cualquier operador en el mercado.



mecanismo de flexibilidad del sistema eléctrico por el que la gran industria española percibe un incentivo (precio fijo mediante subasta anual ex ante) en el caso de que tenga que parar su actividad (reducir la demanda interrumpible contratada) durante cierto tiempo en que la demanda se prevé máxima (típicamente 2,5 h) en días críticos, aparte del precio de la energía en ese tiempo (precio variable aprox. 150 €/MWh). En 2024 el SRAD disponía únicamente de 609 MW (a 40,82 €/MW). Ello no compensa los más de 2.000 MW de la central Ascó. Por ello, han tenido que funcionar más plantas térmicas de Ciclo Combinado. Podemos deducir lo que pasará con los precios del mercado : **¡los futuros anuales y PPA's van a repuntar!** si no contamos con potencia nuclear (energía limpia, de base, estable y gestionable, al menor coste). Para 2025 el SRAD dispone ya de 1.148 MW (a 56,43 €/MW) de potencia interrumpible pero insuficiente. La primera subasta del nuevo mercado de capacidad prevista en primer semestre 2025 permitirá disponer de potencia firme que puedan aportar (desconectar) los vendedores/generadores (compradores/consumidores) en momentos críticos del sistema, una gran oportunidad para los cogeneradores que inviertan en Sistemas de Almacenamiento de Energía (Baterías) para garantizar potencia firme cuando la requiera el OS, optimizando el uso de las baterías el resto del tiempo para beneficiar a los mercados (del pool y operación técnica). Esto último puede ser clave inclusive para la supervivencia de aquellas plantas que ya no perciban retribución regulada.

Comportamiento de los precios de contado y futuros

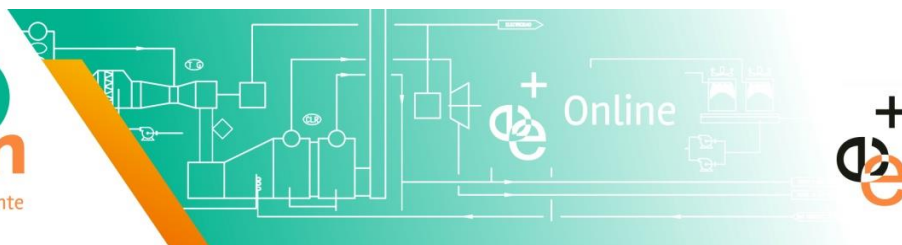
La previsión a corto plazo revierte a 104,6 €/MWh (ENE) y los futuros anticipan una tendencia correctiva en FEB 83, MAR 60, ABR 47, tocando fondo en MAY 46, si bien muy lejos de la bajada de precios en primavera 2024: 20,3 (MAR), 13,7 (ABR) y 30,4 €/MWh (MAY).

Los precios nulos o negativos (verano) o reducidos (resto del año) están frenando el ritmo inversor en nuevos proyectos de Solar Foto-Voltaica pero incentivan la diversificación en otras tecnologías limpias como la minieólica de eje vertical o microcogeneración inclusive sistemas de almacenamiento (siempre y cuando aumente el incentivo para cargar y descargar en ciclo diario). En España el Spread diario (diferencia entre precios mínimo y máximo) anda en torno a una media de 70 €/MWh, mientras en otros países se duplica hacia arriba (Alemania) o abajo (Francia) por el mix de generación y peso de la industria en la demanda.

El precio anual carga base de 2022 ha cerrado en 167,5 €/MWh, sin incluir el ajuste del gas, lo cual supone un nivel muy superior al máximo más reciente (2018: 57,3) y menos reciente (2008: 64,4). De hecho, las medidas paliativas establecidas desde 16 Sep 2021 (bajada de los Cargos del Sistema y del Impuesto Especial sobre la Electricidad) hasta 31Dic2021 y las nuevas medidas del 31Mar2022, extendidas hasta 31Dic2022, y la actualización a lo largo de 2023, más las recientes y menos ambiciosas aprobadas hasta 30Jun2024, y algunas extendidas hasta 31Dic2024, han sido y siguen siendo insuficientes y en la mayoría de casos no han favorecido a todas las industrias, discriminando aquellas que cumpliendo requisitos no pertenecen a sectores habilitados.

El Precio Spot, Carga Base (media aritmética de todas las horas del año) para 2023 ha cerrado a 87,1 €/MWh. El futuro 2023 ha cotizado en *contango* respecto a 2020 con valores mínimo 40, medio 79 y máximo 351.

El Precio Spot Carga Base 2024 ha cerrado a 63,04 €/MWh. El futuro 2024 ha cotizado en *bakwardation* respecto a 2023 con valores mínimo 40, medio 72 y máximo 204.



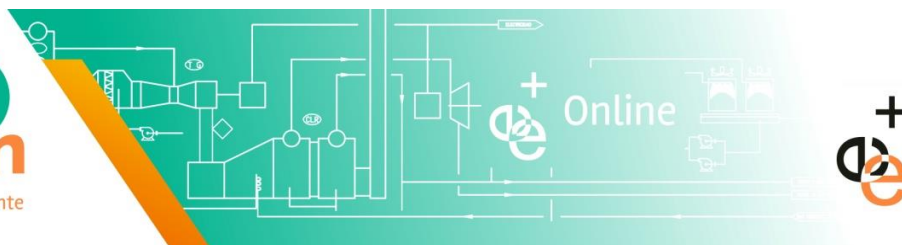
Para 2025 la estimación (*benchmark*) repunta a 78,0 €/MWh, muy por encima de la media histórica del pool.

El 2020 ha sido el mínimo del histórico (**34,0 €/MWh**) debido fundamentalmente al efecto de la pandemia Covid-19 (menor actividad económica/industrial, menor demanda, menor precio de los combustibles y CO₂). **Para 2025 vemos que la subida esperada respecto al 2020 es de 230%**. Europa NO se puede permitir el lujo de arruinar la poca industria que aún sigue sobreviviendo y hundir en la miseria energética a consumidores domésticos, PYMES, industrias, comercios y autónomos. Los diversos sectores de la economía están enfrentando una crisis presupuestaria sin precedentes con estos precios tan desmesurados. Ya no hay colchón, no hay posibilidades de supervivencia empresarial si los precios no vuelven a niveles razonables en términos anuales o interanuales. Seguimos en un estado de emergencia energética. Pinta muy mal el medio plazo para los consumidores.

Las nuevas estrategias que han preparado en Bruselas recién aprobadas y pendientes de transposición en los países miembros NO parece que vayan a resolver los problemas estructurales de poder de mercado, especulación, organización y estructura de los sectores energéticos que impide mayor competencia, eficiencia económica y bienestar social.

- Año 2020 ha cerrado a 34,0 €/MWh. Representa el valor anual mínimo del registro histórico desde cuando ha empezado el mercado de derechos de emisiones de CO₂ (Año 2005), fecha que marca un antes y un después en los mercados europeos con un impacto actual del coste de oportunidad del CO₂ que ya alcanza el precio medio histórico pool 2020 (factor de emisión del 37% para las plantas CCGT).
- Año 2021 ha cerrado a 111,9 €/MWh por los repuntes del gas y su repercusión en los precios del pool desde julio 2021 (subida límite superior). El problema Rusia-Ucrania ha venido después (FEB 2022).
- Año 2022 ha cerrado a 167,5 €/MWh, máximo histórico debido a elevados precios del gas (antes y después del citado conflicto), sin incluir ajuste del gas de 15 JUN a 31 DIC.
- Año 2023 ha cerrado a 87,1 €/MWh, debido a menores precios del gas, sin incluir el ajuste del gas de 1 ENE a 31 DIC.
- Año 2024 ha cerrado a 63,0 €/MWh, debido a menores precios del gas y mayor producible renovable y una progresiva caída de la demanda residual.
- Los futuros para resto de 2025 (*benchmark*) anticipan un repunte anual a 78,0 €/MWh, y revierte en 2026 a 67,9 con una caída semiplana en torno a 59-57 desde 2027 hasta 2035, sin reflejar el plan de cierre de las nucleares. El perfil de la *curva forward* ha subido en todos los años respecto a los valores de hace un mes.

SPANISH POWER MARKET				
Fecha	(Vi 13/12/24)	(Vi 17/01/25)		
Futuros	Carga Base	Carga Base	Diferencia	%
YR-12		47,23		Cierre Ejercicio 2012
YR-13		44,26		Cierre Ejercicio 2013
YR-14		42,13		Cierre Ejercicio 2014
YR-15		50,32		Cierre Ejercicio 2015
YR-16		39,67		Cierre Ejercicio 2016



YR-17		52,24		Cierre Ejercicio 2017
YR-18		57,29		Cierre Ejercicio 2018
YR-19		47,68		Cierre Ejercicio 2019
YR-20		33,96		Cierre Ejercicio 2020
YR-21		111,92		Cierre Ejercicio 2021
YR-22		167,53		Cierre Ejercicio 2022
YR-23		87,10		Cierre Ejercicio 2023
YR-24	61,77	63,04	1,27	2,1%
YR-25 Benchmark	67,25	78,02	10,77	16,0%
YR-26	59,80	67,90	8,10	13,5%
YR-27	56,85	59,25	2,40	4,2%
YR-28	56,50	58,00	1,50	2,7%
YR-29	56,00	57,50	1,50	2,7%
YR-30	56,00	57,15	1,15	2,1%
YR-31	56,00	56,94	0,94	1,7%
YR-32	56,00	56,94	0,94	1,7%
YR-33	55,73	56,86	1,13	2,0%
YR-34	55,45	56,57	1,12	2,0%
YR-35	n.d.	56,57	n.d.	n.d.
PPA 2026-2030	57,03	59,96	2,93	5,1%
PPA 2027-2031	n.d.	57,77	n.d.	n.d.
PPA 2026-2035	n.d.	58,37	n.d.	n.d.

Fuente: OMIE-OMIP. Elaboración Enérgitas (SummitEnergyIberia).

Las empresas pueden suscribir PPA's para una parte de su consumo, y si aún no lo han hecho, los precios de los PPA's Carga Base han tocado fondo y rebotado en el último mes. Parece momento oportuno para asegurar presupuestos a largo plazo, gestionando el riesgo hacia adelante (especialmente FEB y MAR 2025 que anticipan por encima de 80 y 60 €/MWh, respectivamente). Las existencias de gas europeas siguen cayendo por debajo del 75 % de capacidad, para mitigar el impacto de precios de gas a corto plazo y minimizar los riesgos significativos de escasez antes del invierno boreal (hemisferio norte). Cabe decir que el alto nivel de almacenamiento proviene también de la deslocalización de industrias, que están encontrando otros países con menores restricciones ambientales y precios de gas más baratos que en Europa. Las exportaciones de gas ruso a través de Ucrania se mantienen estables, aunque está previsto que finalicen cuando expire el acuerdo de tránsito a finales de DIC. La Comisión Europea espera un impacto mínimo en los precios, ya que la región está preparada para asegurar suministros alternativos y se supone que los *hubs* de gas ya han tenido en cuenta la próxima interrupción.

PPA PERFIL CARGA BASE: Antes del ajuste por el supuesto tope de gas eliminado el 31Dic2023, los PPA's con renovables cotizaban a niveles de aprox. 82 €/MWh. Desde 12 Julio 2022, en OMIP ya contamos con productos PPA a 5 años y 10 años, que están induciendo señales más competitivas, pero como ya hemos advertido volvemos a observar presiones alcistas.

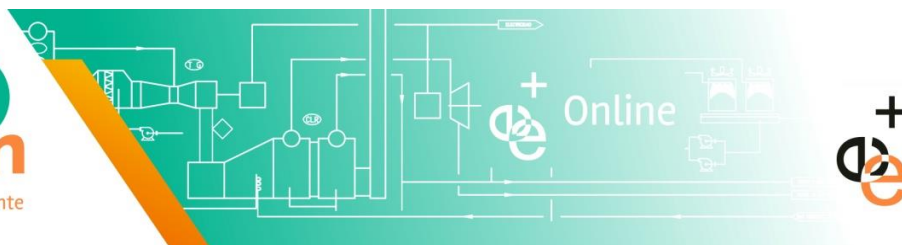
PPA Carga Base del lustro de Ene 2024 a Dic 2028 ha cotizado con valores máximo, medio y mínimo de 94,5-75,9-62,2, respectivamente, siendo 67,2 €/MWh su última cotización (28 Dic 2023).

PPA Carga Base del lustro Ene'25 – Dic'29 ha cotizado con valores máximo, medio y mínimo de 69,6-60,5-49,2, respectivamente, siendo 64,8 €/MWh su última cotización (27 Dic 2024).



Estos comentarios están disponibles en acogen.es para su descarga.

Las reflexiones incluidas sobre la previsible evolución de los mercados energéticos, son elaboradas por un analista externo - Enérgitas -, y reflejan exclusivamente su opinión, sin suponer en modo alguno un intento de influencia por parte de esta Asociación en el libre comportamiento de cualquier operador en el mercado.



PPA Base a 5 años 2026-2030 ha repuntado a 60,0 €/MWh (+3,0 €/MWh, +5,1%) respecto a valores de hace un mes (57,0 €/MWh).

PPA Base a 5 años 2027-2031 ha empezado a cotizar el 2 Ene 2025 a 59,6 €/MWh.

PPA Base a 10 años empezando en Ene 2024 y hasta 31 Dic 2033 ha cotizado con valores máximo, medio y mínimo de 64,4-60,0-55,7, respectivamente, siendo 61,7 €/MWh su última cotización el 28 Dic 2023.

PPA Base a 10 años empezando en Ene 2025 y hasta 31 Dic 2034 ha cotizado con valores máximo, medio y mínimo de 61,1-55,8-49,9, respectivamente, siendo 61,1 €/MWh su última cotización el 27 Dic 2024 (máximo).

PPA Base a 10 años empezando en 2026 y hasta 2035 ha empezado a cotizar a 59,2 €/MWh el 2 Ene 2025.

PPA PERFIL CARGA SOLAR:

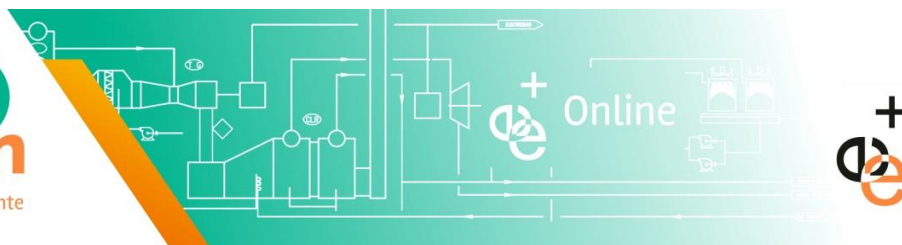
La curva *Forward* de los precios futuros del Carga Solar han subido respecto a valores de hace un mes como consecuencia del contagio del aumento de los precios de contado, aunque en realidad puede entenderse como una exigencia de la oferta inversora que trata de aprovechar la posibilidad de mejorar las rentabilidades de contratos PPA's a largo plazo o bien para cubrir sobrecostes de inversión imprevistos (nuevos cambios regulatorios en cuanto a monitorización y telecontrol, teledisparo).

PERFIL SOLAR				
Fecha	(Vi 13/12/24)	(Vi 17/01/25)		
Futuros	Carga Solar	Carga Solar	Diferencia	%
FTS YR-25 Benchm.	40,43	57,50	17,07	42,2%
FTS YR-26	40,39	41,40	1,01	2,5%
FTS YR-27	39,50	39,85	0,35	0,9%
FTS YR-28	39,13	40,20	1,07	2,7%
FTS YR-29	38,60	39,70	1,10	2,8%
FTS YR-30	38,60	39,35	0,75	1,9%
FTS YR-31	38,60	39,14	0,54	1,4%
FTS YR-32	38,60	39,14	0,54	1,4%
FTS YR-33	38,32	39,06	0,74	1,9%
FTS YR-34	38,03	38,77	0,74	1,9%
FTS YR-35	n.d.	38,77	n.d.	n.d.
FTS PPA 26/30	39,24	40,10	0,86	2,2%
FTS PPA 27/31	n.d.	39,65	n.d.	n.d.
FTS PPA 26/35	n.d.	39,54	n.d.	n.d.

Fuente: OMIP. Elaboración Enérgitas/SEI.

El perfil solar sigue más barato respecto al perfil Base, aunque se han corregido las diferencias que llegaban a -39% hace dos meses, y ahora están en torno a 26%-39%.

PERFIL CARGA BASE		PERFIL SOLAR		(Vi 17/01/25)	
Comparación de perfiles de carga o perfiles de precios				Diferencia	
Futuros	Carga Base	Futuros	Carga Solar	€/MWh	%
FTB YR-25 Benchm.	78,02	FTS YR-25	57,50	-20,52	-26,3%



FTB YR-26	67,90	FTS YR-26	41,40	-26,50	-39,0%
FTB YR-27	59,25	FTS YR-27	39,85	-19,40	-32,7%
FTB YR-28	58,00	FTS YR-28	40,20	-17,80	-30,7%
FTB YR-29	57,50	FTS YR-29	39,70	-17,80	-31,0%
FTB YR-30	57,15	FTS YR-30	39,35	-17,80	-31,1%
FTB YR-31	56,94	FTS YR-31	39,14	-17,80	-31,3%
FTB YR-32	56,94	FTS YR-32	39,14	-17,80	-31,3%
FTB YR-33	56,86	FTS YR-33	39,06	-17,80	-31,3%
FTB YR-34	56,57	FTS YR-34	38,77	-17,80	-31,5%
FTB YR-35	56,57	FTS YR-35	38,77	-17,80	-31,5%
PPA 26-30	59,96	FTS PPA 26/30	40,10	-19,86	-33,1%
PPA 27-31	57,77	FTS PPA 27/31	39,65	-18,12	-31,4%
PPA 26-35	58,37	FTS PPA 26/35	39,54	-18,83	-32,3%

Fuente: OMIP. Elaboración Enérgitas/SEI.

Precios PPA's Solar a 5 años empezando en 2024 revirtieron bruscamente desde MAY-JUN-JUL 2023 a niveles de 70,9-49,3-49,2 €/MWh, respectivamente. Pero en SEP repuntaron a 54,6 tocando máximo en OCT a 62,4, ya cayendo a 57,9 en NOV y 47,5 en DIC 2023.

Precios PPA's Solar a 5 años 2025-2029 ha dejado de cotizar a 44,5 €/MWh el 27 Dic 2024.

PPA's Solar a 5 años 2026-2030 ha subido a 40,1 €/MWh (+0,9 €/MWh, +2,2%) respecto a valores de hace un mes (39,2 €/MWh).

Precios PPA's Solar a 5 años 2027-2031 ha empezado a cotizar a 41,7 €/MWh el 2 Ene 2025.

PPA's Solar a 10 años desde 2024 hasta 2033 han caído a niveles de 56,3-37,6-37,4 €/MWh en MAY-JUN-JUL. Pero en SEP han repuntado a 40,3 y en OCT a 45,0, cayendo a 43,0 en NOV, y también en DIC a 41,8 2023.

Precios PPA's Solar a 10 años 2025-2034 ha dejado de cotizar a 42,0 €/MWh el 27 Dic 2024.

Los PPA's Solar a 10 años 2026-2035 ha empezado a cotizar a 40,8 €/MWh el 2 Ene 2025.

La decisión de un PPA carga Base o Solar, comenzando en ENE 2026 ó FEB 2025 depende del perfil de carga del consumo a cubrir, y del músculo financiero (tesorería y presupuesto) y binomio rentabilidad-riesgo frente a la expectativa de la evolución de los precios Base y Solar. El Autoconsumo con excedentes puede mejorar aún más los resultados frente a un PPA virtual o físico ubicado en otro punto frontera fuera del perímetro de 2 km (usando la red y pagando los demás costes del suministro). Pero se requiere apertura de expediente para exportar a la red con el riesgo de perder parte de la fianza (un 20%) a depositar en las arcas públicas si el distribuidor no dispone de capacidad de transferencia de energía a través de su red eléctrica. Cuestión que está frenando en seco a los inversores en autoconsumo, ya que no pueden obtener ingresos por la venta de excedentes los fines de semana (bajada de producción), alargando el *pay-back* esperado. Cuando resulta imposible vender los excedentes vertidos a la red, existen soluciones para sacar provecho económico a los excedentes: i) sistemas de almacenamiento "in situ" para cargarse con dichos excedentes y descargarlos para autoabastecerse en horas de precios pico; ii) arbitraje de precios de mercado y servicios de operación técnica con dichos sistemas de almacenamiento para mejorar el *pay-back* de la inversión en dichos equipos; iii) sistemas de almacenamiento portátiles para llevar esas baterías a



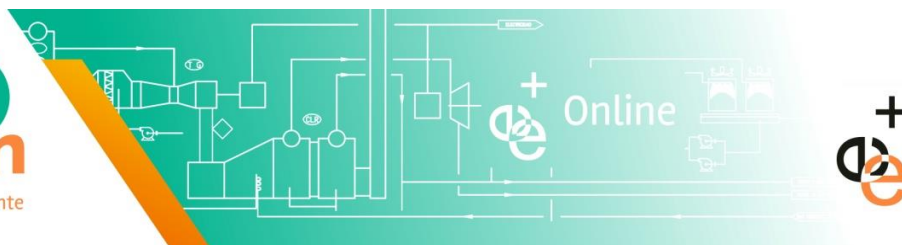
otras industrias cercanas (*plug&play*) sin usar la red (>2 km); y iv) nuevo mercado de subastas de capacidad (potencia). Las comunidades energéticas sufren el problema de que requieren porcentajes prefijados para el reparto de los excedentes entre todos los puntos de suministro de cada comunidad energética dentro del perímetro comunal (2 km). Eso supone una restricción regulatoria que impide la cobertura óptima de la demanda de los suministros. Con los tiempos que corren y la tecnología existente, debería permitirse una actualización mensual o semanal o diaria de dicho coeficiente a nivel horario.

En ciertas regiones (comunidades autónomas), parece que existen menores restricciones (15 km) para autogeneración compartida, lo cual debería de extenderse a nivel nacional.

El nuevo cambio regulatorio del pool paneuropeo para implantar precios cuarto-horarios va a aumentar aún más la volatilidad de los precios del mercado mayorista. Ver Resolución de 3 de octubre de 2024, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se modifican los procedimientos de operación eléctricos 14.1 y 14.4 para la adaptación de la liquidación al ISP cuarto-horario. Los nuevos precios del pool nos aproximarán al equilibrio de oferta y demanda de energía eléctrica en los mercados de regulación secundaria y terciaria, coincidiendo con la medida de los contadores de electricidad fiscales (potencia máxima cada 15 minutos), cuando debería medirse y facturarse el consumo real cuarto-horario (la tecnología lo permite). **Pasaremos de 24 precios horarios a 96 precios cuarto-horarios en cada día (aunque inicialmente el precio sea el mismo a lo largo de una hora) en el primer trimestre 2025, ya que ha sido imposible su implantación en JUN 2024. Dicho retraso se debe a la complejidad del proyecto y elevado número de agentes de mercado y del sistema, sin recibir ningún incentivo o compensación económica por la adecuación de sus sistemas de información y gestión.** Es muy fácil para el regulador establecer este tipo de cambios, sin tener en cuenta el gran esfuerzo económico que supone para los agentes del mercado, y sin medir el impacto económico que tendrá esta medida. Además, esto pondrá en cuestión el papel del Operador del Sistema y de los mercados de balances y regulación de frecuencia-potencia (banda secundaria y energía terciaria), cuyos precios hoy por hoy no tienen cobertura financiera (no existen *swaps* para gestión de riesgo de variación de precios de la operación técnica). Pinta un escenario ideal para impulsar las inversiones en sistemas de almacenamiento con baterías, siempre y cuando esté subvencionado (por lo menos la mitad de la inversión), pero ruinoso para los consumidores que no puedan aprovecharlo. Esto es como el coche eléctrico para quien se lo pueda permitir. **Este cambio obliga a realizar sendas inversiones en las plataformas de gestión de mercados de todos los agentes:** generadores, comercializadores, distribuidores, agentes vendedores, *traders*: importadores y exportadores, sin ningún tipo de ayuda por parte del gobierno. También afecta a los Consumidores Directos, y de cualquier manera a los consumidores indirectos (suministrados por comercializador o generador o autoproducer).

Se están planteando proyectos de hibridación con solar fotovoltaica, minieólica de eje vertical y almacenamiento para aprovechar el *arbitraje natural* de los precios en los mercados de contado, frenados por las barreras regulatorias para facturar vertidos o excedentes a la red. Cabe mencionar que hay algunas empresas (fabricante española) que están ofreciendo por adelantado bonificaciones del 30% sobre el precio de venta (llave en mano) como incentivos a la fabricación de mini-eólica de eje vertical con una excelente visualización de compromiso de la actividad industrial con la protección del medioambiente.

El precio del Fondo Nacional de Eficiencia Energética (FNEE) ha aumentado a **0,947453 €/MWh**, según la Orden TED/268/2024, de 20 de marzo, por la que se establecen las obligaciones de ahorro energético, el cumplimiento mediante Certificados de Ahorro Energético y la aportación mínima al FNEE para el año 2024. Esta nueva normativa trae nuevas oportunidades para las empresas que hayan realizado inversiones para mejorar la eficiencia energética desde FEB 2023. Los sujetos pasivos, que aparecen en dicha orden pueden



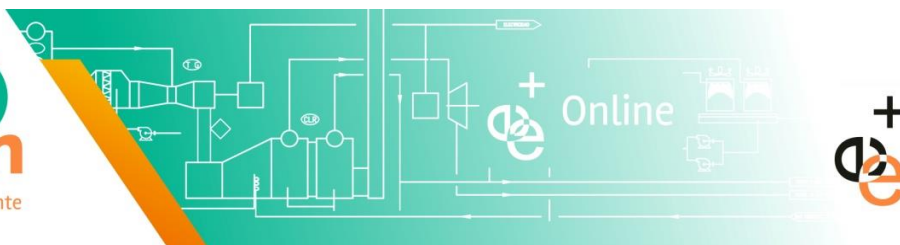
certificar las inversiones incentivando “correctamente” a los consumidores sean o no las correspondientes comercializadoras del suministro de electricidad. El FNEE permite la puesta en marcha de mecanismos de apoyo económico y financiero, asistencia técnica, formación e información u otras medidas que permitan aumentar la eficiencia energética en los diferentes sectores y ayudar a conseguir el objetivo de ahorro establecido. Además del incentivo por canje de los certificados, las medidas podrán ser cofinanciadas con otras fuentes de financiación, incluidos los Fondos Europeos. Según propuesta pendiente de ser publicada en BOE para el 2025 el coste del FNEE para comercializadoras de referencia sube a 1,308926 €/MWh, y la equivalencia financiera para del coste medio necesario para movilizar las inversiones requeridas en todos los sectores para alcanzar los objetivos de ahorro anual sube un +10% a 189.165,95 euros por GWh ahorrado para un ahorro de energía final para establecido en 5.815 GWh (5.200 en 2024), y los sujetos obligados deben satisfacer al menos un 15% de su cuota de obligación de ahorro de 2025 (20% en 2024) mediante aportaciones económicas al FNEE, permitiéndoles cubrir el restante 85% (80% en 2024) mediante la liquidación de Certificados de Ahorro Energético (CAE’s).

Tarifas de Acceso de Terceros a la Red (ATR)

Para 1/1/2025 la subida de los Cargos del Sistema parece que ha sentado un poco mal a la opinión pública, aunque se compensa con la aprobación de una bajada de los Peajes, además de la bajada de los eventuales costes por excesos de potencia contratada y de la liquidación de la tarifa de la garantía de potencia que se liquida en el mercado mayorista (afectada por los coeficientes horarios de las pérdidas técnicas en las redes de distribución y transporte). La subida del FEE del Operador del Mercado se compensa con la bajada provisional del FEE del Operador del Sistema. Las penalizaciones por excesos de reactiva mantienen los mismos valores en vigor.

Adjuntamos el detalle de los nuevos cargos y peajes (definitivos), precios del exceso de potencia contratada y sus coeficientes de penalización, penalizaciones de reactiva según el factor de potencia (Coseno PHI), las tarifas de Garantía de Potencia.

ANÁLISIS POTENCIA		TARIFAS DE ATR Y CARGOS DEL SISTEMA						
PEAJES 01Ene2024	Término de Potencia PEAJE 1 Ene 2024 (€/kW/año)							
	Tipo	P1	P2	P3	P4	P5	P6	Total
	6.1TD	20,557850	12,762884	9,926251	7,848380	0,325141	0,325141	51,7456
	6.2TD	13,138413	8,751207	5,615670	4,671118	0,238475	0,238475	32,6534
	6.3TD	10,474293	6,510420	5,241724	4,138835	0,341465	0,341465	27,0482
6.4TD	7,310560	4,116430	3,161822	2,877385	0,194493	0,194493	17,8552	
CARGOS 15Feb2024	Término de Potencia CARGO SISTEMA 15 Feb 2024 (€/kW/año)							
	Tipo	P1	P2	P3	P4	P5	P6	Total
	6.1TD	3,856557	1,930027	1,402384	1,402384	1,402384	0,642759	10,6365
	6.2TD	2,264702	1,133557	0,823528	0,823528	0,823528	0,377450	6,2463
	6.3TD	1,813304	0,907425	0,659281	0,659281	0,659281	0,302217	5,0008
6.4TD	0,887008	0,443874	0,322548	0,322548	0,322548	0,147835	2,4464	
P&C hasta 31Dic2024	Término de Potencia PEAJE&CARGO hasta 31 Dic 2024 (€/kW/año)							
	Tipo	P1	P2	P3	P4	P5	P6	Total
	6.1TD	24,414407	14,692911	11,328635	9,250764	1,727525	0,967900	62,3821
	6.2TD	15,403115	9,884764	6,439198	5,494646	1,062003	0,615925	38,8997
	6.3TD	12,287597	7,417845	5,901005	4,798116	1,000746	0,643682	32,0490
6.4TD	8,197568	4,560304	3,484370	3,199933	0,517041	0,342328	20,3015	
Término de Potencia PEAJE 1 Ene 2025 (€/kW/año)								



	Tipo	P1	P2	P3	P4	P5	P6	Total
PEAJES 01Ene2025	6.1TD	23,669055	12,513915	4,696330	3,309245	0,069965	0,062286	44,3208
	6.2TD	16,620368	9,426053	2,481516	1,512028	0,059278	0,052654	30,1519
	6.3TD	10,791377	6,502236	2,118318	1,380541	0,045332	0,039905	20,8777
	6.4TD	6,590215	3,939980	0,956817	0,665081	0,019779	0,013181	12,1851
Término de Potencia CARGO SISTEMA 1 Ene 2025 (€/kW/año)								
	Tipo	P1	P2	P3	P4	P5	P6	Total
CARGOS 01Ene2025	6.1TD	5,126302	2,565475	1,864110	1,864110	1,864110	0,854384	14,1385
	6.2TD	3,010339	1,506773	1,094669	1,094669	1,094669	0,501723	8,3028
	6.3TD	2,410323	1,206189	0,876345	0,876345	0,876345	0,401720	6,6473
	6.4TD	1,179050	0,590016	0,428745	0,428745	0,428745	0,196508	3,2518
NUEVO Término de Potencia 1 Ene 2025 (€/kW/año)								
	Tipo	P1	P2	P3	P4	P5	P6	Total
P&C NUEVOS desde 1Ene2025	6.1TD	28,795357	15,079390	6,560440	5,173355	1,934075	0,916670	58,459287
	6.2TD	19,630707	10,932826	3,576185	2,606697	1,153947	0,554377	38,454739
	6.3TD	13,201700	7,708425	2,994663	2,256886	0,921677	0,441625	27,524976
	6.4TD	7,769265	4,529996	1,385562	1,093826	0,448524	0,209689	15,436862
DIFERENCIA Término de Potencia (€/kW/año)								
	Tipo	P1	P2	P3	P4	P5	P6	Total
Diferencias ACTUAL menos NUEVO	6.1TD	4,380950	0,386479	-4,768195	-4,077409	0,206550	-0,051230	-3,9229
	6.2TD	4,227592	1,048062	-2,863013	-2,887949	0,091944	-0,061548	-0,4449
	6.3TD	0,914103	0,290580	-2,906342	-2,541230	-0,079069	-0,202057	-4,5240
	6.4TD	-0,428303	-0,030308	-2,098808	-2,106107	-0,068517	-0,132639	-4,8647
DIFERENCIA Término de Potencia (%)								
	Tipo	P1	P2	P3	P4	P5	P6	Total
Diferencias ACTUAL menos NUEVO	6.1TD	17,9%	2,6%	-42,1%	-44,1%	12,0%	-5,3%	-6,3%
	6.2TD	27,4%	10,6%	-44,5%	-52,6%	8,7%	-10,0%	-1,1%
	6.3TD	7,4%	3,9%	-49,3%	-53,0%	-7,9%	-31,4%	-14,1%
	6.4TD	-5,2%	-0,7%	-60,2%	-65,8%	-13,3%	-38,7%	-24,0%

Fuente: BOE y CNMC. Elaboración Enérgitas/SEI.

ANÁLISIS ENERGÍA		TARIFAS DE ATR Y CARGOS DEL SISTEMA					
Término de Energía PEAJE 1 Ene 2024 (€/kWh)							
	Tipo	P1	P2	P3	P4	P5	P6
PEAJES 01Ene2024	6.1TD	0,021899	0,011675	0,007394	0,005376	0,000406	0,000212
	6.2TD	0,011872	0,006530	0,003686	0,002774	0,000249	0,000090
	6.3TD	0,010399	0,005651	0,003603	0,002659	0,000238	0,000140
	6.4TD	0,008757	0,004806	0,003067	0,002206	0,000139	0,000089
Término de Energía CARGO SISTEMA 15 Feb 2024 (€/kWh)							
	Tipo	P1	P2	P3	P4	P5	P6
CARGOS 15Feb2024	6.1TD	0,013305	0,009856	0,005322	0,002661	0,001706	0,001064
	6.2TD	0,006243	0,004624	0,002497	0,001249	0,000800	0,000499
	6.3TD	0,005117	0,003791	0,002047	0,001023	0,000656	0,000409
	6.4TD	0,001944	0,001440	0,000778	0,000389	0,000249	0,000156
Término de Energía PEAJE&CARGO hasta 31 Dic 2024 (€/kWh)							
	Tipo	P1	P2	P3	P4	P5	P6
P&C hasta 31Dic2024	6.1TD	0,035204	0,021531	0,012716	0,008037	0,002112	0,001276
	6.2TD	0,018115	0,011154	0,006183	0,004023	0,001049	0,000589



Estos comentarios están disponibles en acogen.es para su descarga.

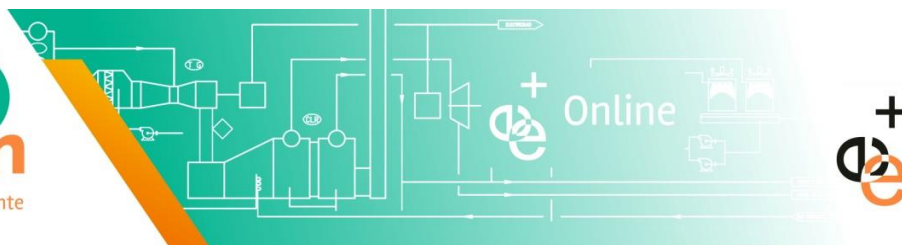
Las reflexiones incluidas sobre la previsible evolución de los mercados energéticos, son elaboradas por un analista externo - Enérgitas -, y reflejan exclusivamente su opinión, sin suponer en modo alguno un intento de influencia por parte de esta Asociación en el libre comportamiento de cualquier operador en el mercado.

	6.3TD	0,015516	0,009442	0,005650	0,003682	0,000894	0,000549
	6.4TD	0,010701	0,006246	0,003845	0,002595	0,000388	0,000245
PEAJES 01Ene2025	Término de Energía PEAJE 1 Ene 2025 (€/kWh)						
	Tipo	P1	P2	P3	P4	P5	P6
	6.1TD	0,027104	0,011894	0,004726	0,002739	0,000122	0,000029
	6.2TD	0,014770	0,006840	0,002279	0,001219	0,000063	0,000020
	6.3TD	0,012294	0,005470	0,001931	0,001063	0,000055	0,000015
	6.4TD	0,007944	0,003569	0,001288	0,000681	0,000036	0,000004
CARGOS 01Ene2025	Término de Energía CARGO SISTEMA 1 Ene 2025 (€/kWh)						
	Tipo	P1	P2	P3	P4	P5	P6
	6.1TD	0,017686	0,013101	0,007074	0,003537	0,002267	0,001415
	6.2TD	0,008298	0,006146	0,003319	0,001660	0,001064	0,000664
	6.3TD	0,006802	0,005039	0,002721	0,001360	0,000872	0,000544
	6.4TD	0,002584	0,001914	0,001034	0,000517	0,000331	0,000207
P&C NUEVOS desde 1Ene2025	NUEVO Término de Energía 1 Ene 2025 (€/kWh)						
	Tipo	P1	P2	P3	P4	P5	P6
	6.1TD	0,044790	0,024995	0,011800	0,006276	0,002389	0,001444
	6.2TD	0,023068	0,012986	0,005598	0,002879	0,001127	0,000684
	6.3TD	0,019096	0,010509	0,004652	0,002423	0,000927	0,000559
	6.4TD	0,010528	0,005483	0,002322	0,001198	0,000367	0,000211
Diferencias ACTUAL menos NUEVO	DIFERENCIA Término de Energía (€/kWh)						
	6.1TD	0,009586	0,003464	-0,000916	-0,001761	0,000277	0,000168
	6.2TD	0,004953	0,001832	-0,000585	-0,001144	0,000078	0,000095
	6.3TD	0,003580	0,001067	-0,000998	-0,001259	0,000033	0,000010
	6.4TD	-0,000173	-0,000763	-0,001523	-0,001397	-0,000021	-0,000034
Diferencias ACTUAL menos NUEVO	DIFERENCIA Término de Energía (%)						
	6.1TD	27,2%	16,1%	-7,2%	-21,9%	13,1%	13,2%
	6.2TD	27,3%	16,4%	-9,5%	-28,4%	7,4%	16,1%
	6.3TD	23,1%	11,3%	-17,7%	-34,2%	3,7%	1,8%
	6.4TD	-1,6%	-12,2%	-39,6%	-53,8%	-5,4%	-13,9%

Fuente: BOE y CNMC. Elaboración Enérgitas/SEI.

El incremento neto medio al sumar PEAJES y CARGOS para un perfil carga base teniendo en cuenta los Términos de Potencia y de Energía, resultan inferiores a 1 €/MWh. Concretamente, para ATR 6.1TD y 6.2TD tenemos un incremento medio de +0,6 y +0,4 €/MWh, respectivamente. Y para las tarifas de muy alta tensión, 6.3TD y 6.4TD, el efecto neto es una bajada media de -0,3 y -1,0 €/MWh, respectivamente.

También cabe recordar que venimos advirtiendo que la exención de los cargos al autoconsumo y del peaje de generación a la autoproducción, terminará más tarde o temprano porque la demanda residual no podrá soportar todas las subidas de los Cargos del Sistema, y habrá que repercutirlas también a los titulares de instalaciones de autoconsumo tarde o temprano. De momento, hay superávit en el sistema de actividades reguladas por los recortes de las actividades de distribución y transporte, y por elevado precio del pool que pagan los consumidores regulados (PVPC), frenando tal escenario indeseable para los que se están aprovechando de los tremendos incentivos a la promoción de renovables para autoconsumo (especialmente la solar FV). Quizás eso ocurra después del 2030. Este año próximo vendrá un primer susto que supondrá “rascarse los bolsillos”: la implantación obligatoria de sistemas de monitorización y telecontrol de los paneles solares para facilitar la gestión (planificación) del equilibrio de la oferta y demanda por parte del Operador del Sistema, extensivo a demás tecnologías de autoconsumo/autoproducción.



Precio del exceso de potencia (€/kW y día).
T4 y T5 hasta 31 Dic 2024

6.1TD	6.2TD	6.3TD	6.4TD
0,117264	0,10891	0,099256	0,095864

Precio del exceso de potencia (€/kW).
T1, T2 y T3 hasta 31 Dic 2024

6.1TD	6.2TD	6.3TD	6.4TD
3,566788	3,31268	3,019048	2,915852

T4 y T5 desde 1 Ene 2025

6.1TD	6.2TD	6.3TD	6.4TD
0,109576	0,108262	0,101886	0,08984

T1, T2 y T3 desde 1 Ene 2025

6.1TD	6.2TD	6.3TD	6.4TD
3,332942	3,292963	3,099043	2,73262

DIFERENCIAS

6.1TD	6.2TD	6.3TD	6.4TD
-0,007688	-0,000648	0,00263	-0,006024
-6,6%	-0,6%	2,6%	-6,3%

DIFERENCIAS

6.1TD	6.2TD	6.3TD	6.4TD
-0,233846	-0,019717	0,079995	-0,183232
-6,6%	-0,6%	2,6%	-6,3%

Fuente: BOE y CNMC. Elaboración Enérgitas/SEI.

Coeficientes Excesos Potencia Cuarto-Horarios desde 1 Ene 2024						
ATR	P1	P2	P3	P4	P5	P6
Unidad	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.
6.1TD	1,000000	0,620828	0,482845	0,381770	0,015816	0,015816
6.2TD	1,000000	0,666078	0,427424	0,355531	0,018151	0,018151
6.3TD	1,000000	0,621562	0,500437	0,395142	0,032600	0,032600
6.4TD	1,000000	0,563080	0,432501	0,393593	0,026604	0,026604

Coeficientes Excesos Potencia Cuarto-Horarios desde 1 Ene 2025						
ATR	P1	P2	P3	P4	P5	P6
6.1TD	1,000000	0,528704	0,198416	0,139813	0,002956	0,002632
6.2TD	1,000000	0,567139	0,149306	0,090974	0,003567	0,003168
6.3TD	1,000000	0,602540	0,196297	0,127930	0,004201	0,003698
6.4TD	1,000000	0,597853	0,145188	0,100919	0,003001	0,002000

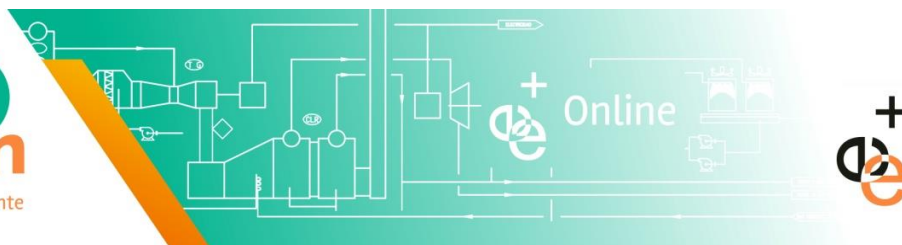
DIFERENCIAS Coeficientes						
6.1TD	0,000000	-0,092124	-0,284429	-0,241957	-0,012860	-0,013184
6.2TD	0,000000	-0,098939	-0,278118	-0,264557	-0,014584	-0,014983
6.3TD	0,000000	-0,019022	-0,304140	-0,267212	-0,028399	-0,028902
6.4TD	0,000000	0,034773	-0,287313	-0,292674	-0,023603	-0,024604

DIFERENCIA Coeficientes (%)						
6.1TD	0,0%	-14,8%	-58,9%	-63,4%	-81,3%	-83,4%
6.2TD	0,0%	-14,9%	-65,1%	-74,4%	-80,3%	-82,5%
6.3TD	0,0%	-3,1%	-60,8%	-67,6%	-87,1%	-88,7%
6.4TD	0,0%	6,2%	-66,4%	-74,4%	-88,7%	-92,5%

Fuente: BOE y CNMC. Elaboración Enérgitas/SEI.

Tarifa de Garantía de Potencia

Se conoce la bajada de la GP conocida como pagos por capacidad, aunque sea una tarifa variable a efectos de la recaudación de la bolsa de dinero para remunerar la garantía de potencia disponible de los



generadores (actualmente sólo térmicos -plantas CCGT's), que pronto se empezará a asignar y remunerar mediante subasta de mercado de capacidad en la que podrán participar todos aquellos agentes del mercado que puedan contribuir a subir (bajar) potencia cuando lo requiera el Operador del Sistema.

TARIFA GP hasta 31 DIC 2024 (€/kWh) ATR 6.1TD-6.4TD					
P1	P2	P3	P4	P5	P6
0,000537	0,000247	0,000165	0,000124	0,000124	0,0
TARIFA GP desde 1 ENE 2025 (€/kWh) ATR 6.1TD-6.4TD					
P1	P2	P3	P4	P5	P6
0,000452	0,000208	0,000139	0,000104	0,000104	0,0
DIFERENCIA GP (€/kWh)					
-0,000085	-0,000039	-0,000026	-0,000020	-0,000020	0,0
DIFERENCIA GP (%)					
-15,8%	-15,8%	-15,8%	-16,1%	-16,1%	0,0%

Fuente: BOE para 2024 y Propuesta Cargos Sistema 2025 CNMC. Elaboración Enérgitas/SEI.

Fees de los Operadores del Mercado (OM) y del Sistema (OS)

COMERCIALIZADORES Y CONSUMIDORES DIRECTOS

Operador	Hasta 31/12/2024	Desde 1/1/2025	DIFERENCIA	
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%
OM (OMIE)	0,040960	0,042720	0,001760	4,3%
OS (REE)	0,174980	0,168530	-0,006450	-3,7%
Total	0,215940	0,211250	-0,004690	-2,2%

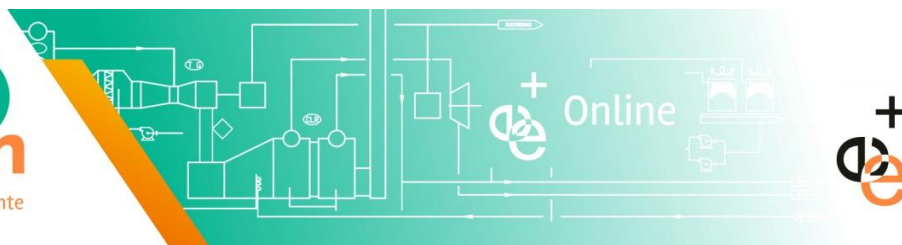
GENERADORES (P > 1 MW)

Operador	2024	2025	DIFERENCIA	
	€/MW	€/MW	€/MW	%
OM (OMIE)	13,31	14,09	0,78	5,9%
OS (REE)*	200 €/mes	200 €/mes		0,0%

*Fee OS fijo también lo pagan los comercializadores y consumidores directos.

Fuente: BOE para 2024 y Propuestas Cargos del Sistema y del Operador del Sistema para 2025 de la CNMC. Elaboración Enérgitas/SEI.

El 14 JUN 2023 se ha publicado el Real Decreto 444/2023, de 13 de junio, por el que se modifica el Real Decreto 1106/2020, de 15 de diciembre, por el que se regula el Estatuto de los Consumidores Electro-Intensivos (CEI). Se abre la puerta a más consumidores, reduciendo las exigencias financieras (ratio Consumo/Valor Añadido Bruto = 0,25 kWh/€) y consumo en periodo de horas valle (p6) a 46% (no exigible en 2022 y 2023). Se mantiene consumo anual mínimo de 1 millón de kilovatios hora (1 GWh = 1.000 MWh = 1.000.000 kWh). En cuanto a obligaciones, se mantiene el 10% de energía renovable a plazo (quinquenal), excepto PYMES, pero se aumentan exigencias (restricciones), es decir, riesgo potencial de devolver las eventuales ayudas caso de incumplimientos. Por un lado, exigen enviar previsiones de autoconsumo al Operador del Sistema (plazo 6 meses para disponer equipos de medida y de 3 meses para alta en Concentrador Principal del Sistema de Medidas Eléctricas -SIMEL- desde obtención de certificación). Al menos un 30% del suministro debe proceder de energías renovables mediante PPA's, Certificados de Garantía de Origen (GdOs') o autoproducción. Invertir al menos la mitad (50%) de las eventuales ayudas en proyectos para reducir Gases de Efecto Invernadero (GEI's) de las instalaciones.

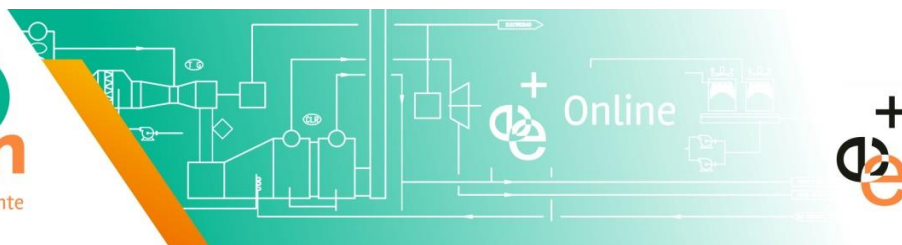


Tremenda subida (más del doble) del ratio energético-financiero publicada el 20 Enero 2024, en el B.O.E. mediante Resolución de 15 de enero de 2024, de la Secretaría de Estado de Industria, por la que se revisa el cociente entre consumo y valor añadido bruto para optar a la categoría de consumidor electrointensivo, al que se refiere el Real Decreto 1106/2020, de 15 de diciembre, por el que se regula el Estatuto de los consumidores electrointensivos, pasando a ser 0,51 kWh/€. Esto supone una barrera de entrada para muchos consumidores (avalancha) que ya habían solicitado alegremente el alta de CEI a finales de 2023 y especialmente a inicios de 2024, por la flexibilidad temporal del cumplimiento del ratio del 46% del consumo en horas valle (periodo p6: primeras 8 h de todos los días e inclusive las 24 h de fines de semana y días festivos nacionales).

El nuevo Estatuto podría suponer devolución (y sanción) de ayudas percibidas, pues de momento cambia las obligaciones/exigencias sin el debido consenso con los consumidores industriales y PYMES. Habrá que aprovisionar la eventual devolución de las ayudas que se podrían estar percibiendo derivadas de las convocatorias de ayudas anteriores, caso de reclamación administrativa por ingresos indebidos por incumplimiento de alguna de las obligaciones contraídas. No se puede seguir consumiendo con este tipo de incertidumbres. Los plazos de cumplimiento de informe de eficiencia energética deberían ampliarse tanto para la convocatoria de ayudas en 2022 (vencieron 31.12.2023) como en 2023 (30.04.2024). No hay tiempo ni recursos suficientes para haber cumplido con esos plazos. La implantación del Sistema de Gestión de la Energía auditado y certificado según la norma UNE-EN ISO 50001, supone un largo proceso con tremendos sobrecostes y recursos imprevistos, que no están siendo debidamente compensados con las escasas ayudas de las convocatorias.

Respecto a la nueva convocatoria de ayudas referidas a los cargos del sistema del ejercicio 2023, ha empezado el 4 de junio de 2024 y ha terminado el día 1 de julio de 2024. La convocatoria de dichas ayudas se publicó el día 03/06/2024 (cuando debería haberse publicado en Abril), pudiendo solicitar las ayudas aquellos suministros que hubiesen metido previamente la solicitud de alta de CEI. Para la concesión de las ayudas sí que se necesita disponer de alta de CEI. Ya se conocen los resultados de la adjudicación, coincidiendo con las ayudas solicitadas si han sido estimadas correctamente. No obstante, existe obligación a confirmar la aceptación en plazo inferior a una semana pues el silencio del CEI supone renuncia a la ayuda solicitada. Nadie solicita algo para rechazarlo. Nuestra propuesta es ir evaluando qué suministros pueden cumplir los nuevos requisitos, empezando por el CNAE, si bien tenemos solicitudes de empresas que sin estar incluidos en el Grupo 1 o bien Grupo 2, pueden tener posibilidades de recurrir una eventual denegación en vista de una sentencia reciente aplicable a la exención del 85% del Impuesto Especial sobre la Electricidad. Así que NO os desaniméis. Debéis ir paso a paso. La clave es NO estar en los sectores inhabilitados (antiguos). Si no estáis en los del Grupo 1 ó 2, se podría intentar solicitar el alta sobre la base de la sentencia comentada, siempre y cuando no seáis un sector antiguo inhabilitado. Por pedirlo NO se pierde nada.

Se barajan nuevas barreras de entrada y endurecimiento de las exigencias regulatorias en una nueva revisión prematura del Estatuto de CEI's, de momento en fase de elaboración y consulta pública cerrada el 14 JUN 2024 a efectos de contribuciones de las partes interesadas, pero sin exponer ningún borrador. Según el gobierno, el objetivo de los nuevos cambios "es mejorar la regulación y gestión del registro de CEI's y el mecanismo de compensación de cargos a estos consumidores. En concreto, se trata de mejorar la coherencia y claridad de las definiciones de requisitos y obligaciones de los CEI's, reducir cargas administrativas y aumentar la eficiencia de la acción administrativa de gestión, comprobación y control". Dejando claro que quiere armonizar la definición de los requisitos y obligaciones de los CEI's y racionalizar los procedimientos de certificación y comprobación del cumplimiento de los requisitos establecidos.



La [Propuesta de Circular, por la que se modifica la Circular 3/2020, de 15 de enero, de la CNMC, por la que se establece una nueva metodología \(aplicable a partir 1 ENE 2025\) para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad](#) anticipa cambios en la facturación de la potencia y de la reactiva, supuestamente para mejorar el control de tensiones, especialmente en horas valle. En lo referente a instalaciones de consumidores industriales, con tipos de puntos de medida 1, 2 y 3, se modifica el artículo 9 de la circular 3/2020, que regula la facturación por excesos de potencia (que pasa a denominarse potencia demandada y por energía reactiva:

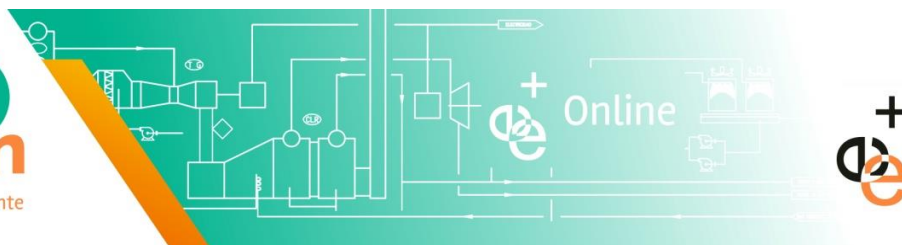
- Facturación de Potencia Demandada (desde 1 ENE 2025): El cambio fundamental es la integración del coeficiente K_p en el término de exceso de potencia $TEPP$, cuyos valores se publicarán para cada periodo (p) tarifario, en la Circular de Peajes.
- Facturación por excesos de reactiva se mantiene tal cual en la actualidad hasta 31 DIC 2025, sin penalizar el Factor de Potencia (Cosef) capacitivo por debajo de 0,98 en horas valle (p6), y penalizando el FP inductivo fuera de valle (p1-p5) por debajo de 0,8 a 62,332 €/MVArh y entre 0,8 y 0,95 a 41,554 €/MVArh.
- Facturación por excesos de reactiva desde 1 ENE 2026:

Periodo horario	Puntos de suministro conectados en tensión superior a 220 kV con potencia contratada > 5 MW en algún periodo horario	Resto de puntos de suministro a los que les es de aplicación el término por energía reactiva
Periodo 1	0,95 cap < $\cos \varphi$ > 0,95 ind	0,95 cap < $\cos \varphi$ > 0,90 ind
Periodos 2, 3, 4 y 5	0,98 cap < $\cos \varphi$ > 0,95 ind	0,95 cap < $\cos \varphi$ > 0,90 ind
Periodo 6	$\cos \varphi < 1$ ind	0,98 < $\cos \varphi < 1$ ind

- El precio del término de energía reactiva (€/kVArh) para factores de potencia fuera de rango serán los siguientes:

Factor de potencia fuera de rango	Término de energía reactiva (€/kVAhr)
0,80 cap $\leq \cos \varphi \geq$ 0,80 ind	0,0080
0,80 cap > $\cos \varphi <$ 0,80 ind	0,0120

- La CNMC podrá modificar la penalización mediante resolución.
- A partir de 2026 penalizará no cumplir con el rango de FP en valle (p6).



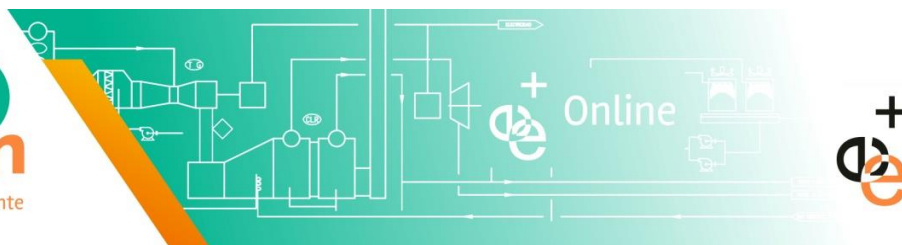
Para el segundo semestre de 2024: Real Decreto-Ley 4/2024, de 26 de junio, por el que se prorrogan determinadas medidas para afrontar las consecuencias económicas y sociales derivadas de los conflictos en Ucrania y Oriente Próximo y se adoptan medidas urgentes en materia fiscal, energética y social:

- Para los consumidores industriales de sectores intensivos en consumo de gas natural que fueron beneficiarios de las ayudas para la compensación de los costes adicionales debidos al aumento excepcional de los precios del gas natural durante 2022 regulada en el artículo 59 del RDL 20/2022, se prorroga 6 meses el plazo para acreditar el requisito de cumplimiento de los plazos de pago establecidos en el artículo 13.3 bis de la Ley 38/2003. Dichos requisitos serán exigibles a los doce meses desde el cobro efectivo de la subvención y su incumplimiento en dicho plazo constituirá causa de reintegro total de la subvención.
- Prórroga hasta 31/12/2024 la aplicación del esquema de flexibilización temporal de los contratos de suministro de energía eléctrica contenido en el artículo 7 del RDL 18/2022.
- Prórroga hasta 31/12/2024 la aplicación del mecanismo de apoyo para garantizar la competitividad de la industria electrointensiva contenida en el artículo 1 del RDL 6/2022: reducción en la factura eléctrica del 80% del coste correspondiente a los peajes de acceso.
- Prórroga hasta 31/12/2024 que el aumento de los costes energéticos no podrá constituir causa objetiva de despido en empresas que se benefician de este tipo de programas de ayudas.
- Se mantiene la prohibición de interrumpir los suministros de agua, electricidad y gas a los consumidores vulnerables hasta 31/12/2024 y se prorroga el bono social eléctrico con una senda de normalización gradual hasta JUL 2025, con descuentos superiores a los existentes antes de la crisis energética. En la norma también se otorga carácter indefinido a la Tarifa de Último Recurso (TUR) de gas para las Comunidades de Propietarios.

Al vencimiento del primer semestre 2024, el Real Decreto-Ley 8/2023 por el que inicia la retirada gradual de las medidas en materia fiscal en el ámbito de la energía aprobadas durante el 2022, desaparecen varias de las medidas temporales establecidas para hacer frente a la crisis energética derivada de la guerra de Ucrania, cuya vigencia terminaba el 31 DIC 2023. Las tres medidas globales han sido:

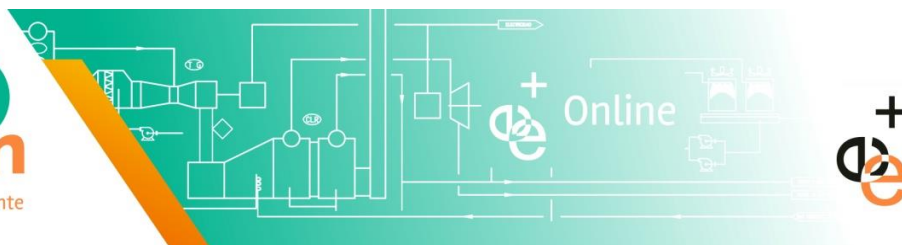
- El IVA pasa a ser del 10% en vez del 5%. Desde 1 Ene y hasta 31 Dic 2024. Sólo para consumidores de menos de 10 kW. El IVA reducido se aplicará cuando el precio medio aritmético del mercado diario correspondiente al último mes natural anterior al del último día del periodo de facturación haya superado los 45 euros/MWh. Caso de que haya sido menor, entonces se aplica el máximo (21%). Para la industria sigue el tipo máximo (21%) independientemente del precio del pool.
- La reducción del **Impuesto Especial sobre la Electricidad (IEE)** pasa de 0,5% a 2,5% desde 1 Ene hasta 31 Mar 2024 y al 3,8% desde 1 Abr hasta 30 Jun 2024, y **volverá a 5,1127% a partir 1 Jul 2024**. Hay que tratar de cumplir o seguir cumpliendo los requisitos para aprovechar la exención fiscal del 85% sobre el IEE, sabiendo que hay una reciente sentencia judicial que amplía sectores industriales para acogerse a dicha bonificación.
- El **Impuesto sobre el Valor de la Producción de la Energía Eléctrica (IVPEE)** será del 3,5% hasta marzo y pasará a un 5,25% hasta junio. Volviendo al valor del **7% desde 1 Jul**. De forma excepcional y transitoria, el IVPEE se suspendió para el tercer y cuarto trimestre de 2021 y para los años 2022 y 2023. Aquella medida ha supuesto que las retribuciones correspondientes a la electricidad incorporada al sistema durante el referido periodo de suspensión quedan exoneradas de tal impuesto.

El consumidor ha sufrido el varapalo por la subida sucesiva del IVA y del IEE, lo cual se ha mitigado por la bajada de precios únicamente durante la primavera. Los precios energéticos habían bajado a niveles



razonables para competir en un mercado globalizado, pero ha sido un espejismo primaveral. Después de las elecciones regionales y municipales, vascas y catalanas, y más recientemente las europeas, los precios han empezado a repuntar.

El MITERD ha abierto Audiencia e Información Pública del “Proyecto de RD por el que aprueba el Reglamento General de Suministro y Contratación y se establecen las condiciones para la comercialización, agregación y la protección del consumidor de energía eléctrica”, cuyo plazo de alegaciones ha finalizado 13 SEP 2024. Vamos a esperar las nuevas condiciones para la figura del agregador independiente, derechos y obligaciones del consumidor directo en mercado, códigos de red (RD 647/2020) y acceso y conexión a redes (RD 1183/2020), prestando especial atención a instalaciones de gestión de la demanda y almacenamiento.



COMENTARIO GAS

Precio interanual futuro Dated Brent repunta +5,2% y Tipo de cambio US\$/€ pierde -1,8%, induciendo subida neta media de +2,2% en los precios variables del suministro de gas a cliente final en España respecto a valores de hace un mes (caso de indexación a Brent y TC), teniendo en cuenta los cambios del ATR (peajes y cargos del sistema gasista) para la nueva temporada que inicia 1 OCT 2024. En valor acumulado, los precios de gas como materia prima son ahora aún más altos que en 2020, casi un 300% de incremento. Se acentúa el impacto de la renovación de nuevos contratos de suministro de gas para industrias, que ya venían arrastrando un incremento estructural de los contratos entre un +110% y +140% en los precios del gas. Si tenemos en cuenta nuevas fórmulas (actualizadas) bajo el nuevo estadio de precios, las subidas son de escándalo, superando en muchos casos la tarifa de gas regulada (de referencia o de último recurso o TUR) del sector gasista para clientes domésticos (baja presión de gas). Esto es un hecho que está provocando serios problemas de tesorería en las industrias gas-intensivas y/o calor-intensivas. Las ayudas iniciales del gas para las industrias han sido muy restringidas a unos pocos sectores, excluyendo a la inmensa mayoría de las industrias.

El precio interanual del *hub* de gas España-Portugal (Mibgas) repunta +14,9% debido a la subida de los precios internacionales de gas respecto a valores de hace un mes. Los *hubs* de gas europeos, el TTF y NBP han repuntado +14,4% y +17,1%, respectivamente. Mismo sentido pero con más contundencia, el gas Henry Hub de EEUU, índice NYMEX, repunta +23,4% por efecto del invierno en EEUU. Los futuros del carbón (ARA) han bajado -2,7% respecto a valores de hace un mes, el nivel más bajo desde JUL, en medio de una amplia oferta de los principales productores del mundo y menores preocupaciones por una demanda incierta.

Así, los futuros interanuales del *DATED* Brent han pasado de 72,4 a 76,2 US\$/bbl, y los futuros del Tipo de Cambio pasan 1,0594 a 1,0399 US\$/€.

La media interanual de los futuros del Mibgas pasan de 40,5 a 46,5 €/MWh.

La media interanual de los futuros del TTF pasan de 40,7 a 46,6 €/MWh.

La media interanual de los futuros del NBP (UK) pasan de 99,7 a 116,8 peniques/termia.

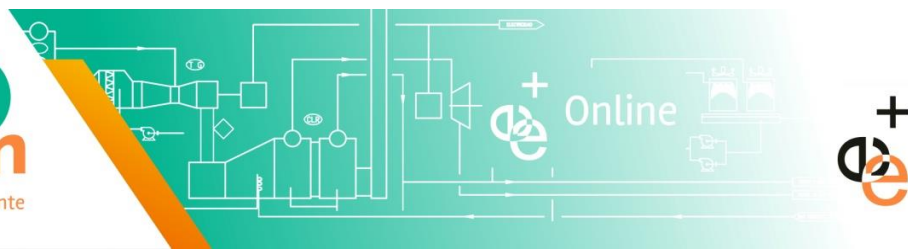
La media interanual de los futuros del NYMEX pasan de 3,1 a 3,9 US\$/MMBtu.

Los targets del Dated Brent pasan de 70,9-68,9-67,7 US\$/barril a finales de 2025-2026-2027, a niveles de 72,8-69,8-68,6, respectivamente. Curva *forward* mantiene perfil *backwardation*.

Los targets del euro frente al dólar americano pasan de 1,0705-1,0927-1,1124 US\$/€ a finales de 2025-2026-2027 a 1,0500-1,0675-1,0876, respectivamente. Perfil *contango* con niveles muy bajos, pero podría frenar eventuales subidas de futuros del Brent, si bien la economía europea muestra síntomas de mucha debilidad macroeconómica por el incremento de la deuda pública y subida del coste de la vida (IPC).

Los targets del TTF pasan de 39,0-33,9-28,8 €/MWh a finales 2025-2026-2027, a niveles de 45,1-37,5-30,6, respectivamente. Pero deberían bajar (aprox. dos tercios) y de forma sostenida en el tiempo, para que la gran industria europea no huya a otros países, que se preocupan más por las industrias con precios energéticos competitivos y menores restricciones y costes ambientales. No hay presupuesto ni margen





para repercutir los precios energéticos a los productos manufacturados en Europa (serían sustituidos aún más por productos asiáticos).

Los futuros de MIBGAS anticipan medias anuales que pasan de 40,0-33,6 €/MWh para 2025-2026 a niveles de 46,5-39,2, respectivamente. El 2023 ha cerrado un precio de contado a 39,2 más de un 60% inferior al escandaloso precio de 2022 (100 €/MWh). El 2024 ha cerrado a 34,9 €/MWh caída adicional de -4,3 €/MWh (-11%) respecto a 2023.

A corto plazo, el precio Spot (contado) del Mercado Ibérico de Gas MIBGAS (mercado secundario), producto *day-ahead*, ha subido en DIC 2024, cerrando media mensual a 46,1 €/MWh, lo cual supone una subida de +1,8 €/MWh, +4% respecto NOV (44,4). ENE 2025 anticipa un *benchmark* de 47,8 y FEB-MAR cotizan alrededor de 46,9.

El nuevo gobierno de EEUU plantea un reto de bajar el petróleo progresivamente a niveles entre 40 y 30 US\$/bbl, lo cual podría bajar brutalmente los precios del gas, por lo menos a nivel internacional.

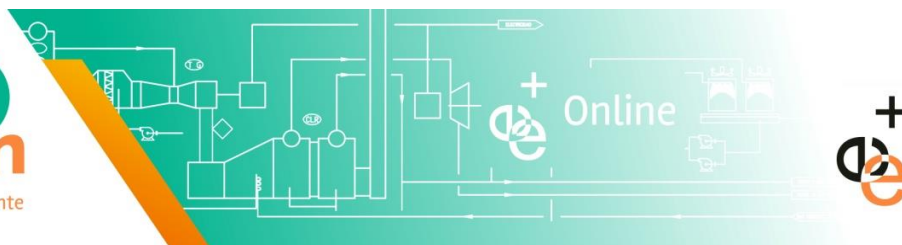
Podemos ver cierre de empresas/industrias en Europa si no se establecen ayudas o compensaciones contundentes, pues tenemos un precio anual que triplica la media de hace tres años (2020: a 10,2 €/MWh). De hecho, se anticipan niveles que casi cuatuplican esa media en 2025. La industria NO puede resistir un coste de materia prima tan elevado durante tanto tiempo. Lo venimos advirtiendo. Ya hay industrias que se están yendo gradualmente a países como por ejemplo Eslovaquia y Polonia, y explorando Portugal, Croacia, Serbia y Montenegro, entre otros.

Cabe intuir que las multinacionales gasistas van a seguir intentando compensar futura caída de ingresos por la ola ambientalista que se ha comprometido en centrar la expansión de las renovables sin consulta popular al ciudadano, que es quien finalmente terminará pagando la politización de la energía y el medioambiente, por un futuro limpio pero que puede condicionar el consumo y desarrollo/bienestar de España y demás países europeos, mientras algunos países siguen apostando por el carbón y la nuclear. Los norteamericanos por el gas de fractura hidráulica, teniendo las reservas de Alaska y el corredor mesoamericano aún sin explotar, y ahora los acuerdos para invertir en la reactivación de la industria petrolera y gasista en Venezuela.

Como venimos insistiendo, los países asiáticos siguen sustituyendo a Europa como destino del gas ruso y de Oriente Medio, cerrando aprovisionamientos a largo plazo con más de dos terceras partes del gas mundial, dejando menos de una tercera parte a los países europeos. Sin duda el control de los precios de los mercados gasistas internacionales por estrategias de geopolítica energética viene y seguirá condicionando la competitividad de las industrias europeas. Mientras, Europa sigue sin decidir la extracción del gas autóctono. Excesivo optimismo respecto a disponibilidad del gas almacenado (importado) en Europa.

La falta de importación de más volumen de gas “barato” de Argelia a España también está repercutiendo en la especulación del precio del gas desde otros países. Casi todo el gas que venía por el Magreb se dedicaba a suministros acogidos a la TUR de gas. El aumento de las importaciones de gas de EEUU puede compensar las reducciones del gas de Rusia y Argelia, pero no por mucho tiempo. Quizás el proyecto de extracción de gas de Marruecos en las costas cercanas a Canarias, permita disponer de un gas más barato que el de Argelia. Eso tenemos que verlo (contratarlo) para creerlo.

Si tenemos en cuenta los futuros a lo largo de 2022 del Mercado Secundario de Gas y vemos el cierre anual finalmente a 100,0 €/MWh, resulta cuanto menos curioso y se puede entender como un precio objetivo



(target) alcanzado (cifra redonda), que ha permitido hacer caja y mejorar la cuenta de resultados de las empresas gasistas.

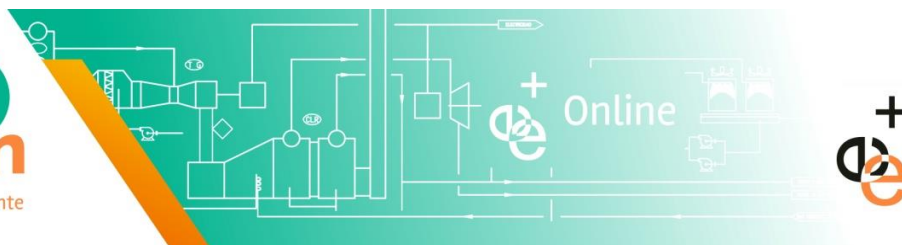
En 2020 el MIBGAS ha cerrado a 10,2 €/MWh, el menor precio anual desde que arrancó a mediados de Dic 2015, debido a la menor actividad económica y menor demanda de gas. Pero para la industria es terrible que un *commodity* se multiplique casi 9 veces (878%) en dos años (2022) y aunque se diga que está cayendo, ha cerrado a 4 veces superior en 2023 (39,2 €/MWh) y 2,2-3,0 veces viendo el valor previsto para 2024-2025 (en torno a 35-44 €/MWh). La cogeneración y la industria en general difícilmente van a poder sufragar el encarecimiento de los costes de la materia prima con los nuevos contratos de aprovisionamiento de gas previstos para Ene-Dic 2025 (**un precio variable sobre el consumo en torno a 54-59 €/MWh, incluyendo las variaciones de los cargos y peajes a partir de OCT 2024, sin incluir los costes fijos ni las tasas (CNMC, GTS, FNEE, IEH)**). Se están viendo obligados a subir los precios de los productos manufacturados para evitar cierres o paradas hasta que pase esta coyuntura que se está alargando demasiado en el tiempo (por lo menos hasta 2026). La nueva revisión de los precios regulados de la cogeneración con régimen retributivo parece que va a ayudar a compensar las pérdidas que se vienen arrastrando desde 2021. Ello redundará en beneficios para los consumidores (precios más competitivos) y al medio ambiente (menos emisiones de CO₂) y a trabajadores (menos parados), entre otros. Sin duda esto podría ayudar a cumplir algunos objetivos del plan de ahorro y eficiencia energética, ya que las fábricas asociadas NO tendrían que sustituir la energía térmica de la cogeneración por tradicionales calderas de vapor quemando combustibles fósiles con muy bajo rendimiento energético y el consiguiente aumento de las emisiones de CO₂. Esperemos que no lleguemos a sufrir ese estadio de funcionamiento ruinoso y contaminante para todos y especialmente para el medioambiente. Supondría un auténtico fracaso ambiental y comprometería los objetivos asumidos por España dentro del marco energético de la Agenda 2030. A la cogeneración hay que apoyarla Si o Sí.

En cuanto a los contratos de gas del **month-ahead** (precio mercado secundario de gas para el mes siguiente) en **MIBGAS**, tenemos la siguiente evolución registrada recientemente:

- FEB 2025: ha tenido 13 días de actividad en MIBGAS en lo que llevamos de mes (del 1 al 17 ENE), marcando MAX 50,0, medio 47,1 y MIN 43,8. Última cotización del Futuro del gas en OMIP es de 46,9 (17/Ene/25) y la media acumulada del futuro 45,5 con Máx/Mín de 50,3/39,2.
- ENE 2025: ha tenido 20 días de actividad en MIBGAS, marcando MAX 48,8, medio 45,1 y MIN 40,2. Última cotización del Futuro del gas en OMIP es de 48,8 (31/Dic/24) y la media acumulada del futuro 43,4 con Máx/Mín de 48,8/38,5.

Respecto a los futuros o derivados de gas a medio y largo plazo en el OMIP, cabe destacar los estadísticos de los futuros siguientes:

- Futuro Año 2019 ha cotizado desde 24 Nov 2017 hasta 28 Dic 2018, entre 18,3 y 28,2, con una media de 22,5. El contado (MIBGAS) cerró a 15,4, nivel por debajo del valor MIN del futuro.
- Futuro Año 2020 ha cotizado desde 2 Ene 2018 hasta 30 Dic 2019, entre 13,3 y 25,3, y media 20,3. El contado (MIBGAS) cerró a 10,2, nivel por debajo del valor MIN del futuro.
- Futuro Año 2021 ha cotizado desde 2 Ene 2019 hasta 30 Dic 2020, entre 12,3 y 22,7, y media 17,1. El contado (MIBGAS) cerró a 47,7, nivel por encima del valor MAX del futuro.

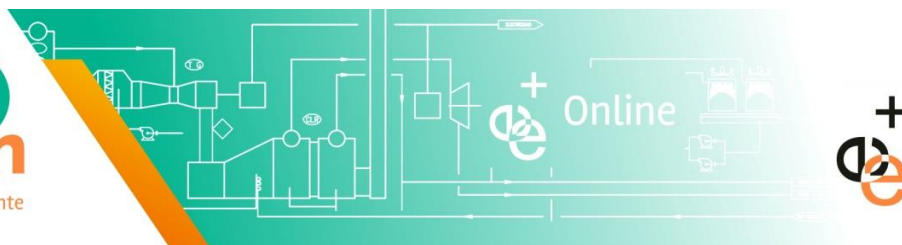


- Futuro 2022 ha cotizado desde 2 Ene 2020 hasta 30 DIC 2021, con valores acumulados entre 13,4 y 138,5, y media 25,2. Cierre del contado (MIBGAS) ha sido 100,0, lo cual implica casi 3,97 veces (397%) superior a la media del futuro. El futuro fue bajando a finales de año 2021 desde el Máx (138,5) de 21Dic hasta 79,8 (30Dic).
- Futuro 2023 ha cotizado desde 4 Ene 2021 hasta 29 DIC 2022, con valores acumulados entre 16,2 y 291,5 y media 63,5. Última cotización a 79,4 (29 DIC2022). El contado ha cerrado a 39,2, muy por debajo del valor MED del futuro.
 - Futuro OCT 2024 ha cotizado desde 1 JUL hasta 30 SEP registrando un Max-Med-Min de 40,5-36,2-32,4 €/MWh. Contado ha cerrado 40,3.
 - Futuro NOV 2024 ha cotizado desde 1 AGO hasta 31 OCT registrando un Max-Med-Min de 43,1-39,2-34,5 €/MWh. Contado ha cerrado a 44,4.
 - Futuro DIC 2024 ha cotizado desde 2 SEP hasta 29 NOV registrando un Max-Med-Min de 47,9-41,0-33,9 €/MWh. Contado ha cerrado a 46,1.
- Futuro 2024 ha cotizado desde 3 Ene 2022 hasta 28 DIC 2023, con valores acumulados entre 30,5 y 193,1 y media 61,9. Última cotización a 33,8 (28 DIC 2023). El contado ha cerrado a 34,9, casi la mitad de la media del futuro y +4,5 €/MWh por encima del valor mínimo del futuro.
 - Futuro ENE 2025 lleva cotizando desde 1 OCT hasta 31 DIC registrando un Max-Med-Min de 48,8-43,4-38,5 €/MWh. Última cotización 48,8 (31 DIC 2024). El *Benchmark* para el contado es de 47,8 €/MWh.
 - Futuro FEB 2025 lleva cotizando desde 1 NOV 2024 registrando un Max-Med-Min de 50,3-45,5-39,2 €/MWh. Última cotización 46,9 (17 ENE 2025).
- **Futuro 2025** ha cotizado desde 2 Ene 2023 hasta 30 DIC 2024, con valores acumulados entre 26,4 y 53,7 y **media 40,0. Última cotización a 45,9 (30 DIC 2024)**. La media estimada del contado 2025 ha repuntado a **46,5**, lo cual supone una subida de +6,5 €/MWh (+16,2%) respecto a valores de hace un mes.
- **Futuro 2026** ha empezado a cotizar desde 2 Ene 2024, con valores acumulados entre 25,5 y 39,8 y media **31,8. Última cotización a 39,2 (17 ENE 2025)**.
- **Futuro 2027** ha empezado a cotizar desde 2 Ene 2025, con valores acumulados entre 30,5 y 31,1 y media **30,8. Última cotización a 31,3 (17 ENE 2025)**.

El Gobierno ha actualizado la TUR para Q1 2025 a 57,508 €/MWh, lo cual supone una subida de +6,35 €/MWh (+12,4%) respecto a Q4 2024 (51,16 €/MWh), afectando principalmente al sector doméstico y pequeños suministros de gas, lo cual se notará mucho más por la subida del IVA que ha pasado del 5% al 10% desde 1 ENE 2024 y al 21% desde 1 ABR 2024.

El Real Decreto-ley 4/2024, de 26 de junio, por el que se prorrogan determinadas medidas para afrontar las consecuencias económicas y sociales derivadas de los conflictos en Ucrania y Oriente Próximo y se adoptan medidas urgentes en materia fiscal, energética y social, en su artículo 25 modificó el artículo 93 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, añadiendo las letras b) y c), ampliando el ámbito de aplicación de la tarifa de último recurso a las comunidades de propietarios de viviendas de uso residencial y agrupaciones de ellas, a los edificios de titularidad pública destinados a viviendas de uso residencial, a los edificios de patronatos o





de organizaciones sin ánimo de lucro destinados al mismo uso y a las empresas de servicios energéticos que presten servicio a todas las categorías anteriores. Por tanto, se pueden acoger a la TUR supuestamente de forma exclusiva los siguientes consumidores:

- Consumidores individuales con presión de suministro igual o inferior a 4 bar y consumo anual inferior a 50.000 kWh.
- Comunidades de propietarios de viviendas de uso residencial y agrupaciones de ellas, constituidas conforme los artículos 5 y 24 de la Ley 49/1960, de 21 de julio, sobre propiedad horizontal, así como a las empresas de servicios energéticos que les presten servicio.
- Los edificios de titularidad pública destinados a viviendas de uso residencial y edificios de patronatos o de organizaciones sin ánimo de lucro destinados al mismo uso.
- Las empresas de servicios energéticos que presten servicio a las anteriores.

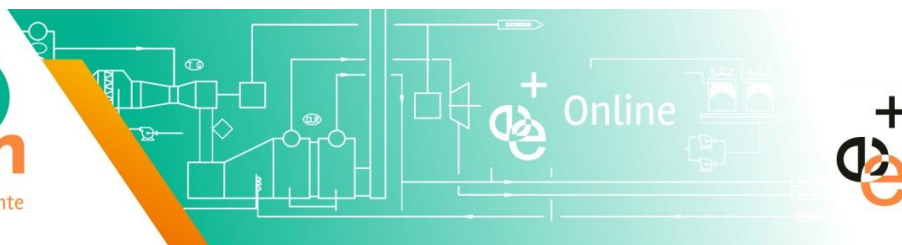
Debería existir una TUR de refugio a precio fijo para consumidores industriales o gran comercio en dificultades (en vez de MIBGAS + recargo del 20%, aparte del recargo sobre costes regulados) o bien una Tarifa de Referencia temporal basada en subastas de gas a mercado libre para asegurar la supervivencia de la industria. Las compras de gas a nivel europeo no están redundando en mejoras relevantes respecto a lo que se está comprando localmente en España, si bien supone una fuente de mejora del margen bruto de las comercializadoras de gas. Con las nuevas TUR's, es probable que la Comercializadora de Referencia de la zona franquiciada pueda socorrer a una industria que no tenga contrato a mercado libre. Sin animar a ello, a modo de referencia se detallan las nuevas TUR's en vigor desde 1 OCT 2024. Cualquier industria en situación vulnerable podría desear la TUR que le pudiese corresponder (TUR8, TUR9, TUR10 equivalentes a RL8, RL9 y RL10) según Consumo Anual Contratado (CAC).

Tipo Tarifa	CONSUMO ANUAL (kWh/año)	Término Fijo €/mes/Cliente	Término Variable cent€/kWh	Subida TV	
				c€/kWh	%
TUR1	Consumo ≤ 5.000	3,26 €	5,750762	0,635	12,4%
TUR2	5.000 < Consumo ≤ 15.000	5,66 €	5,646757	0,635	12,7%
TUR3	15.000 y ≤ 50.000	13,37 €	5,260630	0,635	13,7%
TUR4	50.000 < Consumo ≤ 300.000	36,25 €	5,335049	0,635	13,5%
TUR5	300.000 < Consumo ≤ 1.500.000	145,68 €	5,304762	0,635	13,6%
TUR6	1.500.000 < Consumo ≤ 5.000.000	783,10 €	4,690182	0,635	15,7%
TUR7	5.000.000 < Consumo ≤ 15.000.000	2.645,03 €	4,194357	0,635	17,8%
TUR8	15.000.000 < Consumo ≤ 50.000.000	4.294,25 €	4,159282	0,635	18,0%
TUR9	50.000.000 < Consumo ≤ 150.000.000	6.788,78 €	4,134984	0,635	18,1%
TUR10	150.000.000 < Consumo ≤ 500.000.000	18.679,57 €	4,124919	0,635	18,2%
TUR11	Consumo > 500.000.000	128.884,98 €	4,092487	0,635	18,4%

Fuente: Resolución 26 DIC 2024, de la DGPEM, TUR de gas natural Q1 2025.

La medida de indexación del precio del MIBGAS sobre el precio del MIBEL desde 15 JUN 2022 hasta 31 MAY 2023, extendida por RDL3/2023 hasta 31 DIC 2023, ha dejado de aplicarse en 2024.

Como siempre insistimos en recomendar la optimización de la denominada Qd asociada al caudal diario máximo contratado, porque el término de capacidad ha dejado de facturarse con el modo de facturación tipo 2 (banda del 85%-105%) y se paga la Qd tal cual se tenga contratada, penalizando (tres veces: factor de penalización de 3) diariamente los excesos. Toca analizar con lupa los costes repercutidos al Término de Capacidad.



Las coberturas de gas están a precios que parecen ser competitivos, pero no lo suficiente como para volver a presupuestos de hace dos años. Asegurar precios en coyunturas como la actual puede evitar nuevos incrementos, pero perder la oportunidad de recoger caídas más adelante. Los precios de los *hubs* internacionales han bajado por el efecto de treguas en las guerras en Oriente Medio, y entre Rusia y Ucrania, pero podrían reactivarse nuevamente. Las fórmulas de indexación sobre Brent tienen los días contados, especialmente por la incertidumbre en el Tipo de Cambio US\$/€. Las indexaciones al TTF y MIBGAS están arrojando mejores resultados que el NBP. Para renovaciones, las fórmulas *cost-plus* están repercutiendo subidas aún mayores que con el TTF. Los industriales están optando a indexaciones sobre *hubs* de gas europeos, especialmente TTF. En ese caso, hay que prestar especial atención a las valoraciones de productos TTF *Day Ahead* versus TTF *Month Ahead*.

Una solución salomónica podría ser indexación mixta: una parte (X%) sobre Brent y TC, otra parte (Y%) a precio de un *hub* de gas como el TTF o MIBGAS, y resto ($Z = 1 - X - Y$), a precio fijo. Tal como estamos viendo ahora mismo, los contratos indexados a gas están aprovechando menores precios que los indexados a Brent. Cuando las bajadas son fuertes, se saca mucha más ventaja en el contado. No se puede desaprovechar cualquier oportunidad de este tipo. (Frente a precios fijos ex ante).

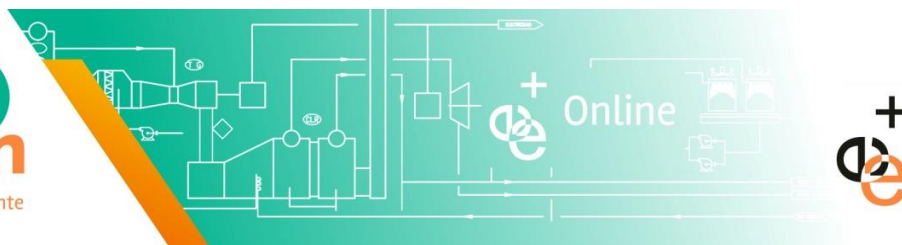
Desde 12 SEP 2023, el MIBGAS ofrece nuevos productos MIBGAS indexados al TTF. Se puede contratar gas con entrega física en el punto virtual español MIBGAS PVB, cuyo precio es el del punto virtual holandés TTF para cada día en el que se produce la entrega del gas más un diferencial (spread). Este spread es el que se contrata.

Desde 20 FEB 2024, los nuevos productos denominados futuros de gas natural indexados al precio diario de MIBGAS (LPI o Last Price Index day ahead) ya están disponibles en la plataforma de MIBGAS. De hecho, se han registrado las primeras transacciones de este nuevo producto: la de un contrato de gas con entrega el mes siguiente, es decir, para el mes de marzo con este nuevo producto de MIBGAS Derivatives. Son contratos con entrega física en el PVB (punto virtual de balance español) y no financieros, y cotizarán con un diferencial respecto al índice LPI. Se pueden negociar en la plataforma de MIBGAS o ser registrados como bilaterales OTC y son compensados y liquidados por la cámara de compensación OMIClear.

MIBGAS ha anunciado la intención de crear un mercado organizado para la negociación de CAE's (Certificados de Ahorro Energético) para contribuir así al desarrollo y fomento de la eficiencia energética. Este mercado se desarrollará en la plataforma electrónica de negociación de MIBGAS y contribuirá a potenciar la negociación de CAE's entre los actores de este mercado, facilitando el intercambio de los CAE's y creando señales de precio públicas. El desarrollo de un mercado secundario de CAE's es clave para incentivar las actuaciones de ahorro energético y la generación de estos certificados, que al tener un precio de cotización transparente aumentarán su atractivo y posibilidad de rentabilizar las inversiones realizadas.

MIBGAS ha lanzado el primer índice ibérico del precio del hidrógeno renovable el 16 DIC 2024, con un precio de 5,85 €/kg (148,36 €/MWh). La publicación de esta nueva señal de precios, que se actualizará semanalmente. El MIBGAS IBHYX refleja el coste de producción del hidrógeno renovable, es decir, el precio mínimo al que está dispuesto a vender un productor para obtener la rentabilidad esperada o, dicho de otro modo, la señal de precio de la oferta (*Ask*) de hidrógeno renovable producido en la península ibérica en una planta de electrólisis tipo. Esta señal representa el coste nivelado de producción del hidrógeno renovable de acuerdo con los criterios establecidos en los actos delegados de la UE para la obtención de hidrógeno RFNBO (*Renewable Fuel of Non Biological Origin*). La metodología empleada se ha basado en los costes de producción para, en un primer paso, llegar a definir y a aunar criterios para la obtención del precio de producción en Iberia de este vector energético, que es lo que representa el índice MIBGAS IBHYX. El





siguiente paso será conocer el precio de la demanda (*Bid*), el que está dispuesto a pagar un demandante (*off-taker*) de hidrógeno renovable. El gap o diferencial entre estos dos precios determinará el grado de liquidez del mercado.

Las medidas del gobierno sobre bonificaciones en el sector gasista favorece en cierta medida a la industria gas intensiva. Muy importante aprovechar las ayudas si vuelven a aprobarse para solicitarlas en plazo y forma, sabiendo que se pueden convocar en fechas determinadas.

Respecto a la regulación de las Tarifas de Acceso de Terceros a la Red (ATR) para la nueva temporada de Gas (desde 1 OCT 2024):

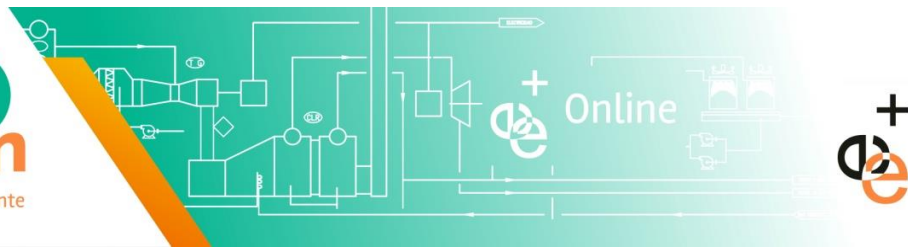
- Resolución 23 MAY 2024, de la CNMC, por la que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte, redes locales y regasificación para el año de gas 2025.
- Resolución 13 SEP 2024, de la CNMC, por la que se establece la cuantía de retribución del gestor técnico del sistema gasista y la cuota para su financiación en el año de gas 2025.
- Orden TED/1013/2024, de 20 SEP, por la que se establecen los cargos del sistema gasista y la retribución y los cánones de los almacenamientos subterráneos básicos para el año de gas 2025.

En conjunto, supone una bajada generalizada de los peajes fijos y una subida de los peajes variables, excepto para los pequeños consumidores (RLTA7). A modo indicativo, podemos resumir unas variaciones medias de los peajes de gas:

- Términos fijos de capacidad: RL8, RL9 y RL10 bajan -15,3%; -18,9% y -17,7%.
- Términos variables de consumo: RL8, RL9 y RL10 suben +12,8; +12,4% y +12,1%.
- De forma genérica, dado que el peso de los términos variables es inferior al de los términos fijos en el *pricing* del gas, en valor medio se estima que el ATR de gas de forma indicativa se reduce un 8% caso compra gas natural canalizado y 5% caso compra gas GNL.
- Para cada punto de suministro hay que evaluar su impacto individual teniendo en cuenta las condiciones contratadas (variaciones de los valores aplicables) y las características específicas (curva de carga, caudal contratado, consumo anual).

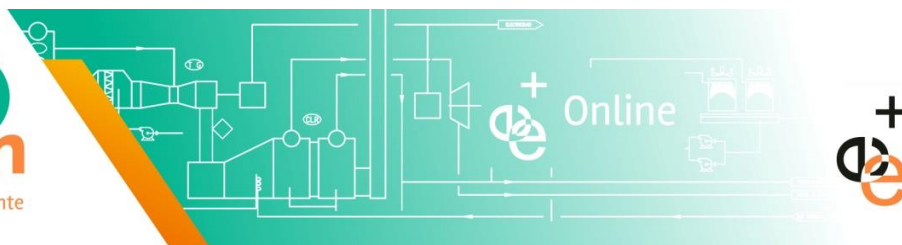
Buen momento para mitigar la facturación de la parte fija del gas en mayor medida, aunque suba la parte variable en menor medida, pero insuficiente para amortiguar el escandaloso precio de la materia prima, viendo su tendencia (índices de precios del gas). Es muy difícil trasladar la subida del precio del gas a los productos manufacturados. Los fondos europeos podrían (deberían) utilizarse para compensar directamente el coste de la materia prima a los industriales como está ocurriendo en otros países europeos.

La Orden TED/526/2024, de 31 de mayo, por la que se establece la metodología de actualización de la retribución a la operación de las instalaciones tipo de generación de energía eléctrica cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio del combustible y se actualizan sus valores de retribución a la operación de aplicación a partir del 1 de enero de 2024, ha llegado un poco tarde para aquellas empresas que tuvieron que deshacerse de sus activos para compensar/reducir pérdidas económicas/financieras, pero al parecer la nueva metodología supone una cierta compensación de las pérdidas acumuladas, excepto en el mes de enero 2024. La revisión de la Retribución a la Operación se realizará cada trimestre, considerando el precio de los combustibles, el precio de los derechos de emisión de CO2 y el precio del mercado eléctrico, y se tendrán en cuenta las cotizaciones de los futuros. La nueva metodología facilitará que las instalaciones mejoren sus previsiones económicas, porque refleja de una manera más precisa la estructura



de ingresos y costes del sector, de modo que podrán tomar decisiones con mayor certidumbre. Esperemos que la actualización de los parámetros de aquí en adelante llegue a tiempo para evitar el descalabro de la tesorería de las empresas del sector, y no volver a sufrir una situación crítica del circulante para las empresas (sin cobrar producciones 2023 y Q1 2024).

En 2023, la producción de plantas de cogeneración se redujo aprox. un 2% adicional a la bajada del 2022 estimada en más de un 22%. En estos 2 años sucesivos el número de plantas se ha reducido un tercio, de aproximadamente 600 a unas 400, esperando desde 2021 la celebración de las subastas para el nuevo ciclo inversor y transformación tecnológica con su industria asociada. En 2023 un total de 900 MW han finalizado su vida útil y 101 industrias ven así reducido su nivel de competitividad. En los próximos 2 años, otros 2.000 MW estarán en idéntica situación (imposibilidad de cogenerar).



COMENTARIO CO2

El precio spot del mercado de derechos de emisiones de CO2 en Europa ha revertido ligeramente en DIC a 67,0 €/tCO2, supone un decremento de -0,3 €/tCO2 (-0,4%) respecto a NO (67,3 €/CO2). ENE 2025 está repuntando hasta un nivel medio acumulado de 73,7 €/tCO2 con mucha presión alcista por el repunte de los precios internacionales del gas a finales de año y de la electricidad (mayor producción térmica) debido a menor producible renovable (eólica) y mayor demanda de gas y electricidad. Ya habíamos advertido que las fluctuaciones con tres ciclos de bajadas y subidas a lo largo de 2024 podrían ser otro de tantos espejismos especulativos de los que se enriquecen por el *trading* de derechos sin tener que cubrir posiciones físicas.

El precio de contado del CO2 del año 2020 cerró a 24,7 €/tCO2, muy similar al récord histórico de 2019 (24,8 €/tCO2). El año más crítico anteriormente fue el 2008 (22,0 €/tCO2). Pero en aquél entonces sufrimos una crisis mayor del petróleo y aún menor del gas, y también se iniciaba la segunda etapa del mercado europeo de CO2. El valor mínimo anual se alcanzó en 2013 (4,45 €/tCO2), y del 2012 al 2017 se mantuvo en una horquilla media en torno a 6 €/tCO2, y ya nos parecían abusivos aquellos precios.

Pero en 2021, la media ANUAL acumulada del CO2 repuntó abusivamente a 53,6 €/tCO2, después de la pandemia Covid-19, aprovechando bajadas históricas de las temperaturas (Filomena), lo cual supone una subida más del doble que los máximos históricos previos. La media ANUAL en 2022 subió a 80,9 €/tCO2. Dicho nivel ha sido más de 4 veces (400%) superior a los valores medios del registro histórico reciente (2018-2020: 21,8 €/tCO2). Hablar de 2023 es inclusive algo peor, porque ha cerrado a 83,5 €/tCO2.

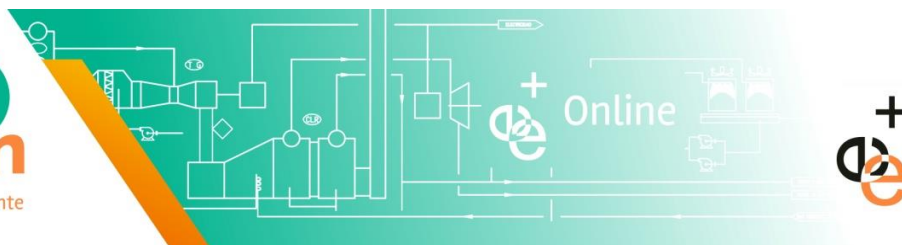
El 2024, el *spot* ha cerrado a 65,3 €/tCO2, lo cual supone una caída de -18,2 €/tCO2 (-21,8%) respecto a la media de 2023 (83,5 €/tCO2).

Pero en lo que llevamos de 2025, tenemos una media *spot* acumulada que sube a 73,7 €/tCO2, un incremento de +8,4 €/tCO2 (+12,9%) respecto a 2024.

Los futuros tienen libertad de repuntar porque permite posiciones especulativas para arbitrar entre el medio y largo plazo. Una degeneración del valor económico inducido del derecho a emitir CO2. Tendría que caer por debajo del nivel de 5 €/tCO2 para que estemos hablando de un *commodity* sensato y no un precio exorbitante y descontrolado, que está haciendo menos competitivo el coste final de la energía a nivel pan-europeo. Se ha vuelto un *commodity* de súper lujo en muy poco tiempo, afectando a todos (los consumidores) independientemente del país europeo donde se encuentre el sujeto pasivo, pero unos con más capacidad de pago que otros.

Los futuros con entrega a final de año han variado de la siguiente manera.

- Futuro Dic 2020 dejó de cotizar a niveles máximos de 30,8 €/tCO2.
- Futuro Dic 2021 dejó de cotizar el 20 DIC/2021 a 79,4.
- Futuro Dic 2022 dejó de cotizar el 19 DIC/2022 a 84,1.
- Futuro Dic 2023 dejó de cotizar el 18 DIC/2023 a 69,1.
- Futuro Dic 2024 dejó de cotizar el 16 DIC/2024 a 63,3.



La curva de precios *forward* del CO2 a medio y largo plazo (202-2032) acentúa un perfil de *contango* a partir de la última cotización de DIC 2024, con unos niveles entre 79 y 90 €/tCO2 a largo plazo (2025-2029) y entre 94 y 104 €/tCO2 a muy largo plazo (2030-2033). Todos los futuros han repuntado (variación) entre +18% y +23% respecto a valores de hace un mes.

Fecha	dic-24	dic-25	dic-26	dic-27	dic-28	dic-29	dic-30	dic-31	dic-32	dic-33
13/12/2024	64,43	66,47	68,46	70,77	73,52	76,27	79,02	81,77	84,52	84,52
17/01/2025	63,32	79,26	81,62	84,30	87,14	90,39	93,74	97,09	100,44	103,79
Variación		12,79	13,16	13,53	13,62	14,12	14,72	15,32	15,92	19,27
		19,2%	19,2%	19,1%	18,5%	18,5%	18,6%	18,7%	18,8%	22,8%

Variación de futuros. Fuente: Mercado Europeo CO2. Elaboración: Enérgitas (S.E.Iberia).

El precio del CO2 repunta un 25,2% en 2025, y después crece a un ratio medio anual de 3,4% entre 2026 y 2031, y +7% entre 2032 y 2033.

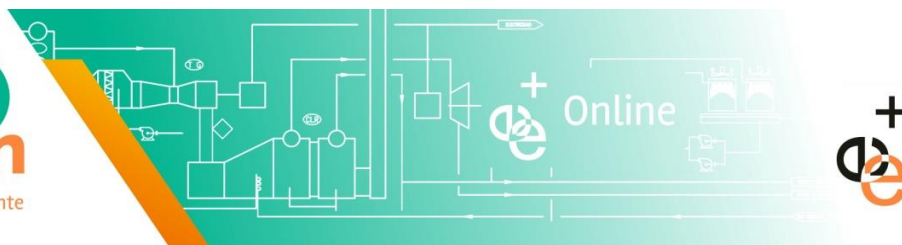
Fecha	dic-24	dic-25	dic-26	dic-27	dic-28	dic-29	dic-30	dic-31	dic-32	dic-33
17/01/2025	63,32	79,26	81,62	84,30	87,14	90,39	93,74	97,09	100,44	103,79
Variación		15,94	2,36	2,68	2,84	3,25	3,35	3,35	6,70	6,70
		25,2%	3,0%	3,3%	3,4%	3,7%	3,7%	3,6%	7,1%	6,9%

Evolución de futuros. Fuente: Mercado Europeo CO2. Elaboración: Enérgitas (S.E.Iberia).

Los especuladores se siguen “frotando las manos”, ya que persisten las reglas del juego y la demanda de derechos va en aumento. El precio del CO2 está en niveles perniciosos que pueden llegar a convertirse o declararse en estafa energética por alguna fiscalía de algún Estado Miembro de la Unión Europea o algún juzgado que reciba una demanda judicial de cualquier empresa afectada. Aunque nos están dando una tregua, ya han rebasado los límites de racionalidad y proporcionalidad del impacto ambiental para castigar a la energía térmica y frenar su producción favoreciendo a las renovables. Quizás sería oportuno que la CNMC plantee hacer un seguimiento y control del mercado europeo de CO2 de forma coordinada con las demás comisiones reguladoras europeas, pues el precio del CO2 se nos puede ir de las manos, más bien caer en las manos de agentes especuladores.

Si no se suspende o elimina el mercado de CO2, entonces que se eliminen los subsidios a las renovables y la excepcionalidad de no pagar costes de red a autoconsumos, a menos que la autoproducción opere en modo aislado y desconectado de las redes. Los consumidores están pagando en duplicado o triplicado las diferentes políticas ambientales de los Estados Miembros de la UE. No hay tanta riqueza como parece. Todo lo contrario: Nos están llevando a una miseria energética. “La vaca se va a quedar sin leche”. Si la red sirve de respaldo, que se paguen dichos servicios, pues los costes fijos van a ir en aumento en cuanto se consolide una eventual bajada de la recaudación, y toca repartirlos entre una demanda residual cada vez menor. Unos consumidores (sin autoconsumo, típicamente los más pobres o con menos recursos económicos) NO deben subsidiar a los demás (con autoconsumo, típicamente los más ricos o con mayores recursos económicos). Esto está abriendo más la brecha entre consumidores, pero es contradictorio que ocurra en la Europa contemporánea. El precio del CO2 lo termina pagando hasta la más humilde persona (cliente final). Es como un coste variable o coste marginal adicional al de la materia prima.

Nada se permite que suba tanto. Esto exige que se establezcan precios máximos al CO2, así como al precio de los *hubs* de gas más realistas para evitar más usura a los consumidores, y restablecer los precios máximos de mercados de electricidad y de gas a niveles asumibles por los consumidores. Todos los



gobiernos europeos deben reflexionar a dónde nos llevan y si deben luchar contra la especulación. Se supone que los reguladores deben velar por la defensa de las prácticas competitivas y evitar la especulación, en beneficio tanto de vendedores como compradores, y especialmente de los consumidores.

Se supone que las variaciones de los precios del gas internacional (TTF, NBP y Henry Hub) siempre se propagan del MIBGAS al MIBEL, aunque el mercado eléctrico tenga vida propia: afectado por otros *drivers* como el escandaloso coste (precio) especulativo del mercado europeo de derechos de emisiones de CO₂, que sigue cotizando a niveles muy elevados (un valor que ha superado más de tres veces el de inicios del 2020, estadio pre-Covid). Desde luego a la cogeneración industrial debe reconocerse explícitamente el sobrecoste de los precios del gas y el sobrecoste del CO₂ para poder seguir sobreviviendo y suministrando energía térmica a sus fábricas asociadas, en plazo y forma. Hay riesgo de seguir produciendo a un coste mayor que el ingreso por la regulación actual (régimen retributivo). La tesorería de la cogeneración no puede soportar un precio del CO₂ superior a 30 €/tCO₂. Saltan las alertas porque ese nivel máximo se ha llegado a triplicar y en algunos momentos cuadruplicar/quintuplicar. Requiere compensación en plazos oportunos para seguir operando. La nueva metodología reconoce de forma explícita el CO₂, lo cual esperamos que se note y actualice en plazo y forma para evitar el empeoramiento de la situación crítica que sufre la cogeneración.

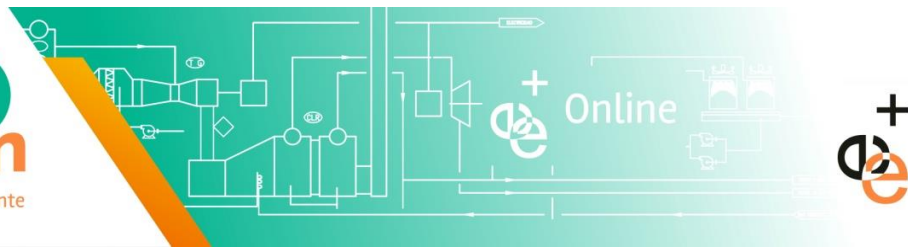
Estadístico	dic-24	dic-25	dic-26	dic-27	dic-28	dic-29	dic-30	dic-31	dic-32	dic-33
Máximo	105,95	113,20	120,45	127,70	132,70	137,70	144,14	135,25	101,85	104,06
Media	62,60	65,13	67,56	71,35	75,18	89,63	103,28	100,41	88,26	96,56
Mínimo	16,83	17,17	17,51	17,85	18,19	34,87	64,85	67,05	69,25	85,09

Parece que después de cada Cumbre del Clima (típicamente entre NOV y DIC), tenemos una tregua con el precio del CO₂, inclusive con un perfil correctivo de precios en todos los plazos (corto, medio y largo) hasta ENE o FEB del año siguiente. Sin embargo, ya hemos observado periodos temporales en los que el CO₂ baja para volver a repuntar. Pero si vemos el comportamiento histórico, se observa un aumento del precio del CO₂ que se duplica y casi triplica anualmente. A ese ritmo, se espera que alcance 150 €/tCO₂ antes de 2030, caso de que las autoridades pan-europeas y/o nacionales no hagan nada para evitarlo. La entrada de agentes especuladores, con mucho músculo financiero, está arruinando a las industrias europeas. Han encontrado en la energía y especialmente en el CO₂ un valor de refugio con elevada rentabilidad y mínimo riesgo. Compran muy barato, y revenden carísimo. Y “se van de rositas”. Después de las monedas virtuales, el CO₂ es lo que más está llamando la atención a especuladores. De hecho, cabe advertir que el futuro de CO₂ para Dic 2030 ha llegado a cotizar un valor máximo de 144,1 €/tCO₂ el 17 AGO 2022. Con lo cual, ese nivel de 150 puede que se consolide más pronto que tarde. De hecho, el futuro DIC 2033 ya ha llegado a superar 104 €/tCO₂.

El cambio de gobierno y política de los EEUU puede que altere o retrase los objetivos de la Agenda 2030.

En todo caso, el precio del CO₂ está distorsionando los mercados energéticos (energía eléctrica y de gas natural), con el riesgo de magnificarse su impacto en los precios ofertados (coste de oportunidad) por los generadores, redundando en mayores precios en los mercados minoristas de suministro de electricidad y gas a cliente final.

No existen límites en los precios ni en las cuotas de mercado a nivel europeo ni nacional. Es un mercado con incentivos perversos, sin control, sin supervisión, sin transparencia, sin igualdad de condiciones, sin equidad, sin racionalidad económica, redundando en señales económicas especulativas, que merman la competitividad y eficiencia económica de las instalaciones obligadas a cubrir sus emisiones de CO₂ con



derechos de CO₂. La politización de la energía y el medioambiente puede paralizar a las industrias en Europa o inducir su migración (deslocalización) a países donde no exista coste del CO₂.

Si las autoridades competentes no van a supervisar ni a controlar el mercado de CO₂, entonces deberían plantearse la posibilidad de suspender dicho mercado y las obligaciones requeridas a las instalaciones afectadas hasta que se relajen los precios de los mercados energéticos (electricidad, gas, productos derivados del petróleo y carbón). Existen otros mecanismos de control e incentivos que pueden fomentar la descarbonización evitando la especulación del precio del CO₂ como un *commodity*, que cada vez puede ir encareciéndose más y más.

China ha anunciado sus primeros planes (conservadores) para mejorar la medición del contenido de CO₂ en sus productos, un paso crucial (guiño a Europa) para lograr sus objetivos climáticos y adherirse a estándares internacionales más estrictos. Vamos a ver si eso se hace notar (aunque sea marginalmente) en la economía y competitividad mundial y otros países como India, Pakistán, Brasil, y más cerca países africanos como Marruecos,..., etc, empiecen a penalizar las emisiones de CO₂ como se ha hecho en Europa. Igual ocurre cuando se haya desindustrializado Europa. Fuera de Europa nos ven muy comprometidos con la protección del medioambiente, cuando en realidad se están descuidando los mares, océanos, lagos, ríos y bosques, que son las principales fuentes de depuración del CO₂, y una buena parte (sino todo) de lo recaudado de los mercados de CO₂ debería reinvertirse en reforestación, protección y mantenimiento de los recursos del planeta. La penalización del CO₂ en “cualquier país sensato” debería estar condicionada a una práctica mundial para evitar precisamente la pérdida de competitividad de las industrias y comercios y demás actividades económicas en Europa.