

INFORME DE SUPERVISIÓN DEL MERCADO PENINSULAR MAYORISTA AL CONTADO DE ELECTRICIDAD. AÑO 2022

REF: IS/DE/013/23

Fecha 22 de febrero de 2024

www.cnmc.es

CONTENIDO

1. ASPECTOS DESTACABLES DEL MERCADO ELÉCTRICO EN 2022	5
2. EVOLUCIÓN DEL MERCADO DE ELECTRICIDAD.....	23
2.1. Evolución de la demanda eléctrica	24
2.2. Evolución de la potencia instalada	26
2.3. Evolución de la producción eléctrica	27
2.4. Evolución del precio de la energía eléctrica en el mercado de contado	30
2.5. Mercado diario y contratación bilateral	33
2.5.1. Evolución del despacho en el PDBF	33
2.5.2. Evolución del mix despachado en el PDBF y contratos bilaterales	34
2.5.3. Evolución del precio del Mercado diario	36
2.6. Mercados intradiarios	44
2.6.1. Mercado intradiario de subastas	45
2.6.2. Mercado intradiario continuo	46
2.7. Los servicios de ajuste del sistema.....	47
2.7.1. Restricciones técnicas al programa base de funcionamiento	50
2.7.2. Banda de regulación secundaria y energía de regulación secundaria	51
2.7.3. Gestión de desvíos / Reservas de sustitución	54
2.7.4. Energía de regulación terciaria.....	55
2.7.5. Restricciones técnicas en tiempo real.....	57
2.8. Coeficientes de ajuste horarios sobre pérdidas	58
2.9. Mercados a plazo	61
2.10. Evolución de las emisiones de CO2	63
3. EVOLUCIÓN DEL NIVEL DE COMPETENCIA EN EL MERCADO DE PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD	64
3.1. Número de agentes en el mercado de generación	65
3.2. Análisis de la concentración del mercado	65
3.2.1. Programa Diario Base de Funcionamiento	68
3.2.2. Resolución de restricciones técnicas	72
3.2.3. Banda de Regulación Secundaria y Energía de Regulación Secundaria	73

3.2.4. Regulación Terciaria.....	75
3.2.5. Gestión de desvíos y RR.....	76
3.2.6. Programa horario operativo (P48).....	77
3.3. Integración vertical (generación y comercialización).....	83
3.4. Liquidez en el mercado diario e intradiario.....	85
3.5. Evolución de la potencia indisponible.....	86
3.6. Comportamiento de las energías renovables y de la cogeneración en el mercado.....	87
3.7. Acoplamiento de mercados.....	91
ANEXO I: FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	101
Mercados de electricidad a plazo.....	102
Mercados de electricidad de contado gestionados por el Operador del Mercado (OMIE).....	103
Servicios de Ajuste del Sistema, gestionados por el Operador del Sistema.....	104
Programas de producción	106
Pagos por capacidad.....	107
ANEXO II: CONTEXTO Y DESARROLLO NORMATIVO EUROPEO	109
PROPUESTA DE NUEVO P.O. 3.11 Y ADAPTACIÓN DEL P.O. 3.2 PARA LA IMPLANTACIÓN DE DICHO SISTEMA.....	113
DCOOR/DE/021/18 - PLATAFORMA EUROPEA DE INTERCAMBIO DE ENERGÍAS DE BALANCE PROCEDENTES DE RESERVAS DE RECUPERACIÓN DE LA FRECUENCIA DE ACTIVACIÓN MANUAL -MFRR IF-.....	113
PLATAFORMA EUROPEA DE INTERCAMBIO DE ENERGÍAS DE BALANCE PROCEDENTES DE RESERVAS DE RECUPERACIÓN DE LA FRECUENCIA DE ACTIVACIÓN AUTOMÁTICA -AFRR IF-.....	113
PROPUESTA REGIÓN SUROESTE DE EUROPA METODOLOGÍA COMÚN DE CÁLCULO DE CAPACIDAD DE INTERCAMBIO PARA LOS HORIZONTES DE	113
PROPUESTA DE BLOQUES DE CONTROL FRECUENCIA-POTENCIA ÁREA SÍNCRONA DE EUROPA CONTINENTAL.....	114
PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DEL ANEXO II DEL P.O. 7.2.....	114

PROPUESTA DE PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN ADAPTADOS A LA PROGRAMACIÓN CUARTO-HORARIA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO PENINSULAR ESPAÑOL	114
PROPUESTA DE LA REGIÓN SWE DE PROCEDIMIENTOS DE CONTINGENCIA EN EL HORIZONTE DIARIO -DAY-AHEAD FALLBACK PROCEDURES-	114
PROPUESTA DE ESTABLECIMIENTO DE RCC	114
RESOLUCIÓN POR LA QUE SE APRUEBAN LAS CONDICIONES Y REQUISITOS PARA UN PROYECTO DE DEMOSTRACIÓN REGULATORIO DE CONTROL DE TENSIÓN.....	114
PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DE PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN 14.3. 14.1. Y 14.4. GARANTÍAS DE PAGO	114
CONDICIONES APLICABLES A LOS SERVICIOS DE NO FRECUENCIA Y REDESPACHOS POR RESTRICCIONES TÉCNICAS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO PENINSULAR ESPAÑOL	114
RESOLUCIÓN POR LA QUE SE MODIFICA EL CRITERIO DE CÁLCULO DEL PRECIO FINAL MEDIO DE LA ENERGÍA EN EL MERCADO	114

INFORME DE SUPERVISIÓN DEL MERCADO PENINSULAR MAYORISTA AL CONTADO DE ELECTRICIDAD. AÑO 2022

El objeto del presente informe es analizar la evolución del mercado eléctrico mayorista peninsular de contado durante el año 2022. Se presenta el contexto socioeconómico que impacta en los resultados del mercado, así como la evolución de los vectores indicativos del estado del mercado y su nivel competitivo: energía negociada en los distintos segmentos que lo componen, precios resultantes, número de agentes y cuotas por empresa, etc.

El informe se divide en tres grandes bloques o capítulos. En el capítulo 1 se sintetizan los aspectos más relevantes del año 2022 y diferenciales respecto a periodos anteriores. Se recopilan asimismo las conclusiones del análisis efectuado en los capítulos 2 y 3, que tienen un carácter más gráfico para ilustrar, respectivamente, la evolución del mercado de electricidad y su nivel competitivo.

Por último, en los Anexos I y II se aporta información adicional para facilitar la comprensión del texto. En el Anexo I se describen los distintos segmentos que componen el mercado eléctrico ibérico; y en el Anexo II se recopilan los desarrollos más recientes del contexto normativo europeo.

1. ASPECTOS DESTACABLES DEL MERCADO ELÉCTRICO EN 2022

Contexto del mercado de electricidad

El año 2022 se caracterizó por una continuidad del escenario de elevados precios de la electricidad iniciado tras el verano de 2021, el cual se acentuó por la invasión de Rusia a Ucrania en febrero de 2022. Esta situación vino motivada por una escasez de recursos energéticos a nivel global provocada por la recuperación económica tras la COVID-19 en 2021, la cual provocó una histórica crisis energética que se vio acrecentada posteriormente por el conflicto bélico entre Ucrania y Rusia. Este conflicto puso en riesgo el suministro de gas natural en Europa, provocando que el precio de este combustible se elevara exponencialmente hasta alcanzar récords nunca vistos, lo que a su vez tuvo impacto en el precio de otros productos, tanto energéticos como no energéticos e industriales. En consecuencia, el mercado spot eléctrico registró en 2022 récords de precios máximos anuales, diarios y horarios, superando los

alcanzados en diciembre de 2021, tanto en España como en otras zonas europeas.

Medidas de emergencia introducidas en el mercado mayorista en España

En este contexto, como ya sucediera a finales de 2021, a principios de 2022 se continuó con el incremento significativo del coste de las facturas de los consumidores derivado del traslado del incremento de precios del mercado mayorista que hicieron los comercializadores, en la medida en que sus contratos se fueron renovando. Para hacer frente a esta situación, los Estados miembros siguieron adoptando diversas medidas temporales de emergencia orientadas a reducir tanto los precios del mercado mayorista, como directamente los del mercado minorista que pagan los propios consumidores¹, así como otras medidas extraordinarias para intentar aplacar los eventuales riesgos de una interrupción del suministro de gas ruso a Europa. En particular, en España, cabría señalar por su relevancia para el mercado mayorista de electricidad, la medida aprobada en el Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, por el que se establece con carácter temporal un mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad – o mecanismo ibérico-. Este mecanismo de ajuste temporal, que se empezó a aplicar el 14 de junio de 2022 con una vigencia estimada hasta finales de 2023, tenía por objeto limitar el impacto provocado por el incremento de los precios del gas natural en los precios del mercado mayorista de electricidad.

El mecanismo consistía en retribuir, de forma adicional al precio del mercado, un valor de ajuste que representa los costes incurridos por las instalaciones térmicas marginales como consecuencia del mayor coste de aprovisionamiento de los combustibles fósiles que emplean para la producción de electricidad, con el compromiso por su parte de internalizar dicho ajuste en sus ofertas al mercado. Este ajuste se calculaba de forma proporcional a la diferencia entre el precio del gas natural, estimado a partir de una ponderación de diferentes productos negociados en MIBGas, y un precio de referencia del gas natural, que se fijó inicialmente en 40 €/MWh para 2022 y que subiría mes a mes desde enero de 2023. Este mecanismo fue formalmente aprobado por la Comisión Europea el 8 de junio de 2022 y notificada la decisión en el caso SA. 102454 (2022/N),

¹ Ver resumen de medidas adoptadas en España en el informe de supervisión del mercado minorista de gas y electricidad de año 2021 y avance 2022. <https://www.cnmc.es/expedientes/isde02722>

concluyendo que la medida notificada por el Reino de España el 20 de mayo de 2022 era compatible con el mercado interior de acuerdo con lo previsto en el artículo 107(3)(b) del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea.

El coste total de este mecanismo fue financiado por aquella parte de la demanda ibérica que no se encontraba sujeta a instrumentos de cobertura a plazo. La implantación del mecanismo ha requerido una intensa labor de resolución de consultas por parte de la CNMC, motivando la aprobación de diversos acuerdos del Consejo para establecer los criterios de aplicación del mecanismo², así como una compleja labor de supervisión de las coberturas aportadas por los sujetos afectados.

Asimismo, en lo relativo a las medidas que afectaron al mercado mayorista, durante el año 2022 continuó siendo de aplicación el mecanismo de minoración del exceso de retribución de las instalaciones inframarginales no emisoras, cuya entrada en vigor se inició en septiembre de 2021 (Real Decreto-ley 17/2021). Este mecanismo implicó un ajuste temporal en la retribución de determinadas instalaciones de generación, en proporción al mayor ingreso obtenido por dichas instalaciones por la internalización en el precio de la electricidad en el mercado mayorista del incremento de precio del gas natural en los mercados internacionales por parte de las tecnologías emisoras marginales. Al igual que en el mecanismo ibérico, resultaba exenta de minoración aquella energía que presentaba instrumentos de cobertura a plazo, por lo cual la CNMC ha debido ejercer una fuerte labor de supervisión para verificar la acreditación de estas coberturas. Asimismo, ha publicado diversos acuerdos para facilitar la implementación de este mecanismo³.

Igualmente, con el fin de contribuir a reducir el precio del mercado eléctrico, se mantuvo la suspensión temporal del Impuesto sobre el valor de la producción de energía iniciada el tercer trimestre de 2021 a través del Real Decreto-ley 12/2021, de 24 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito de la fiscalidad energética y en materia de generación de energía, y sobre gestión del canon de regulación y de la tarifa de utilización del agua, al objeto de

² <https://www.cnmc.es/expedientes/cnsde75122>;

³ <https://www.cnmc.es/expedientes/cnsde59522>

reducir los mayores costes que estaban soportando las empresas que determinaban el precio de la electricidad en el mercado mayorista.

Actuaciones introducidas en el mercado mayorista a nivel europeo

El conflicto bélico provocó una serie de respuestas y acciones políticas europeas muy relevantes, en primer lugar, imponiendo la prohibición de la importación de productos petrolíferos rusos a partir de diciembre de 2022 y la búsqueda de medidas para mantener el correcto abastecimiento europeo descendiendo la dependencia energética de Rusia. Por ejemplo, el Reglamento 2022/1032 adoptado en junio impulsó el mantenimiento de un nivel de llenado como mínimo del 80% de la capacidad de los almacenamientos de gas europeos en noviembre de 2022 y hasta el 90% a partir de noviembre de 2023. Otra medida regulatoria con gran impacto fue la adopción en agosto del Reglamento 2022/1369 del Consejo sobre medidas coordinadas para la reducción de la demanda de gas, que estableció el objetivo nacional para cada EEMM de reducción del 15% consumo de gas natural en el invierno 2022/2023, obligatorio en caso de declaración de nivel de alerta a nivel europeo, con objeto de estar preparados ante una acción unilateral rusa que pusiera en riesgo el suministro de gas natural en Europa. Asimismo, este Reglamento obligaba a establecer medidas a los Estados miembros para alcanzar dicho objetivo y a plasmarlo en la actualización de su Plan de Emergencia del sistema gasista. Adicionalmente se aprobaron el Reglamento 2022/2578 consistente en establecer un tope al precio del producto mensual de gas de 180 €/MWh y el Reglamento 2022/2576 que crea una plataforma conjunta de compras coordinadas de gas para la UE. Por otro lado, en el ámbito del sector eléctrico, en octubre de 2022 se aprobó el Reglamento 2022/1854 del Consejo relativo a una intervención de emergencia para hacer frente a los elevados precios de la energía, que establecía un objetivo de reducción del consumo bruto de electricidad de un 10% en el invierno 2022/2023 y una reducción del 5% del consumo en las horas punta.

Con objeto de alcanzar los objetivos lanzados en estos reglamentos, el Estado miembro español aprobó el Plan Más Seguridad Energética (Plan +SE), con más de 70 medidas y recomendaciones para reducir el consumo.

Con respecto al mercado eléctrico, durante 2022 existió un amplio debate a nivel europeo sobre el diseño más adecuado para atraer las inversiones necesarias para lograr los objetivos de descarbonización y para asegurar precios asequibles y menos volátiles para el consumidor. ACER, en colaboración con las

Autoridades Regulatoras Nacionales, presentó un informe⁴ sobre la adecuación del diseño del mercado eléctrico para dar una respuesta a la actual crisis de los precios energéticos y proteger a los consumidores en este contexto. Esta propuesta ha servido de base para la elaboración de las modificaciones de la Directiva y Reglamento del mercado interior de la electricidad, actualmente en tramitación.

Demanda de electricidad

La demanda eléctrica del sistema peninsular en barras de central descendió en 2022 hasta situarse en 235 TWh (Gráfico 1 del apartado 2.1 de este informe), lo que supuso una reducción del 2,9% con respecto al año anterior (2021), año en el que se había registrado a su vez una fuerte recuperación de la demanda, tras 2 años de caída. De hecho, la demanda de 2022 resultó inferior a la demanda de 2020, año del COVID-19, situándose en niveles similares a los registrados en el año 2004.

Esta disminución de la demanda puede ser atribuida a varios factores, entre los que destacan los elevados precios de la electricidad para los consumidores finales por la crisis energética, las medidas introducidas por el Real Decreto-ley 14/2022, de ahorro, eficiencia energética y de reducción de la dependencia energética del gas natural para reducir el consumo de energía en edificios administrativos, recintos públicos y comercios y las medidas de concienciación ciudadana para el ahorro energético a nivel nacional. Otro factor que afectó directamente a la demanda fue el autoconsumo fotovoltaico, que en 2022, registró un récord de incorporación de nueva potencia pasando de 500 MW en diciembre de 2021 a 1.500 MW en diciembre de 2022, según datos de REE. Por otro lado, el PIB español aumentó en 2022 un 5,5% y, en consecuencia, la intensidad energética (Gráfico 3) –ratio que relaciona la demanda eléctrica y el PIB– disminuyó en un 11,3%, situándose en 189 MWh/M€.

Generación de electricidad

En cuanto a la generación eléctrica en 2022, el Cuadro 1 muestra la potencia del parque generador peninsular (113.602 MW), que aumentó en 6.097 MW con

⁴ ACER's Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design, April 2022. <https://www.acer.europa.eu/events-and-engagement/news/press-release-acer-publishes-its-final-assessment-eu-wholesale>

respecto a 2021 (5,7%), a pesar del cierre de una central térmica de carbón (-300 MW), principalmente debido a la instalación de nueva capacidad de generación renovable (6.498 MW). En este sentido, el parque de generación eólica aumentó en 1.781 MW (un 6,4% más respecto a 2021) y, el de fotovoltaica, en 4.627 MW (un 31,4% más respecto a 2021).

Por otro lado, las tecnologías que representaron una mayor cuota de generación de energía eléctrica en 2022 fueron el ciclo combinado (23,12%), seguido de la eólica (22,8%), la nuclear (21,3%), la fotovoltaica (10,4%), la hidráulica (8,3%) y la cogeneración (6,77%). Destacó en 2022 el fuerte incremento de la generación del parque eléctrico peninsular hasta los 261.955 GWh, un crecimiento del 5,7% con respecto a 2021 (27.637 GWh), no con objeto de cubrir sólo la demanda nacional, que, como se ha indicado anteriormente, disminuyó un 2,9% con respecto a 2021, sino por el incremento de las exportaciones a los países vecinos. En este sentido, resultó relevante la exportación a Francia debido, en primer lugar, a su necesidad de importación para cubrir el déficit de la generación nuclear francesa, y en segundo lugar, al diferencial de precios entre los dos mercados provocado por el mecanismo ibérico.

Destacó también en 2022 la disminución de la producción con cogeneración que fue un 37,9 % inferior a la del año anterior. Esta disminución se debió, por una parte, al incremento del precio de los combustibles y, por otra, por haber quedado excluidas estas instalaciones del mecanismo de ajuste desde su entrada en vigor el 15 de junio de 2022, al contar con un marco retributivo específico por lo que, el aumento en sus costes de explotación no se vio compensado por un aumento en el precio del mercado eléctrico. Si bien, posteriormente, el Real Decreto-ley 17/2022, de 20 de septiembre, reguló un tipo de renuncia voluntaria al régimen retributivo específico de este tipo de instalaciones, de manera que pudieran solicitar la inclusión en el mecanismo de ajuste, el incremento de producción desde el mes de octubre de 2022 no permitió compensar la reducción de los meses previos.

Fue destacable el aumento de producción de los ciclos combinados, cuya cuota se incrementó en ocho puntos porcentuales (23,12% en 2022, frente a 15,18% en 2021) pasando de ser la tercera tecnología con mayor producción del mix a la primera en 2022. También el fuerte incremento de la producción solar fotovoltaica (10,42% en 2022, frente a 8,26 % en 2021). Por el contrario, la generación eólica disminuyó su cuota (22,83% en 2022, frente a 23,90% en 2021) a pesar de incrementar su producción en el año. La mayor disminución provino de la generación hidráulica, cuya cuota descendió cinco puntos porcentuales (8,26% en 2022, frente a 13,01% en 2021) debido a la gran sequía

sufrida en España en 2022 (Gráfico 6 y 7). Por último, la energía nuclear mantuvo su representatividad en la generación peninsular.

Así, la cuota de generación de las tecnologías renovables retrocedió en 2022, (45% en 2022) e incluso fue inferior a la de 2020 (49% en 2021 y 46% en 2020). La producción renovable tuvo especial relevancia en los meses de marzo, abril y mayo (Gráfico 6 y parcialmente en Cuadro 5) por la combinación de la generación eólica con la solar y noviembre y diciembre, gracias a la producción eólica. Por el contrario, a lo largo del verano (Gráfico 6 y parcialmente en Cuadro 5), especialmente julio, agosto y septiembre destacó la elevada generación mediante gas por la tecnología de ciclo combinado, que llegó a cubrir el 30 % de la producción nacional, en gran medida motivada por el incremento de las exportaciones de electricidad, que podrían estar a su vez motivadas en parte por el mecanismo de ajuste de los costes de producción para la reducción del precio de la electricidad, así como por las intensas olas de calor sufridas en el sur de Europa. Por su parte, la producción con centrales de carbón se mantuvo residual, representando únicamente un 3% de la energía producida.

Componentes de precio final de la electricidad en el mercado de contado

El precio final de la energía eléctrica se compone de la suma del coste de todos los segmentos que constituyen el mercado eléctrico. Se presenta su evolución en el apartado 2.4 de este informe.

En el año 2022, destacó el elevado precio (204,59 €/MWh), aproximadamente un 400% por encima del precio medio de la última década (Cuadro 2). El segmento más relevante a la hora de determinar dicho coste final fue el precio del mercado diario (170,41 €/MWh en 2022), que ha representado en los últimos años alrededor del 90% del coste de la energía. Dicho peso se incrementó hasta el 95% en 2021, pero descendió al 83% en 2022, como consecuencia de la introducción del mecanismo ibérico de ajuste, que supuso un coste de financiación de 26,55 €/MWh para la demanda, esto es, un 13% del coste final de la energía en 2022. Por último, el coste que soportó la demanda por los servicios de operación del sistema y mecanismos de capacidad representó un 3,8% del precio final de la energía.

La evolución de los precios y las causas del incremento del precio de la electricidad se exponen más adelante, tras presentar los aspectos más relevantes de los segmentos del mercado que lo componen (apartados 2.5 a 2.7).

Negociación en los mercados diario e intradiario

La negociación en los mercados diario e intradiario se presenta en los apartados 2.5 y 2.6 de este informe. El volumen negociado en el mercado diario en zona española fue de 174,7 TWh, representando el 74,2% de la demanda de energía eléctrica peninsular, lo que supuso una disminución del volumen con respecto al año anterior de un 0,2%. En el mercado intradiario fueron negociados, en zona española, 36,6 TWh (30,5 TWh en el mercado intradiario de subastas y 6,1 TWh en el continuo), lo que representó un 16% de la demanda eléctrica peninsular y un retroceso del 1,1% con respecto al año anterior. El volumen de energía incorporada por la generación a través de contratos bilaterales (Gráfico 11 muestra evolución a lo largo de 2022), representó un 36,9% de la demanda eléctrica peninsular, un 21,3% más que el año anterior, siguiendo la senda de 2021, si bien este último año el crecimiento fue más pronunciado. A diferencia de lo ocurrido en años anteriores donde los contratos bilaterales estaban asociados mayoritariamente a contratos intragrupos de empresas energéticas tradicionales (Gráfico 67), en 2022, estos contratos habrían pasado a representar un 82 % (91,2% en 2022), correspondiendo el resto a contratos celebrados entre comercializadores/consumidores y generadores de empresas no tradicionales.

En el mercado intradiario (subastas + continuo), Gráfico 17, destacaron las compras de la energía eólica y la comercialización libre con unos porcentajes del 26% y 24% respectivamente sobre el volumen total comprado, mientras que en ventas de energía destacaron las de los ciclos combinados (31%), las de la eólica (20%) y las de la comercialización libre (16%). El volumen de negociación del mercado intradiario de subastas en 2022 siguió concentrándose entre las tres primeras subastas que se celebran en el día D-1 (Gráfico 18) –sucede así desde noviembre de 2019, como resultado de la modificación de la hora de apertura del mercado intradiario continuo a las 15:00h-. En cuanto al mercado intradiario continuo, puesto en marcha en junio del 2018, cabe destacar que prácticamente se mantuvo el mismo nivel negociado que en 2021. Destacó la negociación de las energías procedentes de instalaciones de energía renovable, cogeneración y residuos (RECORE), la comercialización y el bombeo, tanto en compras como en ventas, además del ciclo combinado en ventas.

Servicios de ajuste del sistema

En los servicios de ajuste del sistema, cuya evolución puede apreciarse en el apartado 2.7, aumentó en un 19% el volumen de energía de balance utilizada y se programó un 42% menos de energía para resolver restricciones técnicas a subir (Gráfico 24). La fuerte reducción en 2022 de las restricciones técnicas a subir se debió al incremento del despacho en Programa Diario Base de

Funcionamiento (PDBF, que incluye mercado diario + contratos bilaterales físicos) de los ciclos combinados, a diferencia del año anterior. Estas instalaciones son las que aportan la mayor parte de los servicios al sistema (balance, control de tensión, estabilidad) y, por tanto, al estar ya despachadas en PDBF, no se requiere su programación posterior por el operador del sistema. Sin embargo, la energía programada para restricciones técnicas a bajar creció fuertemente, un 423% con respecto a 2021, correspondiendo mayoritariamente a la tecnología solar PV y eólica (82,5% del total) y siendo la más elevada en los últimos años. Esto se debe al aumento de congestiones en la red, tanto por el crecimiento de la potencia de generación renovable, con impacto especialmente relevante en las horas solares, como por el descenso de la demanda. La energía programada por restricciones técnicas a bajar representó un 0,51% de la energía generada en España en 2022.

Por su parte, la energía programada por restricciones técnicas en tiempo real se incrementó únicamente un 4% con respecto a 2021, contrastando con los fuertes incrementos que sufrió en 2020 y 2021 por la eliminación del servicio de reserva de potencia adicional a subir (RPAS), el 12 de noviembre de 2019, resolviéndose desde entonces la falta de reserva mediante las restricciones en tiempo real. Es de nuevo el mayor despacho de centrales térmicas en PDBF el que facilitó la mayor disponibilidad de reserva en 2022. En cuanto al requerimiento de banda de secundaria, se registró en 2022 un incremento del 22% del volumen, motivado, entre otras razones, por la implementación de la programación cuartohoraria en mayo de 2022, ya que por una parte multiplica por cuatro el número de cambios de programa y, por otra parte, se podrían incrementar transitoriamente los desfases entre los programas cuartohorarios de los mercados de balance y los programas horarios de los mercados previos.

Dentro de las energías de balance, destaca el incremento (26%) que registra en 2022 la programación de reservas de sustitución (RR por su nomenclatura en inglés), negociado en la plataforma europea TERRE desde marzo de 2020. El uso de energía RR se incrementó tanto a subir como a bajar, pero sobre todo a bajar, en línea con mayor despacho a bajar en restricciones por congestiones.

Con respecto a la integración en el ámbito europeo de los servicios de balance, cabe destacar que en 2022 se consolidó la participación del sistema español en la plataforma europea TERRE para el intercambio de energías procedentes de reservas de sustitución (RR), así como en la plataforma europea que gestiona el proceso de neteo de los desvíos (IN). A lo largo del año 2022 siguieron los trabajos para permitir la conexión del sistema eléctrico español al resto de

plataformas europeas de balance (MARI y PICASSO) que se espera finalice en 2024.

Las tecnologías con una mayor participación en los servicios de ajuste en 2022 (Gráfico 25) fueron el ciclo combinado y la solar en la fase I de restricciones técnicas; la eólica, el ciclo combinado, la cogeneración y la hidráulica en la fase II de restricciones técnicas; y el ciclo combinado, el bombeo, la hidráulica y la eólica en terciaria y en reservas de sustitución (RR).

SERVICIO RESPUESTA ACTIVA DE LA DEMANDA

El 20 de septiembre de 2022 el Real Decreto-ley 17/2022 aprobó el servicio de respuesta activa de la demanda (SRAD), en la forma de un producto específico de balance. Su aprobación se justificó por las extraordinarias circunstancias en materia de abastecimiento y seguridad de suministro marcadas por la crisis energética, así como por la situación de climatológica de sequía.

En particular, dicho servicio se articuló por medio de una subasta anual en el que se contrataron las necesidades del producto específico de respuesta activa de la demanda, en base a los requerimientos de reserva detectados por el operador del sistema para cada periodo de aplicación del servicio, y en la que podían participar todas aquellas unidades de programación de demanda conectadas al sistema eléctrico peninsular español que cumplan con los requisitos establecidos en el real decreto-ley. Podían participar en este servicio los comercializadores y consumidores con una demanda de al menos 1 MW de potencia. La duración máxima de reducción de la demanda era de 3 horas, con un preaviso de al menos 15 minutos, y en el periodo de lunes a viernes de 8 de la mañana hasta la medianoche durante los meses de octubre a marzo, y desde las 18 horas hasta la medianoche entre abril y septiembre. La activación del servicio sería retribuida al precio de la regulación terciaria para esa hora.

La subasta celebrada el 20 de octubre adjudicó 497 MW de los 2.700 MW subastados y los retribuyó a un precio de 69,97 €/MWh, repartidos entre 16 participantes que deberían estar disponibles para reducir su demanda adjudicada en caso de ser requerido por el operador del sistema eléctrico desde el 1 de noviembre de 2022 hasta el 31 de octubre de 2023.

Evolución de los precios

Los elementos que caracterizaron de forma destacable el mercado eléctrico durante 2022 fueron el elevado precio de la electricidad y su volatilidad, que superó los máximos históricos tanto de manera horaria como los promedios

diario, mensual y anual. En particular, el precio medio final de la energía (considerando tanto el mercado diario e intradiario, como el sobrecoste correspondiente a los servicios de ajuste y los pagos por capacidad, incluido el sobrecoste del mecanismo de ajuste) que soportó la demanda peninsular en el mercado MIBEL-Zona española en 2022 (Cuadro 2 y 3) fue de 204,59 €/MWh (118,71 €/MWh en 2021). El componente que motivó este fuerte incremento fue el precio del mercado diario, que pasó de 113,15 €/MWh en 2021 a 170,44 €/MWh en 2022 y que a su vez impulsó la subida del precio en el resto de los mercados intradiarios, ajustes, etc. En el gráfico 85 puede observarse la evolución del precio del mercado diario eléctrico MIBEL más el coste de financiación del mecanismo junto con el precio del mercado diario de otros mercados europeos.

La causa principal de dicho incremento fue el fuerte aumento de precios de los combustibles utilizados como energía primaria para la producción eléctrica (Gráfico 15) y el incremento del precio de los derechos de emisión de CO₂. Adicionalmente, hay que citar la menor disponibilidad hidráulica del año y el incremento de la generación del sistema eléctrico peninsular, a pesar del descenso de la demanda nacional, para cubrir el incremento de las exportaciones, principalmente a Francia, pero también a otros países vecinos.

El combustible con mayor impacto sobre el mercado eléctrico es el gas natural, ya que de él depende el coste de producción de los ciclos combinados, que son la tecnología marginal en un porcentaje elevado de las horas. Por tanto, el incremento del precio del gas se trasladó directamente al precio del mercado eléctrico. La evolución del mercado diario español siguió la estela del mercado gasista, si bien, desde la entrada en vigor del mecanismo de ajuste, se produjo un desacople entre el mercado diario eléctrico MIBEL y el mercado gasista MIBGas.

Como se ha indicado anteriormente, el mercado gasista experimentó un año con precios históricamente elevados y volátiles (Gráfico 15), continuando la senda de los precios alcistas registrada desde junio de 2021, especialmente marcado por la invasión de Rusia a Ucrania en febrero de 2022 y la disminución del flujo de gas ruso a través de las principales líneas de abastecimiento a Europa, el que era el principal proveedor de gas a Europa. En el mercado europeo de referencia (TTF) los precios de gas superaron los 180 €/MWh durante varias semanas entre julio y septiembre de 2022, alcanzando un pico máximo de 320 €/MWh, el 26 de agosto, coincidiendo con la campaña de llenado de almacenamientos en preparación para el invierno.

En comparación, el mercado español se vio menos afectado que los mercados de gas de Centroeuropa, manteniendo un diferencial con el TTF superior a -30 €/MWh desde el inicio de la crisis y hasta finales de 2022, principalmente por la disposición de infraestructuras excedentarias de importación de GNL. El precio máximo alcanzado en España fue de 240 €/MWh (ver informe de la CNMC sobre el funcionamiento del mercado mayorista de gas en 2022 y recomendaciones para el incremento de la liquidez, la transparencia y el nivel de competencia del mercado organizado⁵, para mayor detalle).

En este contexto de los mercados de gas, el precio medio diario en MIBEL-zona española (Gráfico 13) registró su récord histórico el 8 de marzo de 2022 en 544,98 €/MWh. El máximo precio medio mensual, en el año 2022 e histórico del mercado diario, se produjo también en el mes de marzo con 283,39 €/MWh. Si bien el precio medio mensual fue menor el resto de los meses, cabe destacar que en todos ellos superó los 100 €/MWh. Por último, los precios del mercado diario disminuyeron a finales de año, los días 30 y 31 de diciembre, donde se alcanzaron incluso precios por debajo de los 10 €/MWh (mínimo anual el 31 de diciembre, 3,08 €/MWh caracterizado por ser periodo festivo y con fuerte aporte renovable).

A esta situación, también se unió el aumento del precio del CO₂ (gráfico 16) como consecuencia de la disminución de los derechos de emisión disponibles en el mercado, tanto por el incremento de las emisiones en 2022 como por la decisión de su retirada para empujar la transición energética. Dado el elevado nivel de estos precios durante el año 2022, ESMA -por tratarse de instrumentos financieros- llevó a cabo un análisis sobre el funcionamiento del mercado de derechos de emisión, concluyendo que no se habían detectado deficiencias en el funcionamiento de este mercado⁶. No obstante, formuló una serie de recomendaciones políticas para mejorar la transparencia y el seguimiento del mismo.

Al igual que el precio del mercado diario, el precio medio aritmético del mercado intradiario de subastas en zona española en 2022 (Gráfico 19) registró un incremento muy significativo hasta situarse en 167,21 €/MWh (112,62 €/MWh en 2021), ligeramente inferior al precio medio aritmético del mercado diario en zona

⁵ <https://www.cnmc.es/expedientes/infde38823>

⁶ <https://www.esma.europa.eu/document/final-report-emission-allowances-and-associated-derivatives>

española (170,44 €/MWh). Por otra parte, el precio medio ponderado del mercado intradiario continuo (Gráfico 20) en zona española fue de 184,4 €/MWh, casi 20 puntos superior al mercado diario e intradiario de subastas. El mercado continuo se caracterizó por la significativa diferencia entre el precio máximo y mínimo de negociación, sobre todo en el segundo semestre del año. En conjunto, el sobrecoste para la demanda por su participación en el mercado intradiario resultó de -0,2 €/MWh (Cuadro 2).

Por último, el sobrecoste de los servicios de ajuste del sistema, incluyendo la resolución de restricciones técnicas, que soporta la demanda, aumentó hasta los 7,59 €/MWh (4,27 €/MWh en 2021), destacando el incremento del sobrecoste de las restricciones técnicas en tiempo real y la asignación de banda secundaria (Gráfico 23). El coste de las restricciones técnicas en tiempo real se incrementó un 438% con respecto a 2021 (Cuadro 6), en línea con el incremento del precio del mercado diario, puesto que la energía programada para la solución de restricciones técnicas en tiempo real apenas aumentó. Por otra parte, el incremento de coste de la banda de regulación secundaria (Cuadro 6) fue de un 107%, y estuvo asociado al incremento del precio del mercado diario, ya que ambos valores guardan relación (el coste de proporcionar la banda es el de oportunidad de no despacharse en el diario).

Con respecto a otros costes, en 2022 se redujo el coste del mecanismo de pagos por capacidad que soporta la demanda (Cuadro 4), pasando de 99,30 millones de euros en 2021 a 82,93 millones de euros en 2022, en línea con la senda prevista, en tanto que varias centrales finalizaron su derecho a su cobro. Por otra parte, no se convocaron subastas del servicio de interrumpibilidad bajo la Orden IET/2013/2013 para el año 2021, por lo que el coste por este concepto fue nulo.

El volumen total negociado en los mercados a plazo en 2022 fue de 99,6 TWh, un 57% menor respecto al del año anterior, rompiendo la senda creciente de crecimiento del volumen negociado iniciada en 2017. Los incrementos en los precios del mercado mayorista de electricidad, junto con su elevada volatilidad y los mayores requerimientos de garantías solicitados, contribuyeron a reducir esta liquidez de los mercados a plazo, incrementándose la concentración de la negociación en agentes de mayor tamaño. Así, el volumen negociado representó el 42% de la demanda eléctrica peninsular mientras que en 2021 fue un 96% y un 99% en 2020. El precio medio de los contratos a plazo que se liquidaron en 2022 (Gráfico 43 y 44), ponderado por el volumen liquidado (168,8 TWh), ascendió a 121,76 €/MWh, inferior en 46,77 €/MWh al precio medio ponderado de liquidación de dichos contratos (precio spot de liquidación) desde el 1 de enero al 31 de diciembre de 2022 (168,53 €/MWh). Esto supuso que, a semejanza de lo ocurrido en 2021, la prima de riesgo de los contratos a plazo

que se liquidaron en 2022 fue negativa y por tanto los sujetos no previeron la senda ascendente de precios (ver Informe de la CNMC de seguimiento de mercados a plazo de energía eléctrica en España 2022 para mayor detalle).

Un parámetro fundamental para analizar el impacto de la incorporación de nueva potencia de instalaciones renovables en sus propios ingresos es el denominado apuntamiento tecnológico, es decir, el porcentaje de los ingresos de una determinada tecnología en el mercado diario con respecto al precio medio aritmético de dicho mercado. En el caso de la tecnología solar fotovoltaica, (Gráfico 74) se observó cómo el apuntamiento que venía situándose en el entorno de 1 hasta 2020, a partir de 2021 (con promedio anual de 0,96) el apuntamiento empezó a reducirse y, especialmente en 2022 con un promedio anual de 0,91. Esta situación se debe al fuerte incremento de instalaciones de energía solar de la fotovoltaica y la disminución del precio en las horas diurnas donde genera la tecnología solar. Para el caso de la eólica, si bien su perfil mensual sufre grandes variaciones, ha mantenido un perfil constante a lo largo de los años con valores de apuntamiento en el entorno de los 0,95; de hecho, en 2022 se situó en 0,95.

Nivel de competencia

La evolución en 2022 de las variables que determinan la competitividad del mercado de producción de electricidad se presenta en el capítulo 3 de este informe y los aspectos más relevantes se sintetizan a continuación.

Desde el punto de vista del nivel de competencia, 2022 fue un año complejo por la crisis energética que tuvo gran impacto en los agentes del mercado, en particular, sobre los compradores, que además de hacer frente a un mayor precio de la energía, tuvieron que soportar un incremento de la presión financiera que suponen las garantías depositadas ante los operadores del mercado y del sistema. Sin embargo, la evolución del número de agentes (Cuadro 8), fue finalmente positiva y siguió reflejando la facilidad de entrada al mercado eléctrico español, sobre todo por el lado de la demanda. En efecto, el número de agentes generadores disminuyó a 112 en 2022 (115 en 2021) pero se mantiene por encima de los valores registrados desde 2008, mientras que el número de agentes comercializadores creció hasta 418 en 2022 (408 en 2021).

En cuanto a los niveles de concentración de la generación en el PDBF en zona MIBEL (Cuadro 9), Iberdrola redujo en 2022 su cuota al 18% (20% en 2021), seguida por ENDESA con una cuota del 17% (16% en 2021) y EDP con un 15% (17% en 2021). Les siguieron Axpo con una cuota del 8% (8% en 2021) y Naturgy un 8% (6% en 2021). Las cuotas de generación en PDBF son muy similares a

las del año anterior, aunque los porcentajes de todos los grupos principales se han modificado ligeramente. Repsol vuelve a la cuota del 4% en 2022. El resto de las empresas aumentaron su participación, cercana al 33% (31% en 2021), motivado principalmente por el incremento de producción renovable y por el incremento de producción de ciclos combinados titularidad de otras empresas energéticas no tradicionales.

Considerando únicamente las tecnologías marginales (carbón, ciclos, hidráulica y un 5% del RECORE), el nivel de concentración en zona MIBEL (Gráfico 46 y Cuadro 10) disminuyó apreciablemente respecto a 2021, motivado principalmente por la fuerte disminución de EDP del 29 % al 23% e Iberdrola del 22% al 13% por la escasa producción hidráulica, que fue compensada por el aumento de la cuota de Naturgy del 8% al 14% y de Endesa del 15 al 18% como consecuencia del incremento de la participación de los ciclos combinados.

Lo mismo sucede con el nivel de competencia de la generación en P48 (Gráfico 59 y Cuadro 12), es decir, considerando el programa operativo, donde el nivel de concentración disminuyó con respecto a 2021 tanto si se consideran todas las tecnologías como, más notoriamente, considerando sólo aquellas tecnologías marginales (carbón, ciclos, hidráulica y un 5% del RECORE) donde el índice HHI disminuyó de 2.213 en 2021 a 1.874 en 2022. Sin embargo, la concentración de la demanda en P48 (Gráfico 60 y Cuadro 13) aumentó hasta casi los niveles de 2020, como consecuencia del incremento de la participación de Iberdrola hasta el 26% (24% en 2021) y de EDP hasta el 6% (4% en 2021), mientras que la cuota de otras empresas no tradicionales retrocedieron del 18% al 16%. El índice de concentración que mide la cuota del mayor productor se mantiene muy por debajo del resto de EEMM de la UE (Gráfico 60 y 61).

La participación de RECORE en los servicios de ajuste del sistema sigue su tendencia a la baja iniciada el año 2021 (Gráfico 70 y 71), pasando a proporcionar el 23% de la energía en los segmentos de fase II de restricciones técnicas, terciaria y reservas de sustitución (RR) en 2022, frente al 36% en 2021. Destacar que estas tecnologías proporcionaron en 2022 el 39% de la energía en la fase II de restricciones técnicas (valor considerablemente inferior a los años anteriores, 57% en 2021 y 65% en 2020), el 11% de la de terciaria (12% en 2021) y el 15% de la de gestión de desvíos y reservas de sustitución (15% en 2021).

En consecuencia, el nivel de concentración en los servicios de ajuste del sistema en 2022 (Gráfico 52, 53, 54, 55, 56 y 57) empeoró ligeramente respecto a 2021, si bien mejoró en los segmentos de reserva de sustitución a subir, energía de regulación terciaria a bajar y energía de regulación secundaria a subir. Se

mantienen unos índices de concentración de Herfindahl HHI cercanos o incluso superiores al umbral de 3.000 en algunos segmentos; concretamente, en terciaria a subir y a bajar, y en gestión de desvíos y RR a bajar. Asimismo, se mantuvieron niveles elevados de concentración en muchas de las zonas donde se programan las restricciones técnicas.

Respecto a la distribución de las horas de funcionamiento de los ciclos combinados en todos los segmentos de mercado (Gráfico 49), estas centrales tuvieron una participación más activa en PDBF que en años anteriores, con una cuota de sus horas de funcionamiento en restricciones técnicas inferior a años precedentes. Por grupos empresariales, Naturgy se configuró, como en años precedentes, como aquel en el que los ciclos combinados participaron proporcionalmente en un mayor número de horas en la resolución de restricciones técnicas, si bien esta proporción disminuyó con respecto a años anteriores.

En cuanto al nivel de acoplamiento de los precios, en 2022 se mantuvo el elevado nivel de acoplamiento de los mercados español y portugués (Gráfico 76), 97% de las horas con precios iguales en ambas zonas (97% 2021), con una diferencia media anual entre los precios de los dos países de 0,37 €/MWh (Cuadro 14), como consecuencia de los mayores precios del mercado diario (0,08 €/MWh en 2021). Este elevado nivel de acoplamiento indica la falta de congestiones en la interconexión con Portugal (Gráfico 77), lo que permite la competencia entre los operadores de ambos sistemas en distintos segmentos de mercado. Respecto a la interconexión con Francia, en 2022 hay que destacar el fuerte incremento del diferencial de precios, con superiores en Francia (Gráfico 78) el 63% de las horas en 2022 (23% en 2021), debido principalmente desde junio al mecanismo de ajuste. De hecho, el diferencial de precios alcanzó valores superiores a 300 €/MWh en julio, agosto y septiembre de 2022 (Gráfico 80). En consecuencia, disminuyó el número de horas con precios inferiores en Francia, únicamente el 10% (42% en 2021) y también disminuyó ligeramente el número de horas con precios acoplados, el 27% (35% en 2021). En consecuencia, se produjo una fuerte exportación de electricidad de España a Francia, en muchos casos saturando la capacidad máxima de exportación, más comúnmente en el segundo semestre del año (Gráfico 79). En cuanto a Marruecos (Gráfico 81, 82 y 83), el saldo de la interconexión fue mayoritariamente exportador durante la mayor parte de 2022, a diferencia de lo ocurrido en 2021, si bien fue más notable desde mayo de 2022.

Impacto medioambiental

Después de 4 años de descenso en las emisiones de CO2 equivalente asociadas a la generación eléctrica nacional, en 2022 se produjo un incremento hasta registrar 44,45 millones de toneladas de CO2 equivalente, un 23 % más que en el 2021, si bien todavía un valor por debajo de las alcanzadas en 2019 (50 millones tCO2). A nivel peninsular el incremento fue similar (Gráfico 45), con unas emisiones de CO2 equivalente de 36,9 millones de toneladas de CO2 equivalente, un 27% más que en 2021. Este incremento fue motivado por la disminución de la participación de las energías renovables en el mix eléctrico (45% en 2022, frente a 49% en 2021).

Supervisión de comportamientos contrarios a la Ley 24/2013 o a REMIT

Durante el año 2022, la CNMC ha continuado con su labor de supervisión de los comportamientos de los sujetos en el mercado eléctrico, en especial, en lo relativo al comportamiento de los sujetos titulares de centrales marginales tras la entrada del mecanismo ibérico.

Alguno de los análisis realizados ha concluido en la apertura de expedientes sancionadores incoados en 2023.

Regulación en el ámbito del mercado mayorista

En 2022 la CNMC aprobó diversas metodologías regionales, y numerosos procedimientos de operación. Todo ello orientado a la implementación nacional de la regulación europea, tanto los códigos de red derivados del desarrollo del tercer paquete como los nuevos desarrollos derivados del paquete de energía limpia, con el objetivo de avanzar en la transición energética (Anexo II).

Destaca durante 2022 la modificación de los procedimientos de operación del sistema para el desarrollo del proyecto Programación QH, que tiene por objeto la adaptación de sistemas y procesos para la implantación de la programación cuarto-horaria en los mercados de operación del sistema. También se modificaron otros procedimientos de operación con el fin de desarrollar un sistema de reducción automática de potencia (SRAP). Se concedieron, por otro lado, sendas excepciones (concesiones de ampliaciones de plazo) a la implementación de las plataformas europeas de balance MARI y PICASSO; se revisó la formulación del precio final de la energía, al objeto de incorporar nuevos conceptos; y se aprobaron las condiciones para la puesta en práctica de un proyecto demostrativo regulatorio del nuevo servicio de control de tensión. De

acuerdo con el Informe técnico-económico elaborado por REE⁷ sobre los resultados de este proyecto piloto, desde el punto de vista tecnológico, el proyecto ha permitido comprobar que los sistemas de control de los proveedores han funcionado adecuadamente respondiendo a las consignas del operador del sistema y que la herramienta de REE sobre control de tensión ha emitido consignas que han ayudado a mejorar el perfil de tensión de las zonas de proyecto. Desde el punto de vista económico, se ha podido constatar una gran variabilidad en los precios de las ofertas presentadas por los proveedores viene principalmente condicionada por el tipo de tecnología. Así, el precio de las ofertas de capacidad reactiva de los grupos síncronos ha sido superior al de la generación basada en electrónica de potencia, principalmente debido a la internalización de los costes de arranque de los grupos síncronos. Estos resultados han servido de base al inicio de la tramitación de una nueva versión del procedimiento de Operación de control de tensión (P.O. 7.4), donde se ha priorizado el incentivar a la generación basada en electrónica de potencia a participar en el nuevo mercado de control de tensión, con el fin de aumentar la competencia y reducir el coste de este servicio.

Asimismo, se aprobaron las condiciones aplicables a los servicios de no frecuencia y otros servicios para la operación del sistema eléctrico peninsular español, con el fin de permitir la participación en servicios de no frecuencia a la demanda y almacenamiento.

Adicionalmente, para hacer frente al episodio de precios elevados de este año, se modificaron los mecanismos de garantías ante el Operador del Mercado eléctrico y el Operador del Sistema eléctrico para, por una parte, adelantar los pagos y así reducir las garantías y con ello los costes de los sujetos, y, por otra parte, facilitar la detección temprana de posibles impagos al objeto de minimizar los daños.

⁷ <https://api.esios.ree.es/documents/1481/download?locale=es>

2. EVOLUCIÓN DEL MERCADO DE ELECTRICIDAD

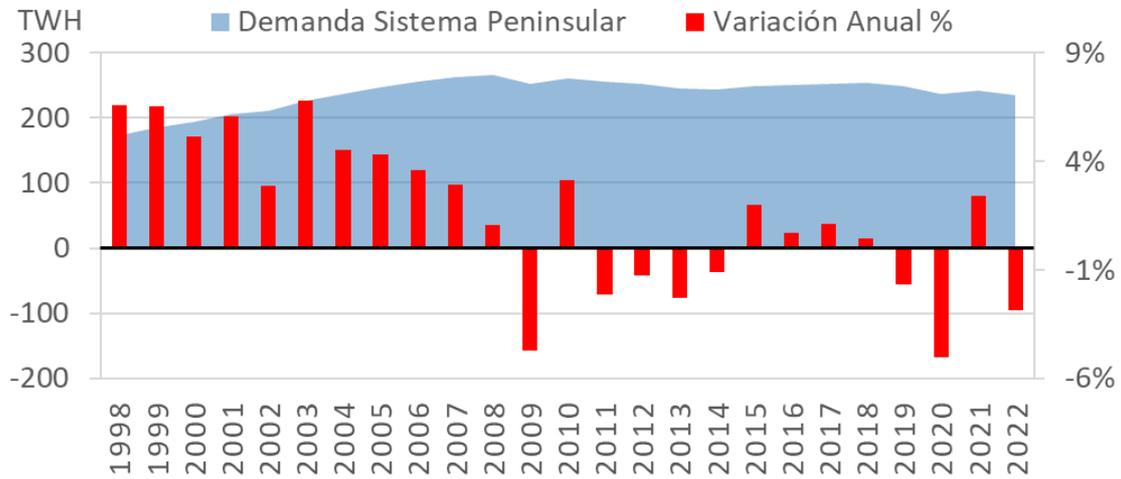
En este capítulo se presentan las variables que determinan los aspectos fundamentales del mercado eléctrico mayorista, tanto su evolución respecto a años anteriores como su comportamiento durante el año 2022. Las variables analizadas son las siguientes:

- Evolución de la demanda eléctrica, (apartado 2.1).
- Evolución de la potencia instalada de generación, (apartado 2.2).
- Evolución de la producción eléctrica, (apartado 2.3).
- Evolución del coste de la energía eléctrica, (apartado 2.4).
- Mercado diario y contratación bilateral, (apartado 2.5).
- Mercados intradiarios, (apartado 2.6), a su vez desagregando en los dos mercados intradiarios: de subasta y continuo.
- Los servicios de ajuste del sistema, (apartado 2.7), a su vez desagregando en: restricciones técnicas al programa base de funcionamiento, banda de regulación secundaria y energía de regulación secundaria, reservas de sustitución, energía de regulación terciaria y restricciones técnicas en tiempo real.
- Los coeficientes de ajuste horarios sobre pérdidas (apartado 2.8)
- Mercados a plazo (apartado 2.9)
- Evolución de las emisiones de CO₂ (apartado 2.10)

Los hechos relevantes y conclusiones que se desprenden de dichas figuras se han expuesto en el capítulo 1 de este informe.

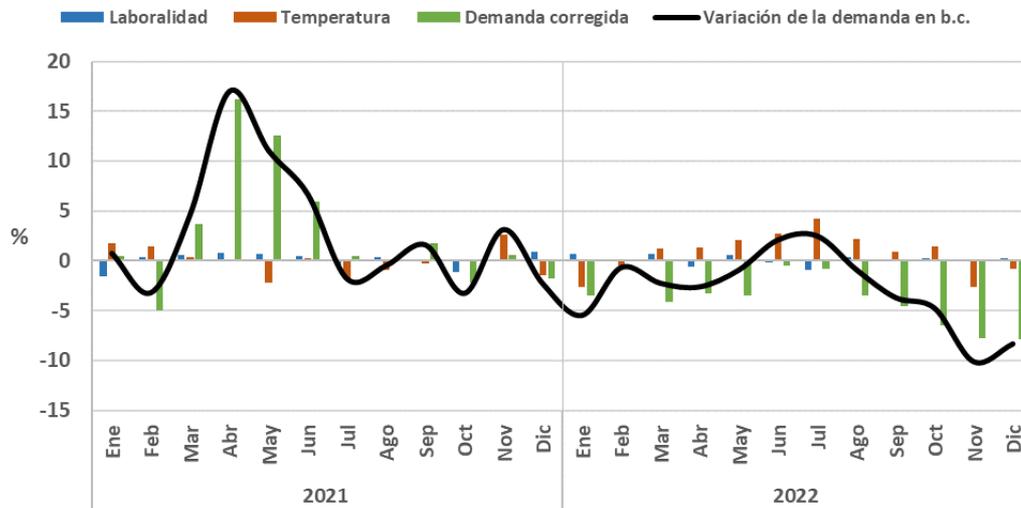
2.1. Evolución de la demanda eléctrica

Gráfico 1. Evolución de la demanda Peninsular en barras de central



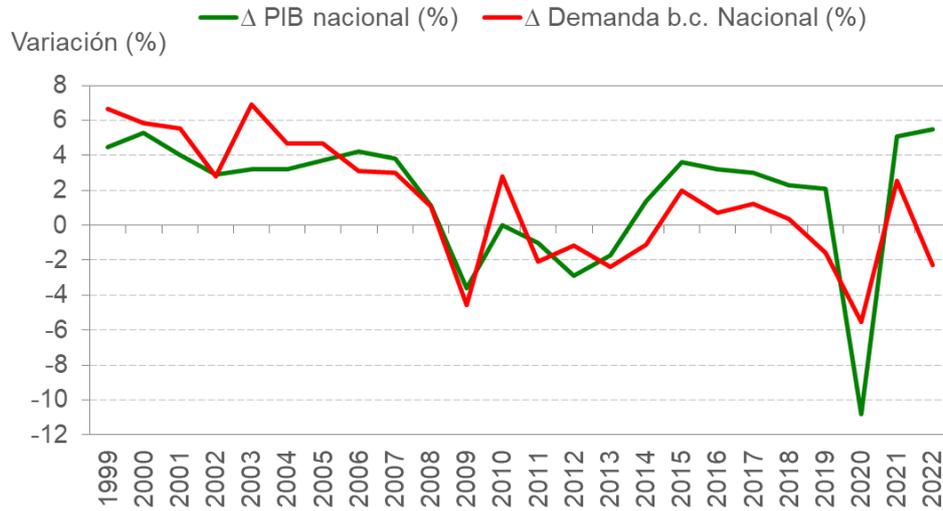
Fuente: REE

Gráfico 2. Variación y componentes de la demanda peninsular en barras de central



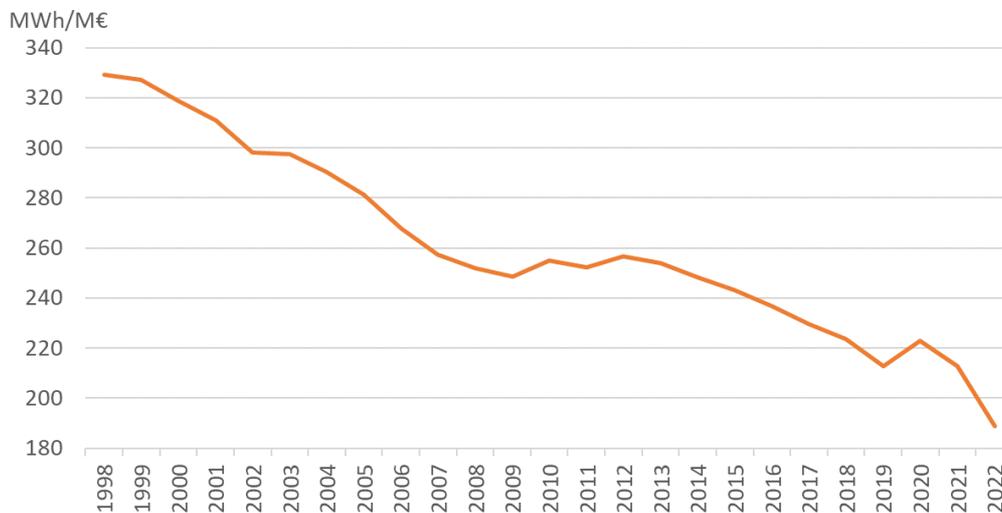
Fuente: REE

Gráfico 3. Evolución de las variaciones del PIB y del consumo eléctrico en España en los últimos años



Fuente: INE y REE

Gráfico 4. Evolución de la intensidad energética en España



Fuente: INE, REE, CNMC

2.2. Evolución de la potencia instalada

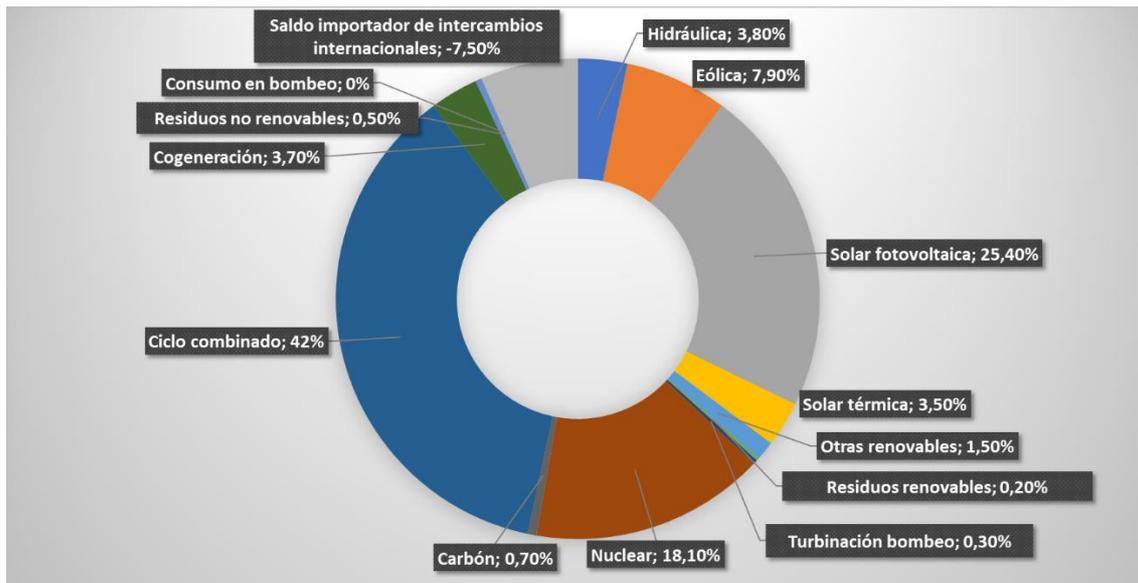
Cuadro 1. Parque generador peninsular a 31 de diciembre de 2022 y Balance de energía 2022

Tecnología	Potencia instalada (MW)	Energía producida (GWh)		
Hidráulica	20.424	17,98%	21.635	8,26%
Nuclear	7.117	6,26%	55.984	21,37%
Carbón	3.223	2,84%	7.687	2,93%
Fuel/Gas	8	0,01%	-	0,00%
Ciclo combinado	24.562	21,62%	60.562	23,12%
Eólica	29.417	25,89%	59.805	22,83%
Solar fotovoltaica	19.348	17,03%	27.283	10,42%
Solar térmica	2.304	2,03%	4.123	1,57%
Otras renovables	1.087	0,96%	4.646	1,77%
Cogeneración	5.593	4,93%	17.732	6,77%
Residuos	516	0,46%	2.500	0,95%
Total	113.602	100%	261.955	100%

Fuente: REE

Nota: Otras renovables incluyen biogás, biomasa, hidráulica marina y geotérmica.

Gráfico 5. Cobertura de la demanda de potencia máxima horaria peninsular del año 2022 (H15 del 14 de julio)

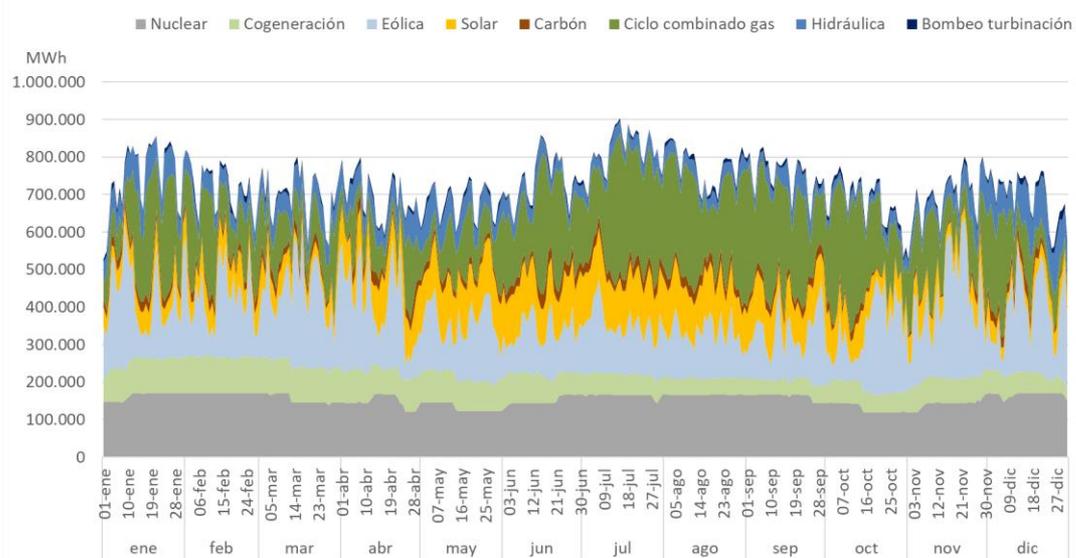


Fuente: REE

Nota (1): Turbinación de bombeo puro + estimación de turbinación de bombeo mixto.

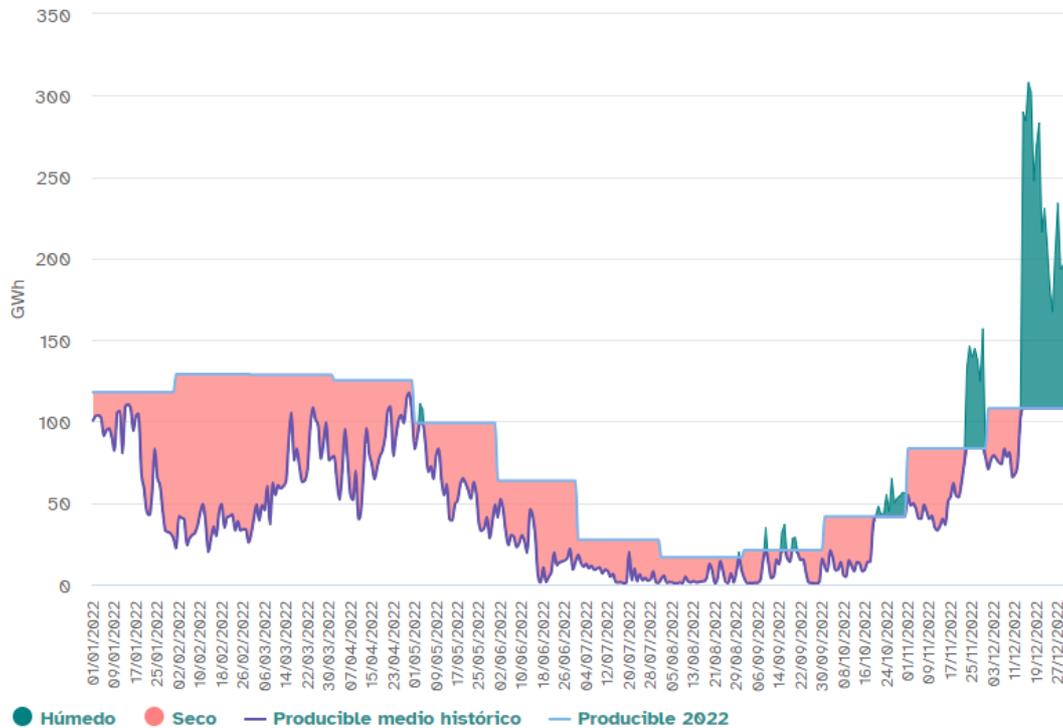
2.3. Evolución de la producción eléctrica

Gráfico 6. Producción por tecnología durante 2022 considerando todos los segmentos del mercado de producción



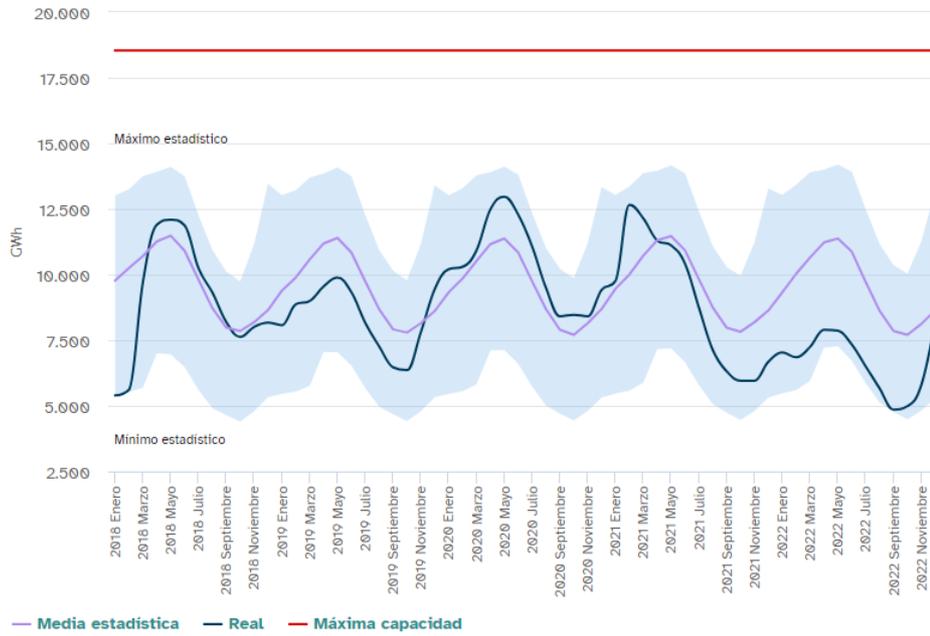
Fuente: CNMC

Gráfico 7. Energía producible hidráulica diaria durante 2022 y media histórica



Fuente: REE

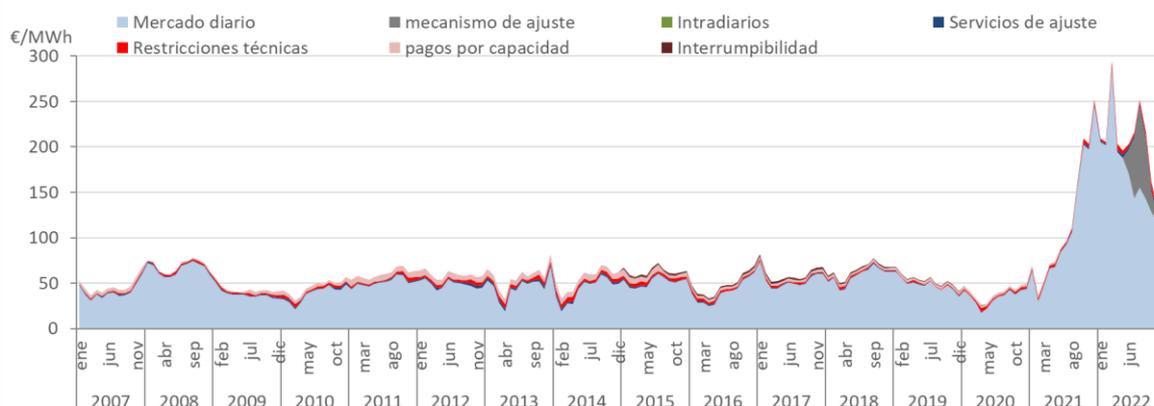
Gráfico 8. Reservas hidroeléctricas del sistema eléctrico español



Fuente: REE

2.4. Evolución del precio de la energía eléctrica en el mercado de contado

Gráfico 9. Componentes del precio final medio de generación de electricidad que soporta la Demanda peninsular



Fuente: CNMC

Cuadro 2. Componentes del precio final medio de generación de electricidad soportado por la demanda peninsular. Precios en barras de central. €/MWh

Años	Mercado diario	Intradiaarios	Mercados de balance	Restricciones técnicas	Pagos por capacidad	Interrump.	Mecanismo de ajuste	Total (precios nomin.)	Total (precios reales)
2007	41,08	0,00	0,94	1,34	3,90	0,00	0,00	47,26	61,76
2008	65,91	0,00	0,94	1,66	1,07	0,00	0,00	69,57	87,33
2009	38,17	-0,02	0,85	1,85	2,49	0,00	0,00	43,33	54,55
2010	38,46	-0,02	1,21	2,55	3,49	0,00	0,00	45,68	56,51
2011	50,97	-0,06	1,12	2,09	6,10	0,00	0,00	60,22	72,17
2012	48,84	-0,04	2,04	2,58	6,09	0,00	0,00	59,52	69,62
2013	46,23	-0,06	2,30	3,29	6,04	0,00	0,00	57,80	66,66
2014	43,46	-0,04	1,93	3,76	5,93	0,00	0,00	55,05	63,58
2015	51,67	0,00	1,29	2,98	5,02	1,89	0,00	62,85	72,95
2016	40,63	0,00	0,91	2,19	2,76	1,93	0,00	48,42	56,32
2017	53,41	0,00	0,82	1,54	2,72	2,06	0,00	60,55	69,07
2018	58,12	-0,03	0,80	1,53	2,70	1,23	0,00	64,35	72,18
2019	48,58	-0,02	0,45	1,00	2,64	0,74	0,00	53,41	59,49
2020	35,21	-0,02	0,42	2,12	2,65	0,02	0,00	40,40	45,15
2021	113,15	-0,02	1,27	3,00	1,31	0,00	0,00	118,62	128,58
2022	170,44	-0,20	2,79	4,80	0,32	0,00	26,55	204,59	204,59

Fuente: CNMC

Nota: El precio del mercado diario corresponde al precio medio ponderado con el perfil de compras de la demanda peninsular en el PDBF. Los precios reales

permiten traer los valores de del año 2022 para facilitar la comparación, se obtienen aplicando la inflación sobre los precios totales nominales, que resultaron en el momento de la negociación. Se ha incluido en 2022 el mecanismo de ajuste del RD-Ley 10/2022 como nuevo componente del precio final.

Cuadro 3. Importe soportado por la demanda peninsular por cada uno de los componentes del precio final medio de generación de electricidad. Millones de euros

Años	Mercado diario	Intradiaarios	Mercados de balance	Restriccion es técnicas	Pagos por capacidad	Interrump.	Mecanismo de ajuste	Total
2007	10.527	0,64	240	344	999	0	0	12.111
2008	17.428	0,02	250	439	282	0	0	18.399
2009	9.568	-4,68	212	465	624	0	0	10.864
2010	9.989	-5,84	314	662	906	0	0	11.865
2011	12.898	-14,96	284	529	1.543	0	0	15.239
2012	12.149	-10,57	508	642	1.516	0	0	14.804
2013	11.125	-13,98	553	791	1.454	0	0	13.909
2014	10.387	-8,56	462	898	1.417	0	0	13.155
2015	12.776	-0,47	320	736	1.241	468	0	15.541
2016	10.146	-1,00	228	547	688	483	0	12.090
2017	13.487	0,00	208	390	686	520	0	15.290
2018	14.738	-7,00	203	388	684	311	0	16.317
2019	12.110	-5,00	113	250	659	185	0	13.312
2020	8.337	-4,00	100	503	626	4	0	9.566
2021	27.428	-5,00	308	727	318	0	0	28.776
2022	40.130	-47,00	658	1.130	75	0	6.251	48.173

Fuente: CNMC

Nota: Los importes corresponden a las cantidades abonadas por la demanda peninsular. Se han calculado multiplicando los precios del Cuadro 2 por la demanda peninsular. Se ha incluido en 2022 el mecanismo de ajuste del RD-Ley 10/2022 como nuevo componente del precio final.

Cuadro 4. Importes de los pagos por capacidad por concepto (incentivo a la inversión y disponibilidad) por tecnología de generación. Millones de euros

Años	Ciclo Combinado		Bombeo		Carbón		Fuel-Gas	Hidráulica		TOTAL
	Inc. inversión	Disp.	Inc. inversión	Disp.	Inc. inversión	Disp.	Disp.	Inc. inversión	Disp.	
2008	381,31				16,62			3,20		401,13
2009	427,97				30,64			1,58		460,19
2010	429,38				38,32			1,40		469,10
2011	486,06	5,46		0,13	55,27	2,43	0,17	1,42	0,75	551,69
2012	559,11	111,69		2,68	51,80	46,93	3,47	1,64	15,28	792,60
2013	400,90	116,92		2,45	55,50	48,04	2,28	2,96	15,50	644,55
2014	205,87	112,75		2,80	55,51	46,48	0,94	1,85	15,27	441,47
2015	199,96	108,90	0,34	2,91	55,38	42,66		1,85	15,23	427,23
2016	186,22	105,93	8,78	3,50	52,44	41,61		1,85	15,57	415,90
2017	162,83	109,46	8,78	4,14	49,52	38,99		1,85	15,62	391,19
2018	148,67	57,42	8,78		38,44	20,58		1,85		275,75
2019	112,18		8,03		22,60			1,70		144,51
2020	100,52		8,78		6,06			1,85		117,21
2021	81,87		8,78		0,00			1,85		92,50
2022	72,30		8,78		0,00			1,85		82,93

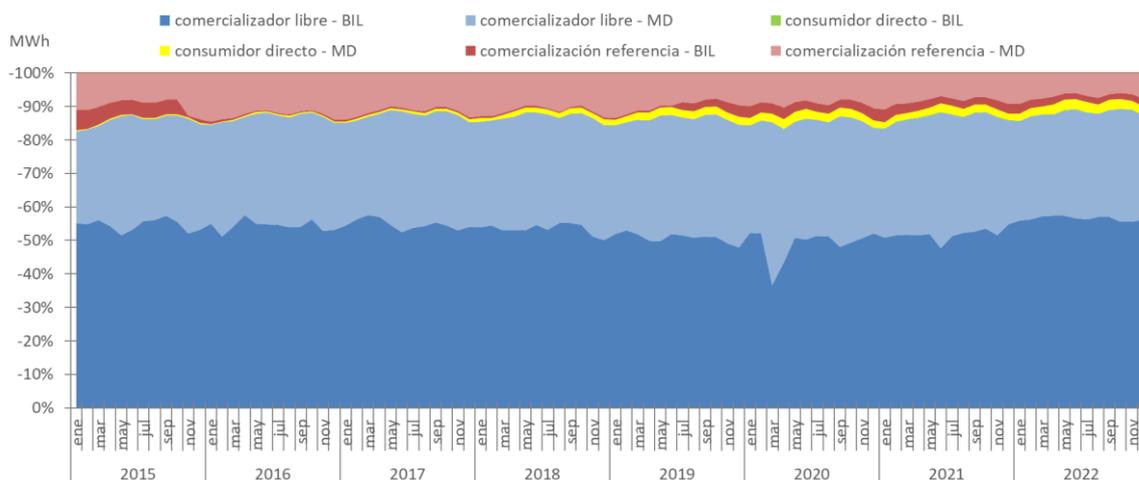
Fuente: CNMC

Nota: A partir de enero de 2018 la tecnología hidráulica y el bombeo no perciben pago por disponibilidad y a partir de julio de 2018, dejan de percibirlo el resto de las tecnologías.

2.5. Mercado diario y contratación bilateral

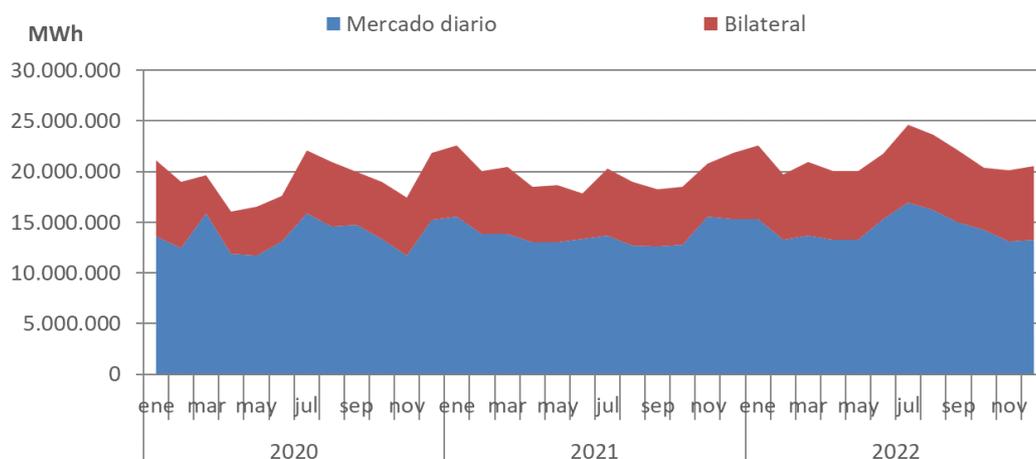
2.5.1. Evolución del despacho en el PDBF

Gráfico 10. Evolución anual de las compras en Programa Diario Base de Funcionamiento PDBF (mercado diario + bilateral) de los comercializadores de referencia (COR), del resto de los comercializadores y de los consumidores directos



Fuente: CNMC

Gráfico 11. Energía procedente de tecnologías de generación negociada en Programa Diario Base de Funcionamiento PDBF (mercado diario + bilateral)



Fuente: CNMC

2.5.2. Evolución del mix despachado en el PDBF y contratos bilaterales

Cuadro 5. Participación de cada tecnología en el Programa Base de Funcionamiento Diario (PDBF)

Años	Meses	Nuclear	Cogeneración de <50MW y otros	Cogen >50 MW	Renovables					Total Renovables	Carbón Litoral	Carbón Interior	Ciclo Comb. Gas	Total general
					Eólico	Pequeña Hidráulica	Solar	Gran Hidráulica	Bombeo Puro Gen.					
Total 2010		23%	12%	1%	19%	3%	2%	15%	2%	41%	6%	2%	15%	100%
Total 2011		22%	14%	2%	20%	2%	3%	12%	2%	40%	8%	3%	11%	100%
Total 2012		24%	14%	2%	22%	2%	4%	8%	2%	38%	10%	3%	9%	100%
Total 2013		22%	14%	2%	24%	3%	5%	12%	2%	45%	8%	3%	5%	100%
Total 2014		23%	12%	2%	22%	3%	6%	14%	1%	46%	9%	6%	3%	100%
Total 2015		23%	12%	2%	21%	2%	6%	9%	1%	39%	12%	6%	6%	100%
Total 2016		24%	13%	2%	22%	3%	5%	13%	2%	45%	8%	4%	5%	100%
Total 2017		24%	13%	2%	21%	2%	6%	7%	2%	38%	10%	6%	7%	100%
Total 2018		23%	14%	2%	24%	3%	5%	13%	2%	47%	8%	3%	3%	100%
Total 2019		24%	14%	2%	24%	3%	6%	8%	1%	42%	2%	1%	16%	100%
Total 2020		24%	14%	2%	27%	3%	9%	10%	1%	49%	0%	0%	10%	100%
2021	ene	23%	12%	2%	33%	3%	4%	15%	1%	57%	2%	0%	3%	100%
	feb	22%	12%	1%	34%	4%	6%	19%	1%	64%	0%	0%	0%	100%
	mar	24%	13%	1%	30%	3%	10%	15%	2%	60%	0%	0%	2%	100%
	abr	24%	14%	1%	26%	2%	11%	13%	1%	52%	0%	0%	8%	100%
	may	24%	15%	1%	28%	3%	16%	10%	1%	58%	0%	0%	3%	100%
	jun	21%	15%	1%	23%	3%	17%	10%	0%	53%	0%	0%	9%	100%
	jul	25%	14%	1%	24%	2%	17%	9%	0%	52%	0%	0%	8%	100%
	ago	27%	15%	1%	23%	2%	17%	9%	1%	50%	1%	0%	6%	100%
	sep	27%	15%	1%	19%	1%	13%	7%	1%	41%	3%	0%	13%	100%
	oct	26%	15%	1%	26%	1%	12%	4%	1%	44%	3%	0%	11%	100%
	nov	17%	14%	1%	32%	1%	7%	4%	1%	46%	3%	0%	19%	100%
	dic	18%	13%	1%	33%	2%	5%	9%	1%	50%	3%	0%	14%	100%
Total 2021		23%	14%	1%	28%	2%	11%	11%	1%	53%	1%	0%	8%	100%
2022	ene	23%	12%	1%	25%	2%	8%	7%	1%	43%	3%	0%	18%	100%
	feb	24%	13%	1%	25%	2%	10%	5%	1%	42%	3%	0%	16%	100%
	mar	23%	13%	1%	32%	2%	8%	6%	1%	49%	3%	0%	10%	100%
	abr	23%	12%	1%	30%	3%	15%	7%	1%	55%	3%	0%	6%	100%
	may	20%	12%	1%	26%	2%	20%	7%	1%	57%	1%	0%	8%	100%
	jun	21%	9%	1%	18%	2%	19%	4%	0%	42%	3%	0%	23%	100%
	jul	21%	7%	1%	19%	1%	18%	3%	0%	41%	4%	0%	27%	100%

Años	Meses	Nuclear	Cogeneración de <50MW y otros	Cogen >50 MW	Renovables					Total Renovables	Carbón Litoral	Carbón Interior	Ciclo Comb. Gas	Total general
					Eólico	Pequeña Hidráulica	Solar	Gran Hidráulica	Bombeo Puro Gen.					
	ago	22%	6%	1%	17%	1%	17%	3%	1%	40%	4%	0%	29%	100%
	sep	22%	6%	1%	20%	1%	14%	5%	1%	41%	3%	0%	28%	100%
	oct	20%	8%	1%	26%	1%	12%	3%	1%	43%	2%	0%	26%	100%
	nov	21%	10%	1%	35%	2%	9%	5%	1%	51%	1%	0%	16%	100%
	dic	25%	8%	1%	30%	3%	6%	12%	2%	52%	3%	0%	10%	100%
Total 2022		22%	10%	1%	25%	2%	13%	5%	1%	46%	3%	0%	18%	100%

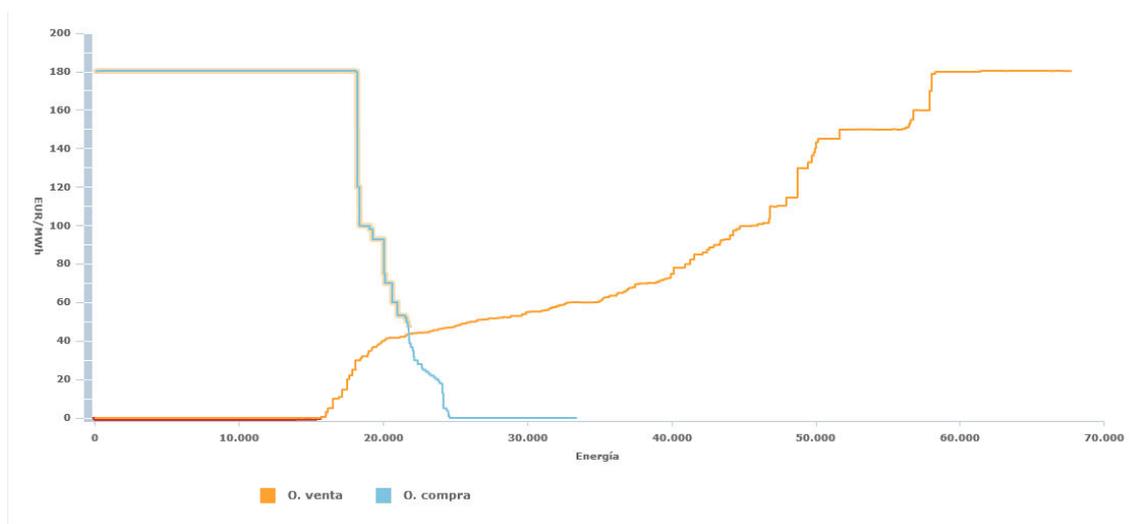
Fuente: CNMC

2.5.3. Evolución del precio del Mercado diario

Dado el peso del precio del mercado diario en el precio final de la electricidad, se lleva a cabo en este apartado un análisis específico de su evolución.

El mercado diario, al igual que otros segmentos de mercado, es de tipo marginalista, es decir, el precio único al que se retribuye la energía programada en una hora lo determina la última oferta que ha tenido que ser asignada. El orden de mérito de la generación es ascendente, es decir, las ofertas van siendo asignadas en orden de precio de venta creciente hasta alcanzar la curva de la demanda. La demanda, por el contrario, presenta un orden de mérito descendente, es decir, se satisface primero la demanda que está dispuesta a pagar más por la energía y se sigue asignando compra en orden de precio de descendente, hasta que la curva se cruza con la de la generación.

Gráfico 12. Ejemplo de curvas de oferta de venta y compra para el mercado diario



Fuente: OMIE

La curva ascendente de la oferta de generación se compone en la base de las tecnologías precioaceptantes, que están dispuestas a producir casi a cualquier precio, bien por ser fluyentes, es decir, que de no aprovechar el recurso de energía primera ésta se perdería (eólica, solar, hidráulica), bien por tener dificultades técnicas para variar carga de producción (nuclear). A continuación, se encuentran las distintas tecnologías térmicas, en rampa ascendente en función de su coste variable de producción, compuesto, a grandes rasgos, por: el coste de adquisición y transporte del combustible, el rendimiento de la instalación, el coste variable de mantenimiento y el de los derechos de emisión de CO₂. Adicionalmente, en función de la situación inicial de la instalación, se tendrá que considerar también el coste de arranque. Por último, las tecnologías que ofertan sobre la base de un coste de oportunidad o de la tecnología a la que sustituyen (hidráulica de embalse, bombeo).

Por tanto, los factores más relevantes para la formación del precio del mercado diario son en un momento dado: la demanda, el volumen de oferta precioaceptante y el coste variable de la tecnología marginal (la última unidad casada que determina el precio).

El año 2022 se caracterizó por una continuación del clima inflacionista iniciado tras el verano de 2021, el cual se acentuó por la invasión de Rusia a Ucrania en febrero de 2022. Esta situación tuvo su origen en la alta demanda de productos por la recuperación económica tras la COVID-19 en 2021 y la fuerte crisis energética provocada por la guerra de Ucrania, que puso en jaque al suministro

de gas natural en Europa. Todo ello supuso un alza exponencial de precios de gas hasta récords nunca antes vistos en los mercados energéticos mundiales y, por la proximidad con Rusia en Europa, tuvieron un alto impacto en la subida de precios de otros productos energéticos en la región. El sector eléctrico fue uno de los afectados y, al mismo tiempo, causante de la inflación, por ello registró récords de precios máximos anuales y diarios tanto a nivel nacional como europeo, superando los marcados en diciembre de 2021.

En cuanto a la generación, en 2022 se registró una cuota del 45% de producción con tecnologías renovables, esto es, inferior a la del año anterior, del 49%. A pesar de que la producción real renovable sólo decreció en su conjunto un 2,3%, fundamentalmente por la reducción de la generación hidráulica, con respecto al año 2021, la generación sufrió un incremento del 5,7%, la cual no se dedicó a cubrir la demanda nacional, que disminuyó un 2,9% con respecto a 2021, sino por el incremento de las exportaciones a los países vecinos, destacando las exportaciones a Francia. En este caso, las exportaciones a Francia se incrementaron para cubrir el déficit de la generación del parque nuclear francés y, en cierta medida, por los grandes spreads de precios entre ambos mercados. Es por ello que España se convirtió en exportador neto de electricidad a Francia, hecho que no sucedía desde 2010. El despacho de la generación renovable se produce en distintos segmentos de mercado, en PDBF (mercado diario más contratación bilateral), la cuota de renovables fue, para 2021 y 2022, del 53% y 46%, respectivamente.

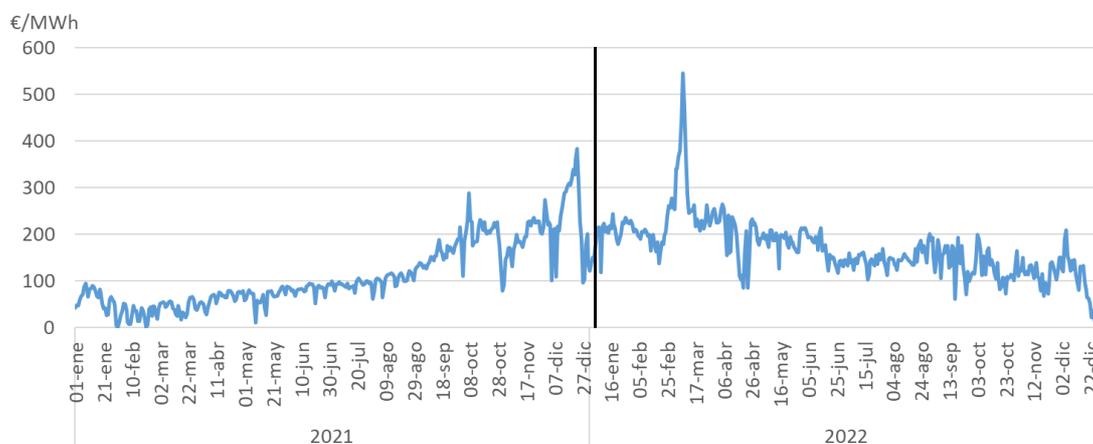
Por tanto, 2022 fue un año seco como continuación del año 2021, con menores precipitaciones de lo habitual, a excepción del mes de diciembre donde las precipitaciones fueron mucho más abundantes que la media en ese periodo y permitieron mejorar los niveles de reserva en los embalses españoles. En consecuencia, la producción hidráulica disminuyó un 32,5% con respecto al año anterior, y la cuota de la generación hidroeléctrica se situó en el 8,6% del total (un 4,4% menos que en 2021 y 10,9% menos que en 2020). En contraparte, la solar fotovoltaica incrementó su producción (10,4% del total, un 33% más que en 2021). El hueco térmico, por su parte, también se incrementó hasta representar el 26% de la energía anual (18% en 2021), valor muy ligeramente superior al de 2019 (24%).

En 2022 el precio del mercado diario eléctrico en España ha registrado un récord en su valor promedio anual 167,5 €/MWh, un 49,6% superior al de 2021, 111,93 €/MWh y un 393% superior al de 2020, 33,96 €/MWh. Este incremento sería mayor si se hubiera tenido en cuenta el coste del mecanismo de ajuste, que en promedio anual representó 26,55 €/MWh, a pesar de haberse aplicado sólo a

partir del 14 de junio de 2022. Entre las causas del incremento del precio en 2022 en el mercado diario, y desde julio el sobrecoste del mecanismo de ajuste, hay que citar la menor disponibilidad hidráulica del año y el incremento de la generación del sistema eléctrico nacional, a pesar del descenso de la demanda nacional, para incrementar las exportaciones principalmente a Francia pero también a otros países vecinos, pero sobre todo, como se ha indicado anteriormente, el fuerte incremento de precios en otros mercados energéticos en los que se negocian combustibles utilizados para la producción eléctrica: gas natural, carbón y/o fuel-gas. Estos mercados iniciaron el incremento en el último trimestre de 2021 y alcanzaron cotas nunca vistas antes desde el comienzo de la guerra de Ucrania en febrero y marzo de 2023, donde el precio medio diario en MIBEL registró su récord histórico el 8 de marzo de 2022 en 551,51 €/MWh. El precio medio mensual máximo anual e histórico del mercado diario se produjo también en el mes de marzo con un promedio de 287,23 €/MWh, si bien el precio medio mensual de los 12 meses del año fue en promedio superior a la barrera de los 100 €/MWh. Por último, los precios del mercado diario nacional disminuyeron a final de año, los días 30 y 31 de diciembre, donde se alcanzaron incluso precios por debajo de los 10 €/MWh (mínimo anual el 31 de diciembre, 3,08 €/MWh caracterizado por ser día festivo y su menor consumo). El combustible con mayor impacto sobre el mercado eléctrico es el gas natural, ya que de él depende el coste de producción de los ciclos combinados, que son la tecnología marginal en un porcentaje elevado de las horas. Por tanto, el incremento del precio del gas se traslada directamente al precio del mercado eléctrico. La evolución del mercado diario español siguió la estela del mercado gasista, si bien, desde la entrada en vigor del mecanismo de ajuste, se produjo un desacople entre el mercado diario eléctrico MIBEL y el mercado gasista MIBGas. Es por ello que desde la entrada en vigor de dicho mecanismo, el precio del mercado spot en MIBEL divergiera del resto de mercados europeos, siendo su precio mucho menor que en el resto de mercados (Gráfico 88).

A toda esta situación, también se unió el aumento del precio del CO2 como consecuencia de la disminución de los derechos de emisión disponibles en el mercado, tanto por el incremento de las emisiones en 2022 como por la decisión de su retirada para empujar la transición energética.

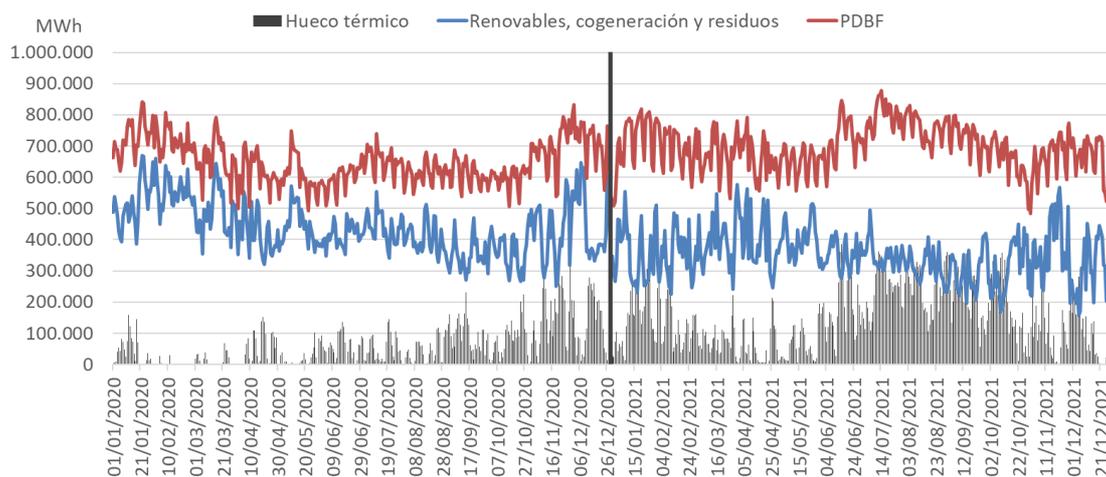
Gráfico 13. Evolución del precio del mercado diario



Fuente: CNMC

Nota: El mecanismo de ajuste entró en vigor el 16 de junio de 2022 y tuvo un fuerte impacto en el precio del mercado diario

Gráfico 14. Evolución de la programación de la generación total, de las energías renovables y del hueco térmico (centrales de carbón y ciclo combinado) en el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF)



Fuente: CNMC

Como se ha indicado anteriormente, el precio de los combustibles presentó en 2022 una importante senda alcista nunca vista hasta este año, lo que se tradujo en la primera crisis energética vivida en el siglo XXI que culminó con precios récord durante casi todo el año, sobre todo tras el inicio de la invasión de Ucrania por parte del ejército ruso en febrero de 2022.

En los mercados de gas tanto en Europa como en España, la situación fue muy similar. En el caso del mercado spot de Europa, hubo mucha paridad de precios europeos, si bien el precio promedio anual del producto diario TTF se situó en 2022 se mantuvo en un valor similar a la gran mayoría de hubs europeos, excepto MIBGAS y el NBP que se situó por debajo también, con un precio medio de 122,74 €/MWh, casi 13 veces más que el año 2020 (9,34 €/MWh), registrando un valor máximo de 307,7 €/MWh registrado el 26 de agosto de 2022. El resto de los mercados europeos tuvo un comportamiento similar al mercado español, exceptuando a partir de junio de 2022 cuando los precios spot de los mercados europeos se situaron por encima del mercado español como consecuencia de la aplicación del mecanismo de ajuste. Lo mismo sucedió con el producto ICIS AOC M+1 cuyo promedio anual fue de 102,69 €/MWh y su máximo en 254,72 €/MWh el 29 de agosto de 2022.

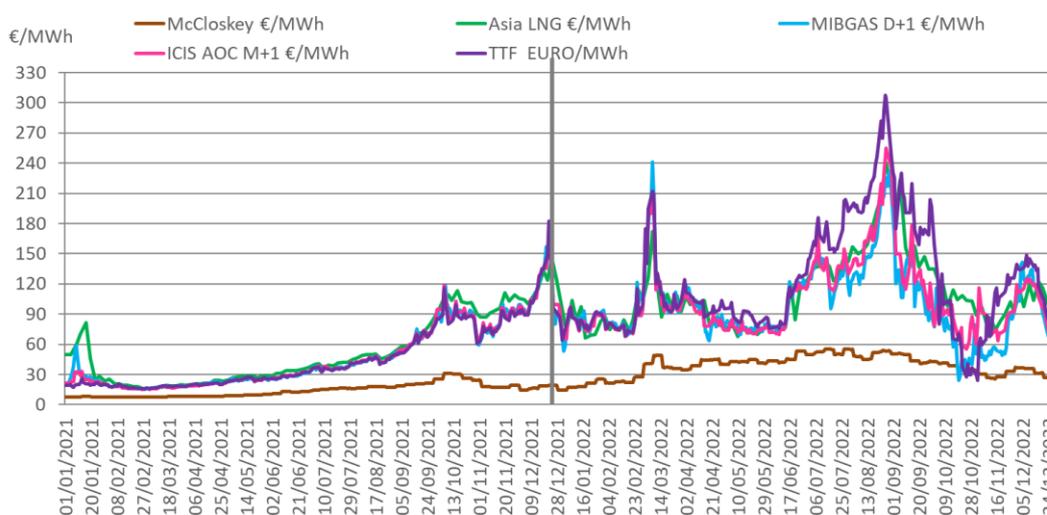
En el mercado español, en términos anuales, se registró de media un precio inferior al TTF en 22,69 €/MWh (MIBGAS D+1), 100,05 €/MWh (56% más que en 2021, 44,16 €/MWh) . El precio del gas natural mantuvo en 2022 una tendencia similar al del resto de mercados europeos, es decir, con precios medios muy elevados casi todo el año por encima de los 50 €/MWh y con alta volatilidad. Sin embargo, el inicio de la guerra de Ucrania disparó los precios del gas natural en todos los hubs europeos hasta récords históricos, de hecho, los días 5 (179,8 €/MWh), 6 (195,7 €/MWh), 7 (198,56 €/MWh) y 8 de marzo (241,3 €/MWh) de 2022, se fueron alcanzando nuevos máximos históricos del precio de MIBEL y de muchos de los mercados europeos en una escalada que parecía no tenía fin, con subidas de 77 €/MWh en sólo 5 días. El segundo momento de inestabilidad se produjo durante el verano por la creciente preocupación ante la posible interrupción unilateral del suministro ruso hacia Europa (con un máximo de 232,55 €/MWh el 30 de agosto de 2022).

Con la llegada del otoño, y como consecuencia de los buenos niveles de almacenamiento de gas en Europa, acompañado de un clima cálido, los mercados fueron enfriando sus miedos y los precios del gas natural fueron descendiendo de nuevo a niveles no vistos desde el primer semestre de 2021, con un mínimo anual de 24,41 €/MWh el día 19 de octubre de 2022. Si bien en la parte final del año los precios del gas subieron, en general no superaron la

barrera de los 100 €/MWh, excepto en la primera quincena de diciembre en la que los repuntaron de nuevo por las posibles consecuencias de un invierno frío, que no llegó.

El incremento se produjo sobre todo en el mercado gasista, pero también en el del carbón, que registró valores máximos en julio de 407,47 \$/Tn (McCloskey), superando los máximos alcanzados en octubre de 2021. Pese a que el carbón en muchos momentos del año adelantó al gas en el orden de mérito determinado por el coste variable de la producción eléctrica, no se produjo en 2022 un notable incremento de la producción de las centrales de carbón, que este año mantienen prácticamente en la misma cuota que el año anterior en el mix de generación: 3%. El estancamiento se debe al cierre de instalaciones por la transición energética, que ha mermado la disponibilidad de esta tecnología en todo el continente europeo.

Gráfico 15. Evolución del precio del gas natural y del carbón según referencias internacionales (€/MWh PCS)



Fuente: Carbón Mc Closkey (dato Reuters), Platts Internacional Coal Report (CIF ARA 6.000 KCAL/Kg). Agencia Tributaria. Paws. World Gas Intelligence. Ycharts. Elaboración propia.

En cuanto a las emisiones de CO₂, que representan un coste adicional para las centrales térmicas, en 2022 el precio de estas, en media anual, se incrementó fuertemente hasta los 80,44 €/t, un 52,1% más que en 2021 (52,90 €/t) y un 233%

mayor que el de 2020 (24,16 €/t). El precio estuvo marcado por la volatilidad si bien casi todo el año se mantuvo por encima de los 70 €/t. Al inicio del año se mantuvo el crecimiento paulatino registrado en 2021 pero el inicio de la guerra en Ucrania provocó una caída desde los 94 €/t hasta los 64 €/t. Después se volvió a recuperar y tuvo otro repunte en agosto donde alcanzó su máximo anual (96,98 €/t). Los últimos días del año su precio se volvió a relajar y se mantuvo en torno a los 70 €/t. Su evolución durante el año fue de crecimiento paulatino en el primer semestre, seguido de una estabilización den los meses de verano y un fuerte repunte en noviembre. Este incremento, como en 2021, es consecuencia de la disminución de los derechos de emisión disponibles en el mercado, tanto por el incremento de las emisiones en 2022 como por la decisión de su retirada para empujar la transición energética, si bien la volatilidad de su precio estuvo marcado por el conflicto e Ucrania y la alternativa del carbón al gas natural ara la producción eléctrica en caso de producirse escasez del último.

Gráfico 16. Evolución del precio de las emisiones de CO2



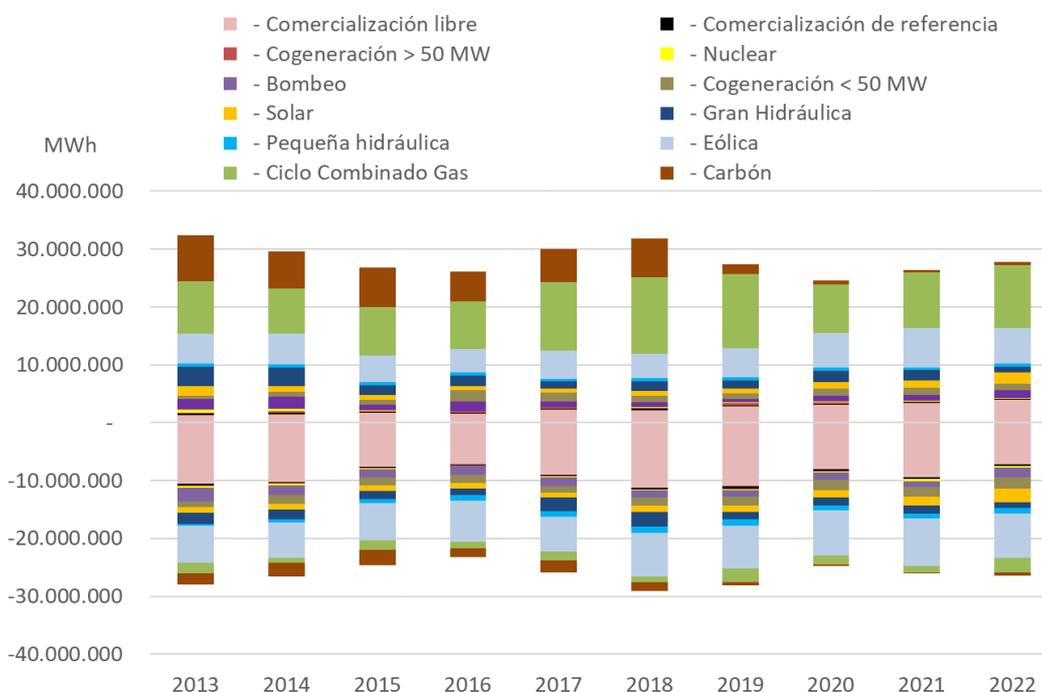
Fuente: CNMC

Así pues, fundamentalmente por el incremento del precio del gas natural y, por consiguiente, del coste de generación eléctrica a partir de ciclos combinados, se alcanzaron precios medios anuales máximos nunca registrados en España y en la gran mayoría de países europeos. La consecuencia de estos elevados precios, además de por las medidas de concienciación para el ahorro y eficiencia energética lanzadas por el Gobierno, tuvieron por consecuencia la reducción de la demanda nacional (-2,9% respecto a 2021). Sin embargo, la generación del sistema nacional se incrementó un 5,7% con una escasa producción hidráulica, que lastró la generación renovable (45% del total, un 4% menos que en 2021) a

pesar del incremento de la producción fotovoltaica (un 34% superior a 2021). Esta disminución renovable fue cubierta por el hueco térmico, pero principalmente por los ciclos combinados que, a su vez, provocó que el precio medio aritmético del mercado diario en 2022 fuera de 167,5 €/MWh, un 49,6% más que en 2021 (111,96 €/MWh) y un 393% más que en 2020 (33,96 €/MWh).

2.6. Mercados intradiarios

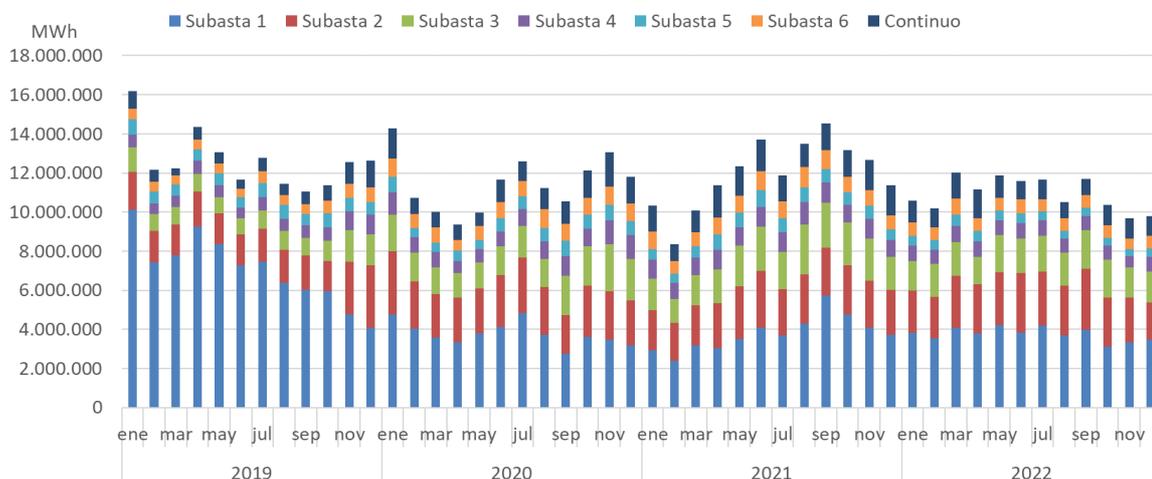
Gráfico 17 - Evolución de la participación de las ventas y las compras en el mercado intradiario (ventas con signo positivo)



Fuente: CNMC

Nota: Se muestra, a partir de 2018, la suma de la energía negociada en el mercado intradiario de subastas y en el continuo.

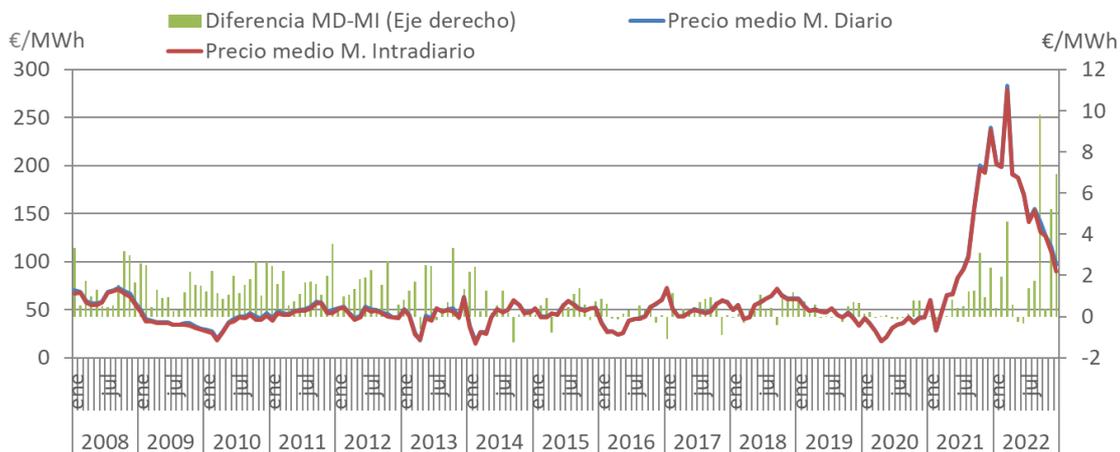
Gráfico 18. Volumen mensual de ventas de energía en las subastas del mercado intradiario y en el mercado intradiario continuo



Fuente: CNMC

2.6.1. Mercado intradiario de subastas

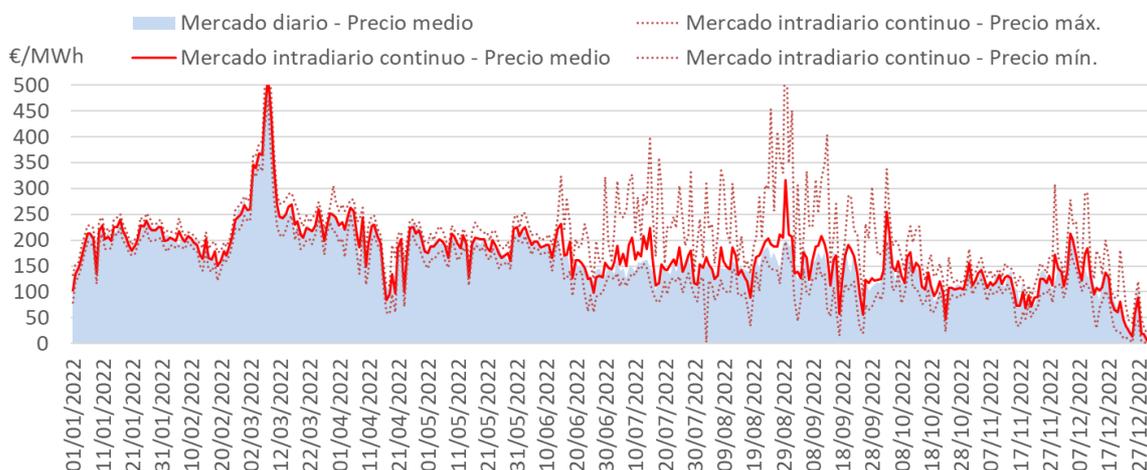
Gráfico 19. Evolución anual del precio medio horario de los mercados Diario e Intradiario de subastas



Fuente: CNMC

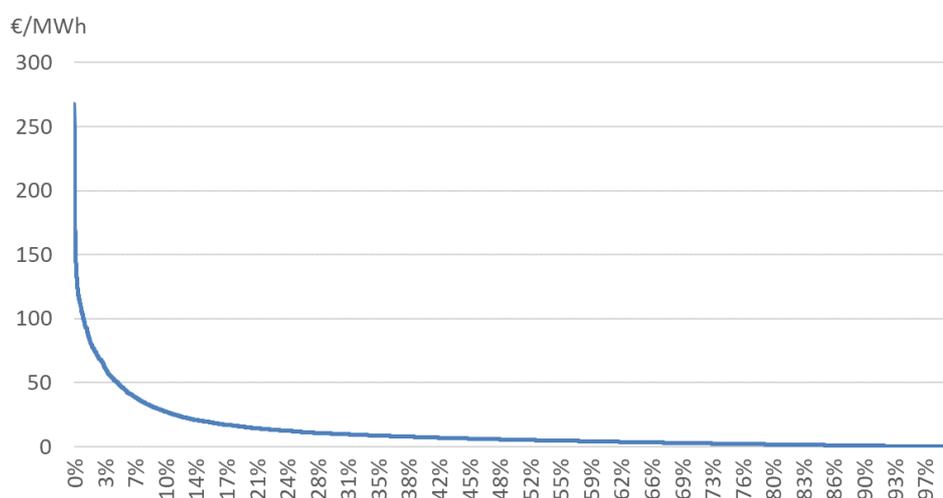
2.6.2. Mercado intradiario continuo

Gráfico 20. Evolución del precio máximo, mínimo y medio diario del mercado intradiario continuo en 2022 frente al del mercado diario



Fuente: CNMC

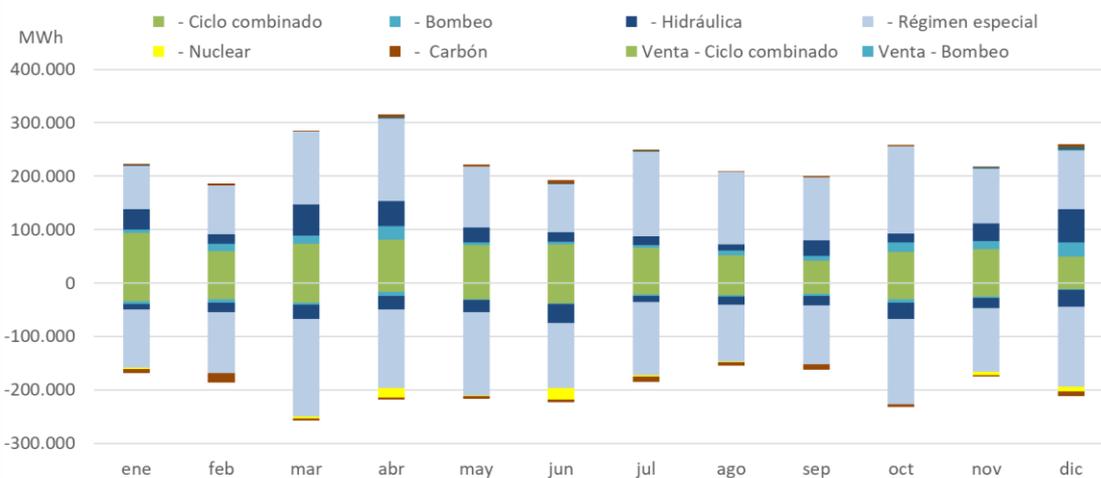
Gráfico 21. Distribución acumulada de las diferencias entre el precio del mercado intradiario de subastas y el precio medio horario del mercado intradiario continuo. Año 2022



Fuente: CNMC

Nota: Se han considerado las diferencias de precio en valor absoluto para eliminar el sentido de la diferencia.

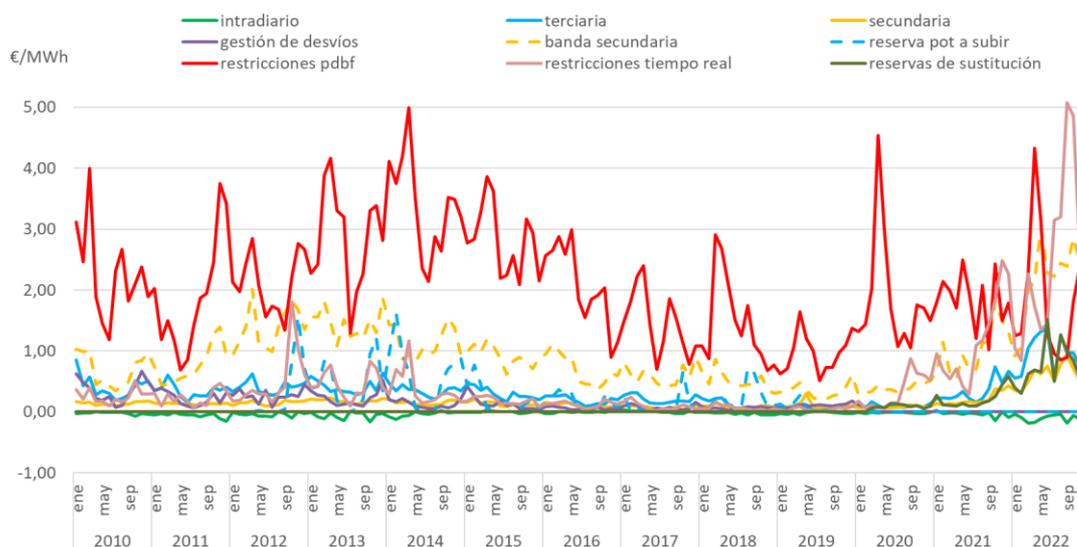
Gráfico 22. Compras y ventas de energía (ventas con signo positivo) en el mercado intradiario continuo por tecnología de generación en 2022



Fuente: CNMC

2.7. Los servicios de ajuste del sistema

Gráfico 23. Sobrecoste que representa cada servicio de ajuste sobre la energía consumida en barras de central



Fuente: CNMC

Nota: Cada sobrecoste se calcula como la diferencia entre el coste del servicio y su valoración al precio del mercado diario en cada hora, dividido entre la energía finalmente consumida.

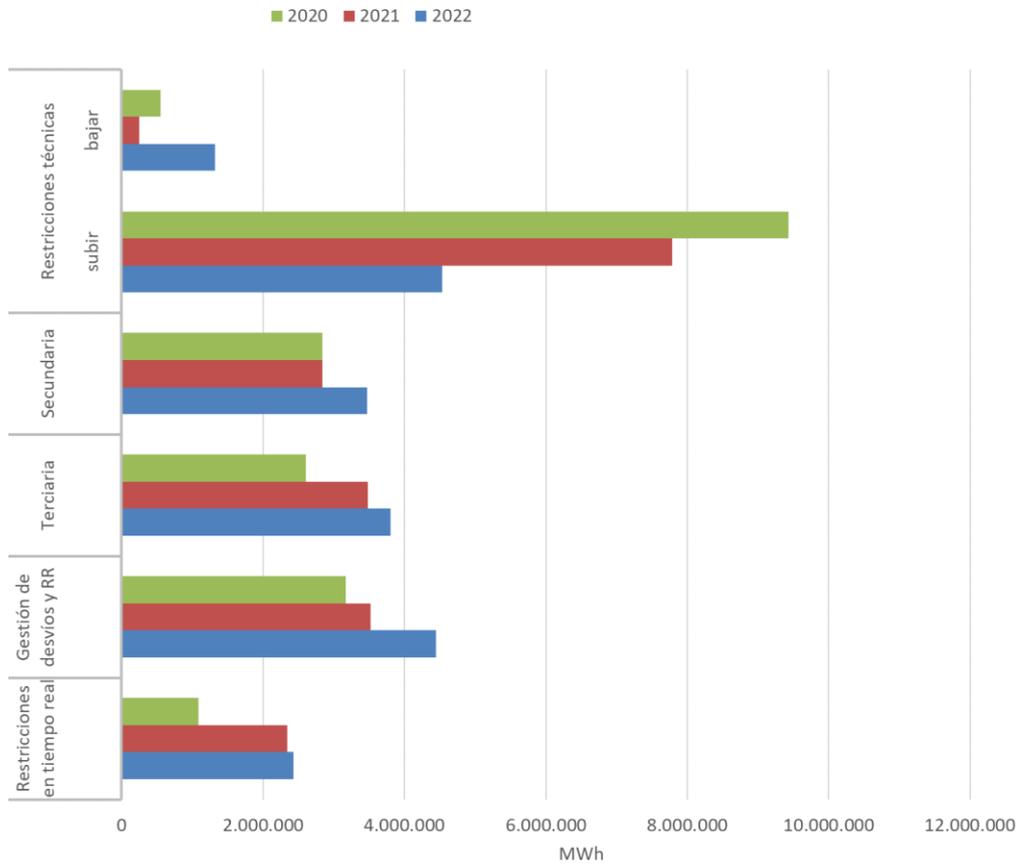
Cuadro 6. Evolución del importe de los sobrecostos de servicios de ajuste con respecto al precio del mercado diario 2010-2022 (en millones de euros)

Años	Restricciones al PDBF	Banda de secundaria	Reserva de potencia a subir	Secundaria	Terciaria	Gestión de desvíos y RR	Restricciones en tiempo real
2010	594	181	-	36	107	92	68
2011	469	192	-	33	88	57	60
2012	522	338	62	36	99	66	119
2013	681	350	107	44	100	54	111
2014	809	269	142	36	83	30	89
2015	691	225	48	32	74	34	45
2016	515	178	38	25	48	14	31
2017	366	160	27	21	53	19	23
2018	371	139	57	21	31	16	17
2019	239	91	14	26	20	26	11
2020	424	95	0	19	22	23	78
2021	444	244	0	51	82	0	280
2022	472	506	0	143	220	0	622

Fuente: CNMC

Nota: Se muestra gestión de desvíos hasta marzo de 2020 y reservas de sustitución a partir de la misma fecha.

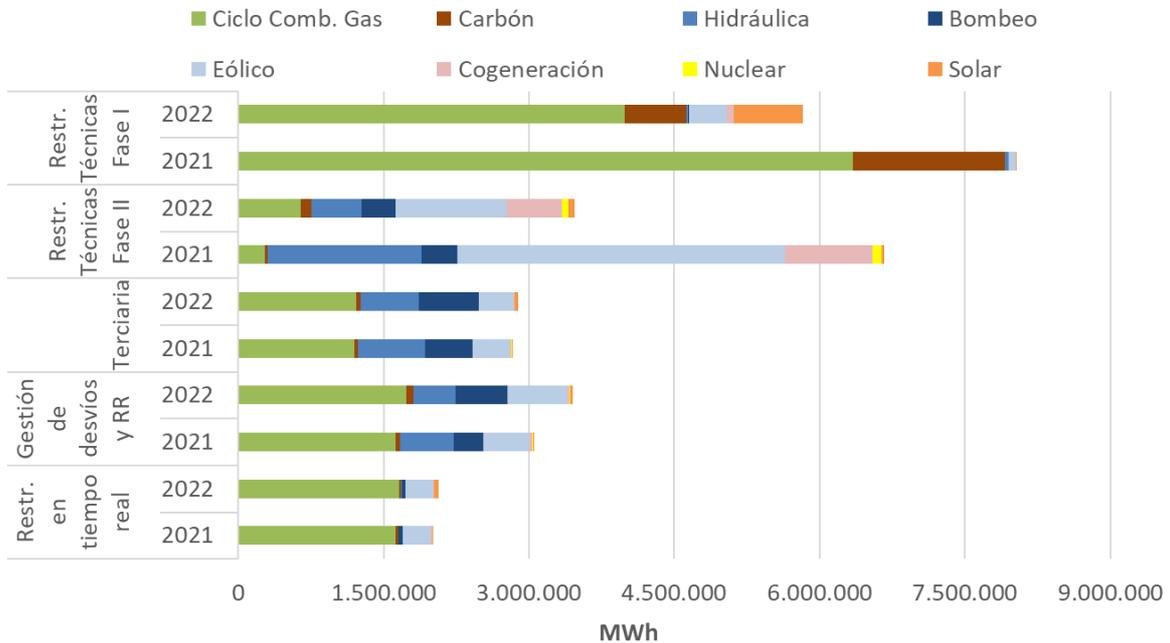
Gráfico 24. Volumen de energía gestionada en los servicios de ajuste del sistema



Fuente: CNMC

Nota: Volumen calculado como la suma de los valores absolutos de la energía a subir y bajar, excepto en el segmento de restricciones técnicas, que se muestra separadamente la energía a subir y a bajar.

Gráfico 25. Energía gestionada en servicios de ajuste por tecnología de generación.

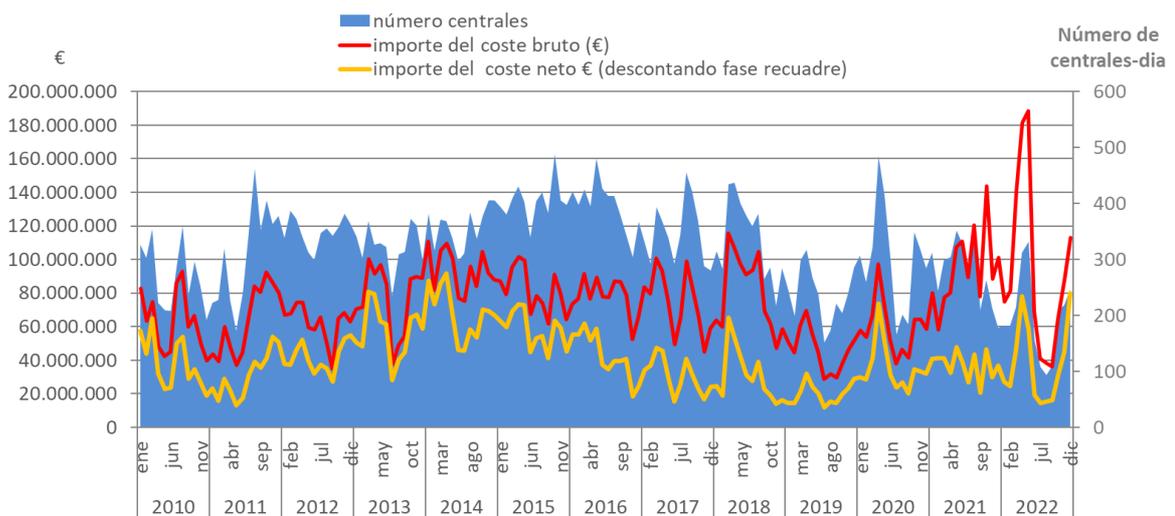


Fuente: CNMC

Nota: Volumen calculado como la suma de los valores absolutos de la energía a subir y bajar.

2.7.1. Restricciones técnicas al programa base de funcionamiento

Gráfico 26. Restricciones técnicas al PDBF: importe del coste bruto y neto frente al número de centrales-día programadas por restricciones en cada mes

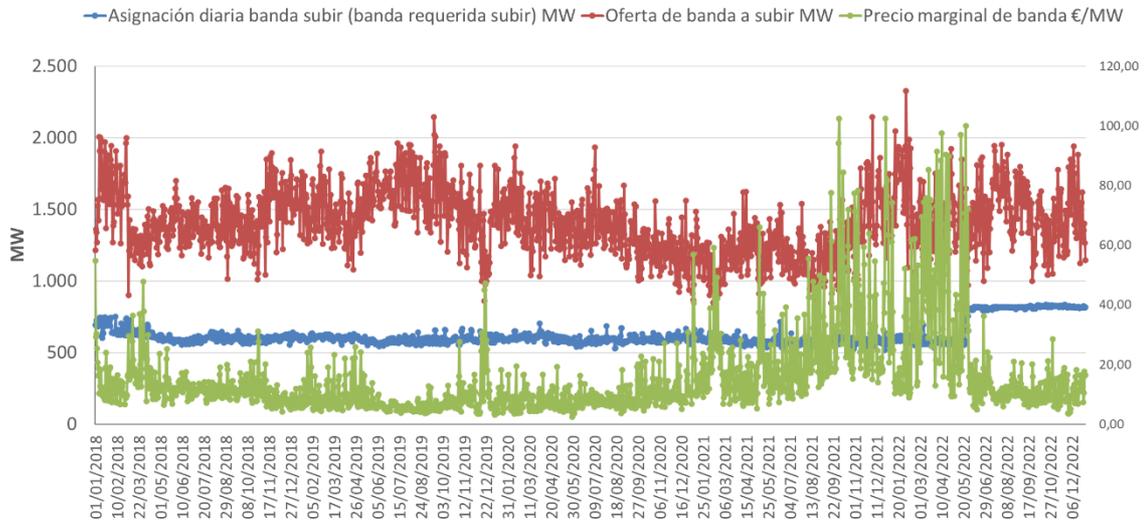


Fuente: CNMC

Nota: El coste neto se obtiene descontando el ahorro que supone compensar estas energías en la fase de recuadre (fase II de restricciones).

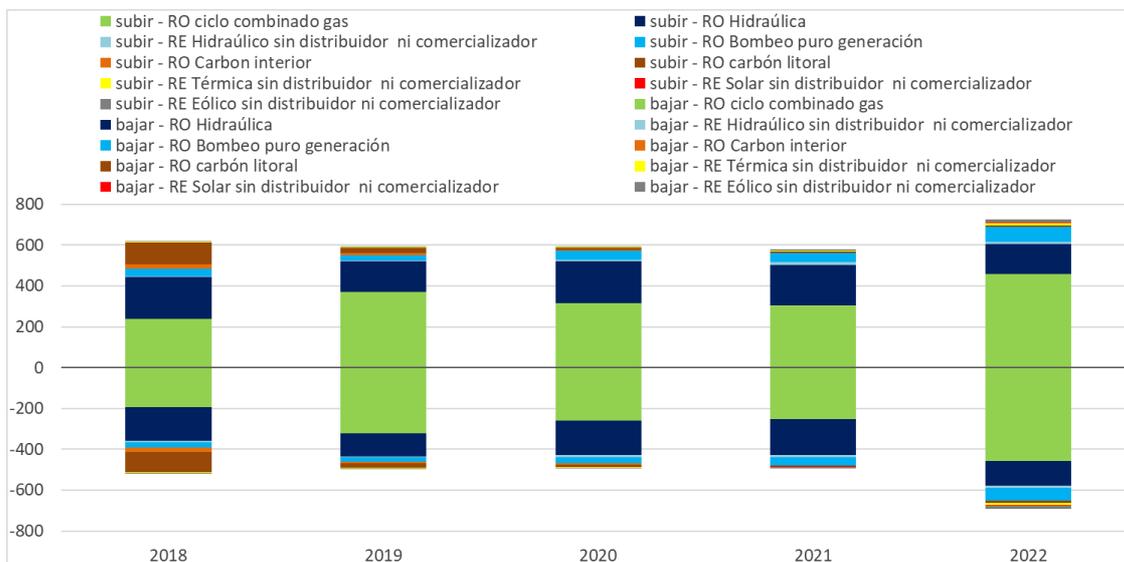
2.7.2. Banda de regulación secundaria y energía de regulación secundaria

Gráfico 27. Requerimiento y ofertas y precio de banda de secundaria a subir



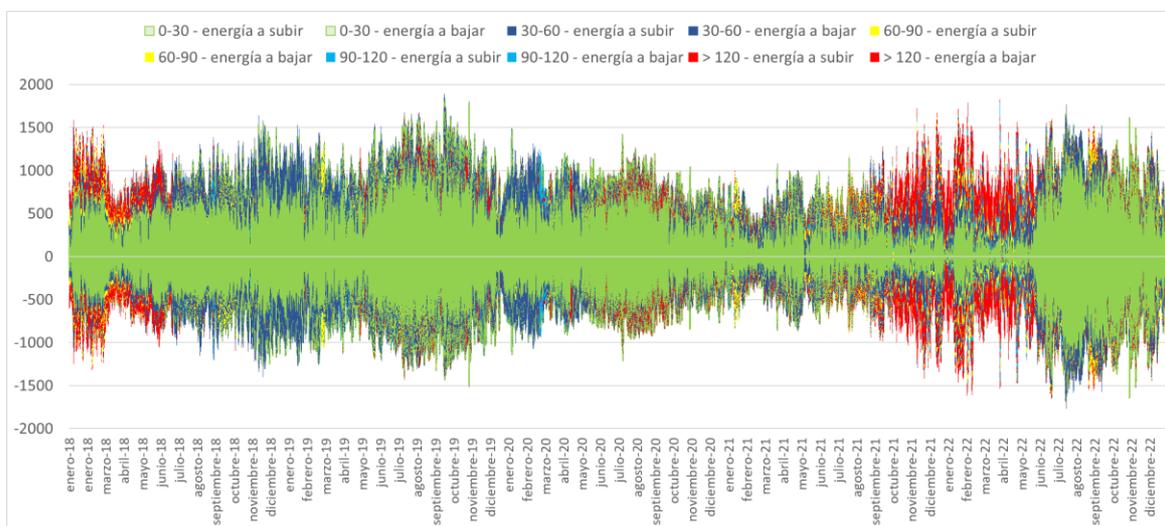
Fuente: CNMC

Gráfico 28. Banda secundaria asignada a subir y bajar por tecnología (MW), en promedio horario durante 2022



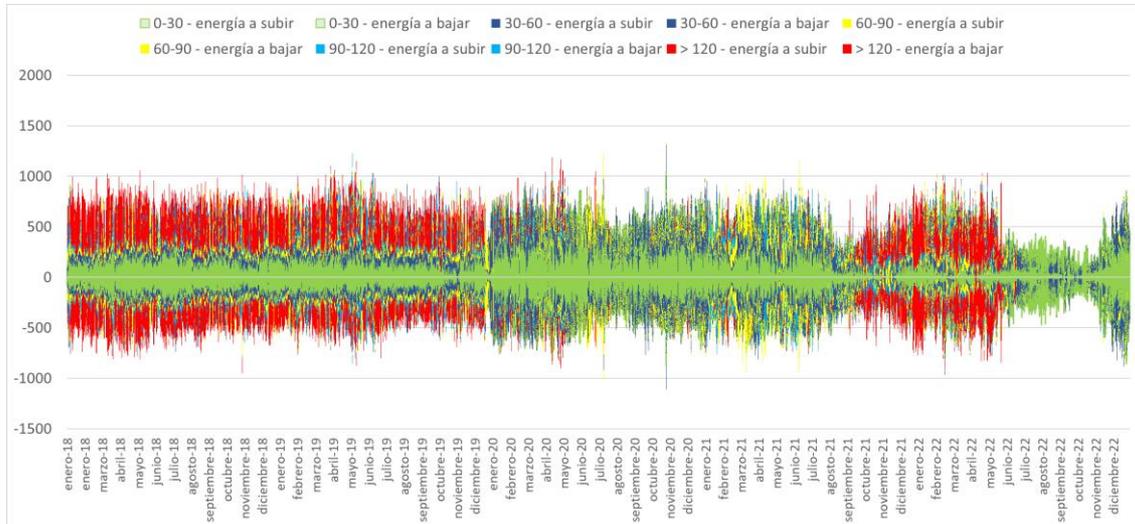
Fuente: CNMC

Gráfico 29. Potencia de banda de secundaria (MW) ofertada agrupada por rangos de precio (€/MW). Centrales térmicas



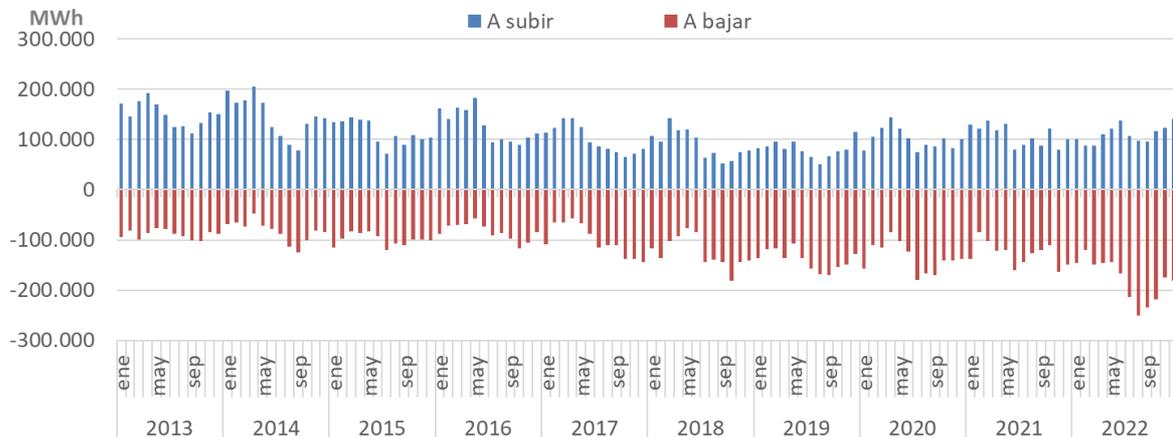
Fuente: CNMC

Gráfico 30. Potencia de banda de secundaria (MW) ofertada agrupada por rangos de precio (€/MW). Centrales hidráulicas



Fuente: CNMC

Gráfico 31. Evolución mensual del volumen programado de energía de regulación secundaria a subir y bajar



Fuente: CNMC

2.7.3. Gestión de desvíos / Reservas de sustitución

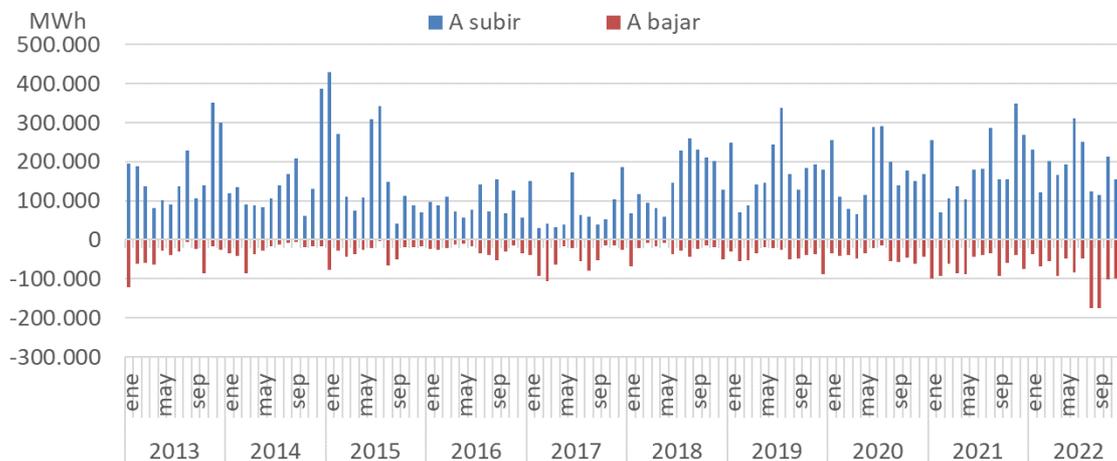
Gráfico 32. Evolución mensual del precio del servicio de gestión de desvíos



Fuente: CNMC

Nota: Se muestra el segmento de Gestión de desvíos hasta marzo de 2020 y, a partir de esta fecha, el de Reservas de sustitución (RR).

Gráfico 33. Evolución mensual del volumen programado del servicio de gestión de desvíos y reservas de sustitución⁸

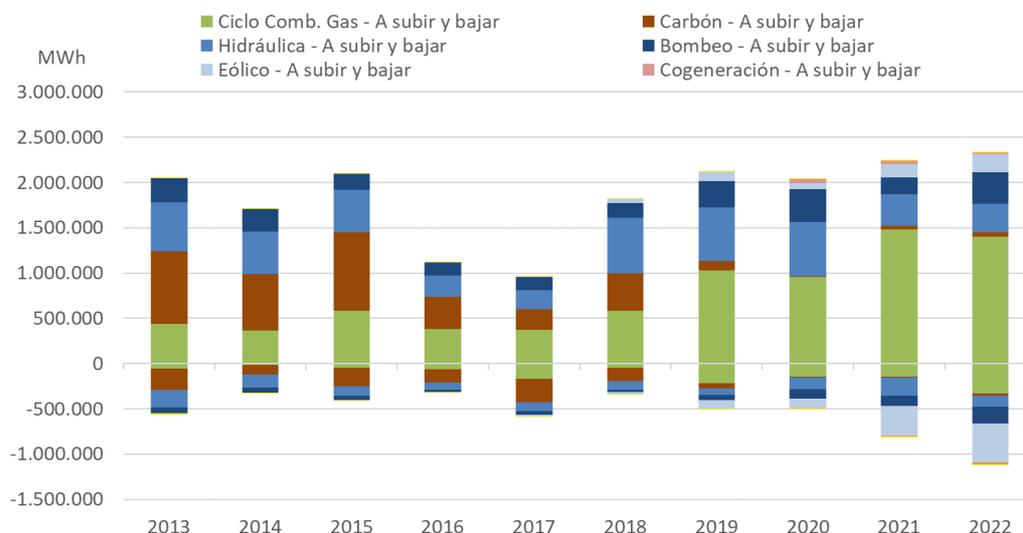


Fuente: CNMC

⁸ A partir del inicio del mercado intradiario continuo (XBID), la energía de gestión de desvíos es asignada horariamente. Para ello, las ofertas son presentadas 55 minutos antes de la hora de suministro y los resultados son comunicados a los agentes antes o durante el minuto 30 de la hora de suministro.

Nota: Se muestra el segmento de Gestión de desvíos hasta marzo de 2020 y, a partir de esta fecha, el de Reservas de sustitución.

Gráfico 34. Evolución de la energía de gestión de desvíos y reservas de sustitución a subir y a bajar asignada por tecnología 2013-2022

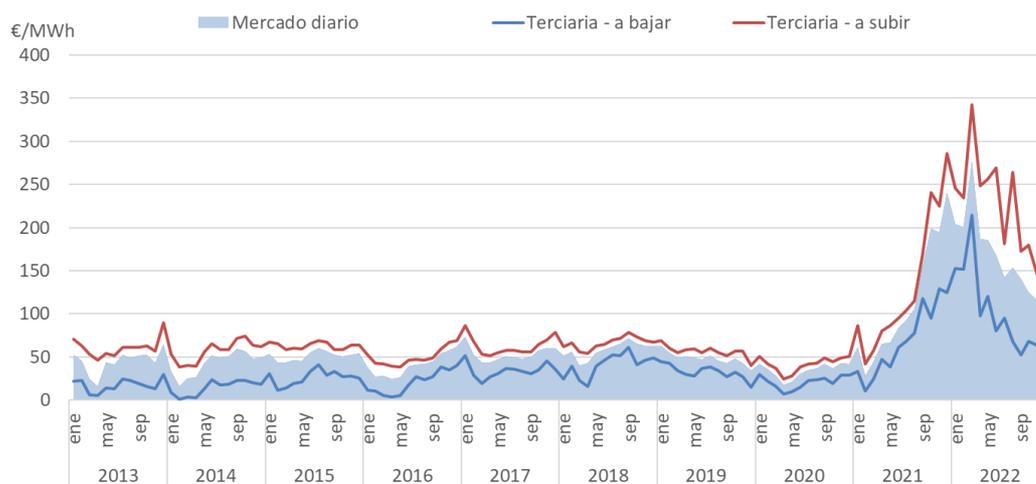


Fuente: CNMC

Nota: Se muestra el segmento de Gestión de desvíos hasta marzo de 2020 y, a partir de esta fecha, el de Reservas de sustitución.

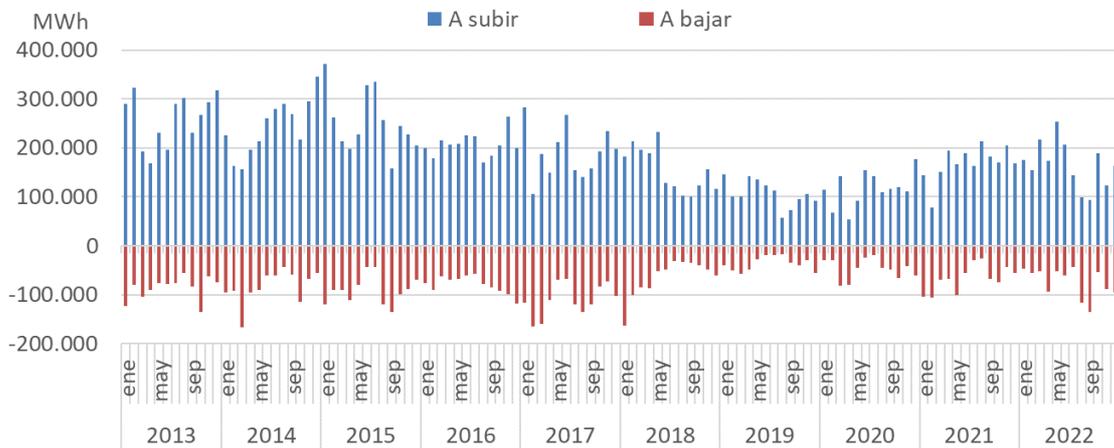
2.7.4. Energía de regulación terciaria

Gráfico 35. Precios medios ponderados mensuales de la energía de terciaria a subir y bajar frente al precio del mercado diario



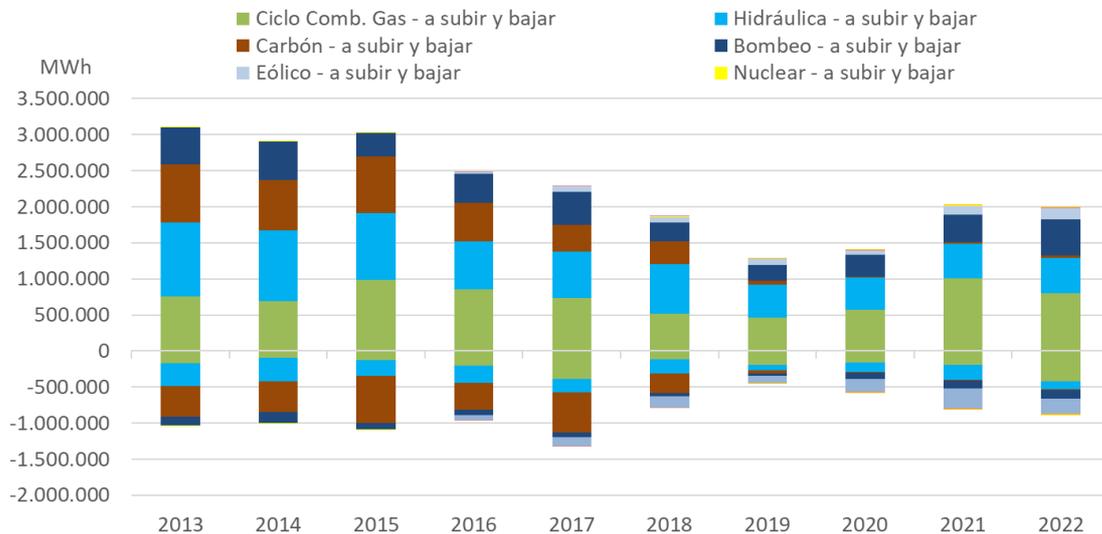
Fuente: CNMC

Gráfico 36. Evolución mensual del volumen programado de energía de regulación terciaria a subir y bajar



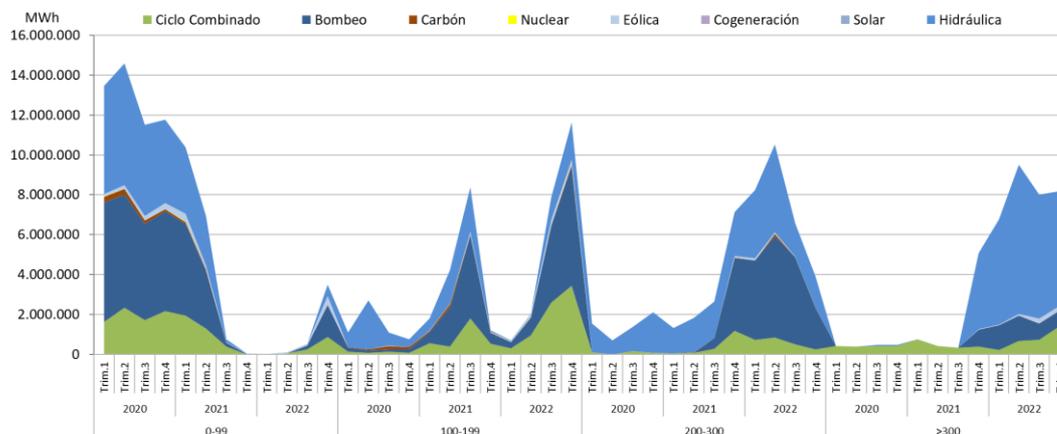
Fuente: CNMC

Gráfico 37. Evolución de la energía terciaria a subir y a bajar asignada por tecnología 2013-2022



Fuente: CNMC

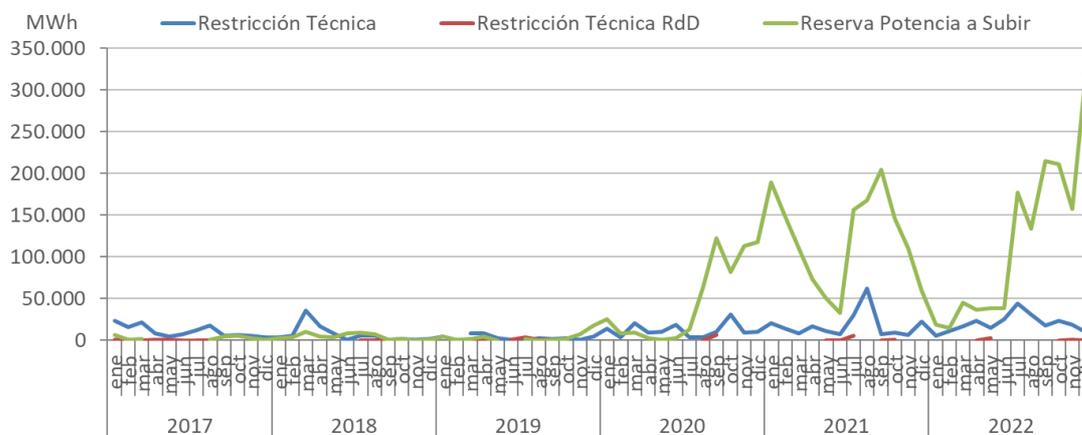
Gráfico 38. Evolución de la energía ofertada trimestral de terciaria a subir 2020-2022 (Diferenciando bandas de precio 0-99, 100-199, 200-300 y >300 €/MWh)



Fuente: CNMC

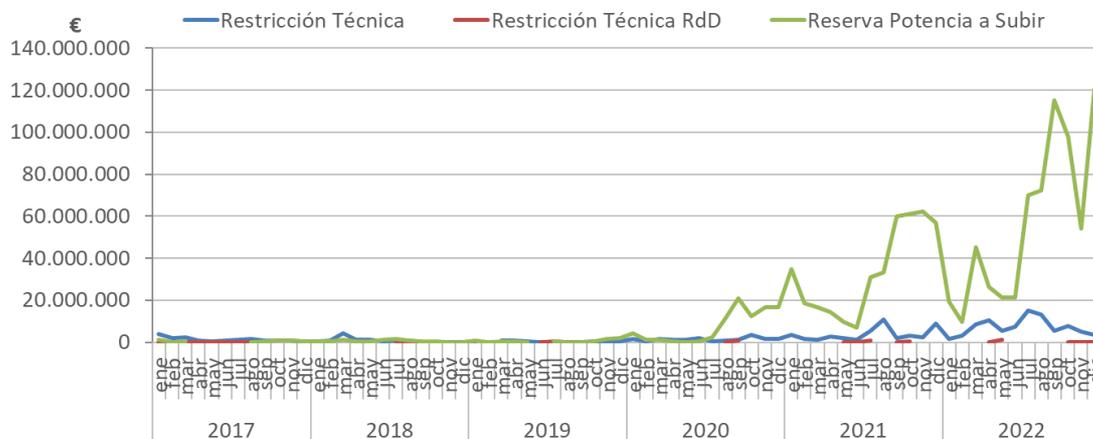
2.7.5. Restricciones técnicas en tiempo real

Gráfico 39. Energía programada en restricciones en tiempo real



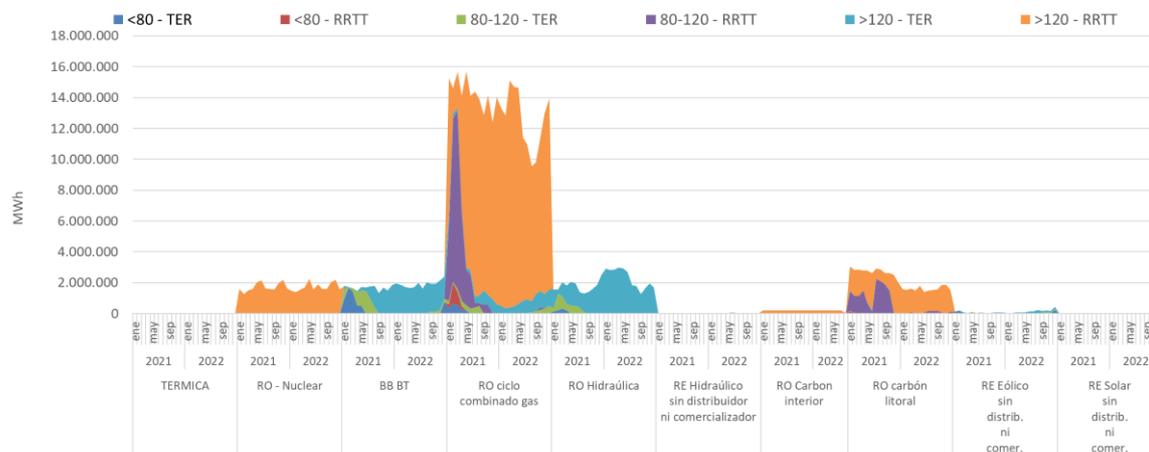
Fuente: CNMC

Gráfico 40. Importe resultante de la programación en restricciones en tiempo real



Fuente: CNMC

Gráfico 41. Volumen de energía disponible de terciaria y restricciones para redespatchos en tiempo real por banda de precio (€/MWh). 2021-2022



Nota: La valoración económica se ha realizado seleccionando la oferta de terciaria, o en su defecto la oferta a restricciones simple o compleja en caso de programa nulo en programa horario final.

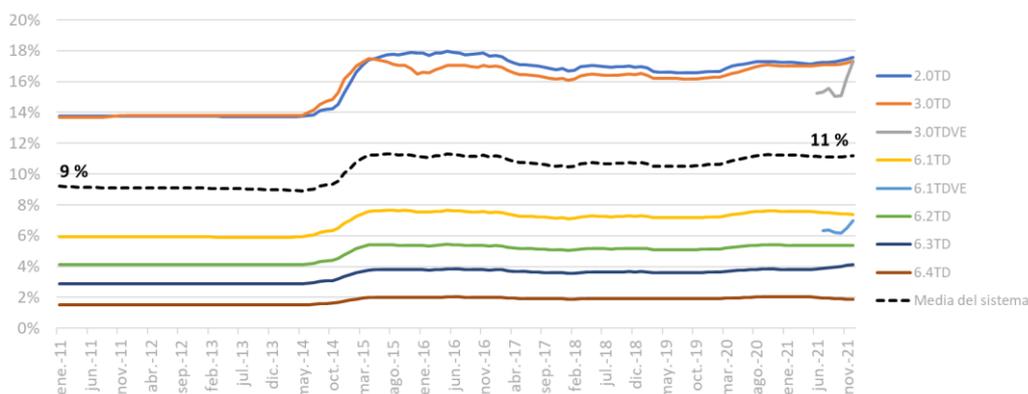
2.8. Coeficientes de ajuste horarios sobre pérdidas

El Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, que establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica introdujo una modificación sustancial del tratamiento de las pérdidas,

estableciendo a partir de junio de 2014 un coeficiente de ajuste horario que aplica sobre el coeficiente de pérdidas estándar de tal forma que el consumo medido elevado a barras de central coincidiera exactamente con la generación, haciendo así desaparecer el segmento de cierre⁹. A partir de abril de 2015, el segmento de cierre del mercado ya no existe, y son los propios comercializadores los responsables de comprar en el mercado diario la mejor estimación disponible de la energía que les correspondería del segmento desaparecido. En consecuencia, desde entonces, los comercializadores compran la energía de sus clientes elevada a barras de central con el coeficiente estándar de pérdidas y adicionalmente, con el coeficiente derivado de dicha estimación.

⁹ Antes del 1 de julio de 2009, la energía demandada en el mercado de producción coincidía con la energía producida, ya que la demanda asignada a los distribuidores se calculaba como diferencia entre la producción y la demanda de la comercialización libre. Así mientras que las medidas de los clientes en comercializadoras se calculaba elevando a barras de central las medidas de contador de sus clientes utilizando los coeficientes de pérdidas estándares y perfiles de consumo correspondientes, la demanda de los distribuidores se determinaba como la medida de contador en fronteras de transporte/distribución, incrementada en las pérdidas de transporte que le correspondan a cada distribuidor, y detrayendo la medida de los clientes liberalizados dentro de su área de distribución. Este ajuste horario que realizaban los distribuidores permitía que en cada hora el consumo en barras de central coincidiera con la generación. Desde el 1 de julio de 2009, la función de suministro que venían haciendo los distribuidores, es reemplazada por los comercializadores de último recurso, (posteriormente denominados de referencia), que al igual que el resto de comercializadoras, compran en el mercado de acuerdo a la energía que van a consumir sus clientes, elevada a barras de central mediante las pérdidas estándares y teniendo en cuenta unos perfiles de consumo estándares, que reparten la energía diaria/mensual de forma horaria. En este modelo aparece una diferencia entre la medida del consumo elevada a barras de central y la energía generada que se denomina “cierre” de energía. Este segmento desaparece en abril de 2015.

Gráfico 42. Pérdidas medias acumuladas durante los 12 meses anteriores a cada fecha para cada tipo de peaje de acceso¹⁰



Fuente: CNMC

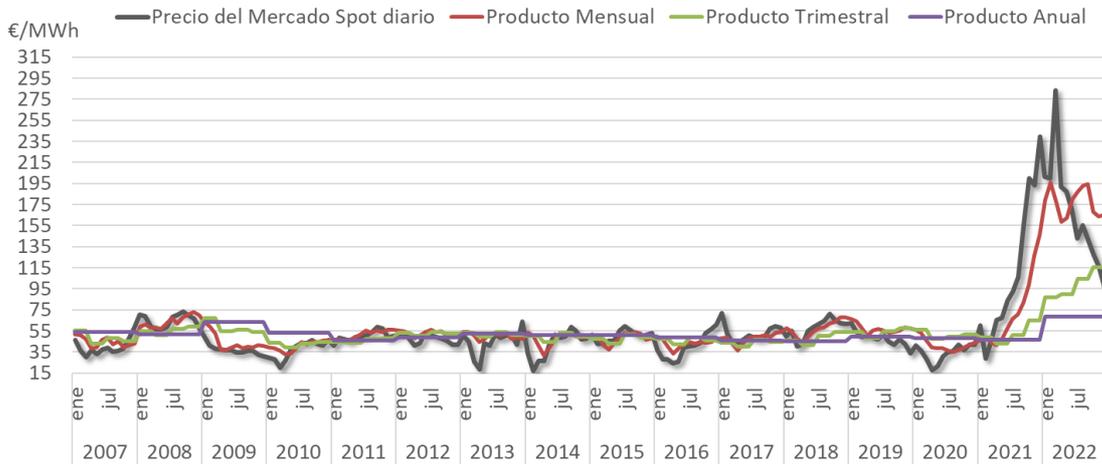
Nota: A los efectos del cálculo de las pérdidas medias, las curvas de carga de cada grupo tarifario se han confeccionado distribuyendo la demanda en consumo de cada periodo tarifario, entre las horas que componen dicho periodo tarifario, con la excepción de los consumidores de baja tensión, para los que se han considerado los perfiles finales publicados por REE en su página web.

Nota: en junio de 2021 entraron en vigor los nuevos peajes del sistema eléctrico establecidos mediante la circular 3/2020, de 15 de enero, de la CNMC. Estos son los peajes de acceso mostrados en la gráfica.

¹⁰ La CNMC modificó la tipología de peajes de acceso mediante *Resolución de 18 de marzo de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad de aplicación a partir del 1 de junio de 2021. Entre otras cosas, se introdujeron nuevos peajes para puntos de recarga de vehículos eléctricos.*

2.9. Mercados a plazo¹¹

Gráfico 43. Evolución mensual de la cotización de contratos de futuros carga base con subyacente precio spot de electricidad en zona española versus precio del mercado spot mensual



Fuente: OMIP y CNMC

Nota: Las referencias OMIP se han construido con la media de las cotizaciones de los productos con entrega en cada periodo.

¹¹ Informes mensuales de Seguimiento de los Mercados a Plazo de energía eléctrica en España de 2021: <https://www.cnmc.es/expedientes/isde00321>

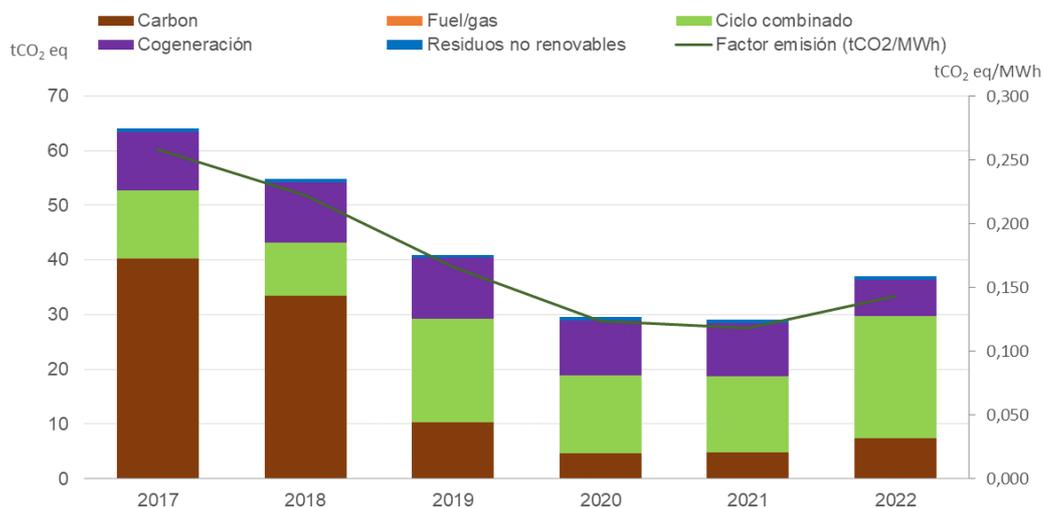
Gráfico 44. Liquidación financiera de los futuros carga base con subyacente el precio spot negociados en los mercados a plazo por mes de liquidación (en millones de € y €/MWh) a 31 de dic. de 2022



Fuente: CNMC, OMIP-OMIClear y EEX-ECC.

2.10. Evolución de las emisiones de CO2

Gráfico 45. Evolución de las emisiones de CO2 y del factor de emisión de CO2 en generación eléctrica peninsular por tecnología



Fuente: REE

Cuadro 7. Variación de las emisiones de CO2

	2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022
Carbón	-17%	-69%	-55%	4%	54%
Fuel + Gas	10%	0%	33%	-50%	-100%
Ciclo combinado	-22%	94%	-25%	-2%	61%
Cogeneración	3%	2%	-11%	-4%	-31%
Residuos no renovables	-7%	-10%	37%	10%	-28%
tCO ₂ eq./MWh	-14%	-25%	-28%	-1%	27%

Fuente: REE

3. EVOLUCIÓN DEL NIVEL DE COMPETENCIA EN EL MERCADO DE PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD

En este capítulo se valora el estado de la competencia en el mercado mayorista, considerando para ello un amplio conjunto de factores que revelan la estructura de dicho mercado. Se presentan gráficamente las variables representativas de la evolución de la competencia del mercado eléctrico mayorista, desagregado en sus distintos segmentos, tanto su evolución respecto a años anteriores como su comportamiento durante el año 2022, con objeto de que puedan ser analizadas por todos los lectores.

Las variables analizadas son las siguientes:

- Número de agentes en el mercado (apartado 3.1).
- Análisis de la concentración del mercado (apartado 3.2), global y desagregado en los distintos segmentos del mercado: PDBF, restricciones técnicas, banda de regulación secundaria y energía de regulación secundaria, regulación terciaria, reservas de sustitución y adicionalmente el programa horario operativo (P48).
- Integración vertical de la generación y la comercialización (apartado 3.3).
- Liquidez del mercado diario e intradiario (apartado 3.4).
- Evolución de la potencia indisponible (apartado 3.5).
- Comportamiento de las energías renovables y de la cogeneración en el mercado (apartado 3.6).
- Acoplamiento con los mercados eléctricos vecinos (apartado 3.7).

Los hechos relevantes y conclusiones que se desprenden de las siguientes figuras se han expuesto en el capítulo 1 de este informe.

3.1. Número de agentes en el mercado de generación

Cuadro 8. Número de agentes de generación y de comercialización en el mercado eléctrico

	Generadores	Comercializadores
2008	111	60
2009	112	102
2010	78	133
2011	75	142
2012	77	175
2013	78	207
2014	81	246
2015	86	278
2016	89	310
2017	87	330
2018	92	355
2019	101	370
2020	108	390
2021	115	408
2022	112	418

Fuente: CNMC

Nota. Se han considerado como agentes aquellos con unidades ofertantes activas en mercado diario sin agregar por grupo empresarial. Se han incluido en los agentes comercializadores los consumidores directos a mercado.

3.2. Análisis de la concentración del mercado

La definición de mercado, tanto desde el punto de vista del producto como de su dimensión geográfica debe permitir identificar a aquellos competidores reales de las empresas afectadas que pueden limitar el comportamiento de éstas o impedirles actuar con independencia de cualquier presión que resulte de una competencia efectiva. Desde esta perspectiva, la definición permite calcular las cuotas de mercado, las cuales aportan una información significativa con respecto al poder de mercado de una determinada empresa.

Desde una perspectiva de producto, como ya se ha dicho anteriormente, el mercado mayorista eléctrico se configura como el conjunto de transacciones económicas al por mayor entre agentes vendedores y compradores de electricidad en los mercados organizados de contado y a plazo, así como mediante las transacciones en el mercado no organizado (Over-the-Counter o

OTC) y la negociación de contratos bilaterales entre generadores, comercializadores¹² y/o clientes.

Con carácter general, en lo que concierne a los mercados diarios y a la contratación a plazo, donde pueden participar todos los generadores y otros agentes del mercado, cabe considerar que se trata realmente de un único producto desde el punto de vista de la demanda: la entrega física de un kWh en un determinado momento y punto del sistema eléctrico. Desde el punto de vista de la oferta, la energía es negociada indistintamente en el mercado diario y a través de contratos bilaterales, en función de la relación existente en cada momento entre los precios del mercado y los costes de las tecnologías habitualmente inframarginales. Con respecto a los mercados a plazo financieros, no se dispone de información completa de la estructura de los mercados de derivados con liquidación financiera y, en particular, de los mercados OTC, por lo que no se analizan en este apartado.

En lo que concierne a los servicios de ajuste no se plantea estrictamente su definición como mercado separado, pero debe tenerse en cuenta que en estos servicios la oferta potencial, con carácter general, procede en gran medida de instalaciones gestionables (tecnologías de carbón, ciclo combinado de gas, fuel-gas, hidráulica modulable y determinadas centrales del RECORE)¹³ además de la demanda, por lo que se realiza un análisis independiente de estos mercados.

Finalmente, en el caso de la resolución de restricciones técnicas zonales parece apropiado definir un mercado de producto separado, debido a que se trata de restricciones en el sistema de transporte que pueden determinar situaciones en las cuales, dependiendo del nivel de la demanda de la zona y de las características de las instalaciones de generación, son resueltas solamente por las centrales más cercanas, configurando así mercados zonales diferenciados en el ámbito del mercado mayorista.

¹² Incluyendo unidades de exportación e importación

¹³ Tras la adaptación de los procedimientos de operación del sistema, mediante Resolución de la CNMC de 10 de diciembre de 2020, a las Condiciones relativas al balance, aprobadas mediante Resolución de la CNMC de 11 de diciembre de 2019, también se permite la participación de la demanda en los servicios de balance desde enero de 2021, siempre que supere las pruebas correspondientes a cada servicio.

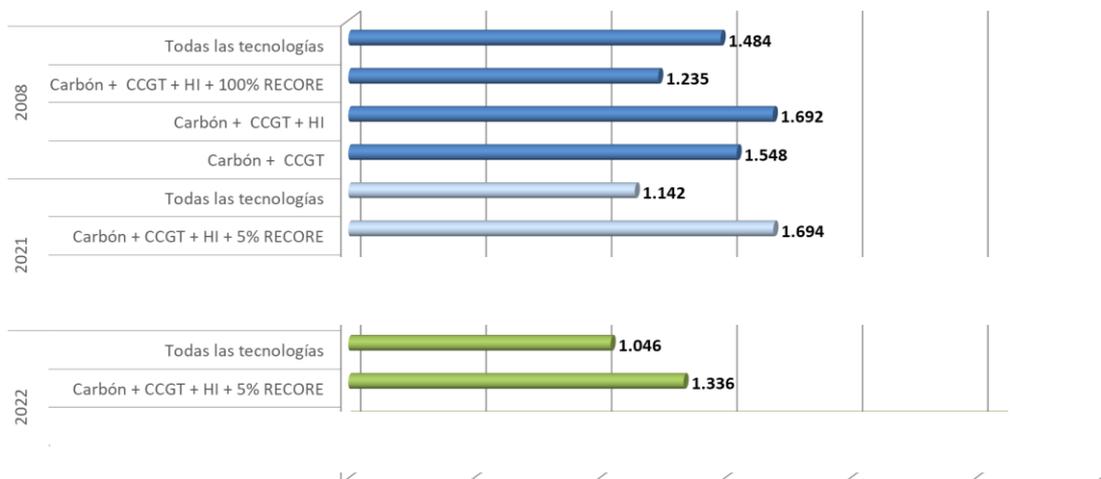
A efectos de definir el ámbito geográfico de un mercado eléctrico es habitual considerar tanto el tamaño de la capacidad de interconexión con respecto a la demanda punta o al total de capacidad instalada, como las posibles diferencias regulatorias que pudieran obstaculizar el comercio entre países. De esta forma se pretende establecer en qué medida un consumidor puede sustituir efectivamente la electricidad producida localmente mediante electricidad importada. El sistema peninsular español presenta, en general, un grado de interconexión limitado con otros países.

De acuerdo con lo indicado anteriormente, el análisis se ha realizado en los distintos mercados del mercado mayorista: Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF, que incluye mercado diario + bilaterales) en el ámbito del MIBEL; los mercados de reserva de potencia y energía secundaria, regulación terciaria, gestión de desvíos y reserva de sustitución, y Programa horario operativo (P48) en el ámbito del sistema eléctrico español peninsular¹⁴ ; y el mercado de restricciones técnicas en el ámbito zonal.

¹⁴ El P48 incluye la programación de los servicios de ajuste, y dado que los generadores portugueses no pueden participar en los servicios de ajuste solicitados por el operador del sistema español, se considera únicamente el ámbito nacional.

3.2.1. Programa Diario Base de Funcionamiento¹⁵

Gráfico 46. Índices HHI de generación según distintas tecnologías en el PDBF en el ámbito del MIBEL



Fuente: CNMC

¹⁵ El análisis de los niveles de concentración del Programa Diario Base de Funcionamiento se ha calculado, por una parte, teniendo en cuenta todas las tecnologías y por otra, referido únicamente a las tecnologías retirables y, en particular, a aquellas que habitualmente compiten en el margen: Por tanto, la energía nuclear y la mayor parte de la producción de las instalaciones renovables, de cogeneración y residuos (producción RECORE), no se considera. Se ha considerado como tecnología retirable desde 2014 un 5% de la producción RECORE, ya que tras la entrada en vigor del Real Decreto 413/2014, su producción se ve retribuida por el precio resultante del mercado diario, y en torno a un 5% de esta energía, ha dejado de ser precio aceptante, resultando únicamente despachada a partir de unos ciertos umbrales de precio (ver capítulo 3.7).

Cuadro 9. Cuotas de generación de los principales grupos empresariales e índices HHI en el PDBF en el ámbito del MIBEL considerando todas las tecnologías

AÑO	ENDESA	IBERDROLA	EDP	NTGY	VIESGO	AXPO	ACCIONA	REPSOL	ENERGYA VM	WIND TO MARKET	NEXUS	CEPSA	OTROS	HHI
2008	27%	22%	13%	16%	1%	4%	3%	0%	1%	1%	1%	2%	9%	1.484
2009	20%	23%	13%	11%	4%	7%	3%	0%	2%	2%	1%	2%	11%	1.176
2010	19%	24%	12%	9%	3%	8%	5%	0%	2%	2%	2%	2%	11%	1.255
2011	23%	21%	12%	7%	2%	9%	5%	0%	3%	2%	2%	3%	11%	1.251
2012	23%	18%	16%	8%	2%	9%	5%	0%	3%	2%	2%	2%	9%	1.236
2013	21%	19%	20%	7%	1%	8%	6%	0%	3%	3%	2%	2%	7%	1.407
2014	22%	21%	20%	6%	1%	7%	5%	1%	2%	3%	2%	2%	7%	1.445
2015	22%	18%	19%	8%	2%	7%	5%	1%	2%	3%	2%	2%	8%	1.384
2016	19%	21%	19%	7%	2%	8%	5%	1%	3%	3%	2%	2%	8%	1.337
2017	23%	17%	18%	6%	3%	8%	6%	1%	3%	2%	2%	3%	9%	1.306
2018	20%	19%	20%	6%	3%	6%	6%	1%	3%	3%	2%	2%	9%	1.314
2019	17%	19%	19%	6%	0%	8%	5%	5%	3%	2%	2%	3%	11%	1.190
2020	16%	20%	18%	6%	0%	8%	5%	4%	3%	2%	3%	3%	11%	1.190
2021	16%	20%	17%	6%	0%	8%	5%	3%	3%	3%	3%	3%	14%	1.144
2022	17%	18%	15%	8%	0%	8%	5%	4%	2%	2%	3%	2%	18%	1.142

Nota: Para el cálculo del HHI se ha considerado las cuotas de cada una de las empresas que aparecen agrupadas dentro del segmento "OTROS". En la elaboración de la tabla se ha considerado conjuntamente a Gas Natural y Unión Fenosa desde 2008 y bajo el nuevo nombre de Naturgy, pero se han tenido en cuenta sus respectivas cuotas en el cálculo del HHI.

Desde 2008 hasta 2011, en Portugal el régimen especial es neteado de la demanda de EDP CUR, pasando a partir de entonces a participar en el mercado representada por EDP CUR.

La cuota de las instalaciones RECORE se calcula por agente representante.

Cuadro 10. Cuotas de generación de los principales grupos empresariales e índices HHI en el PDBF en el ámbito del MIBEL considerando tecnologías marginales

AÑO	ENDESA	EDP	IBERDR OLA	NATUR GY	VIESGO	REPSO L	AXPO	ACCIO NA	CEPSA	ENERG YA VM	WIND TO MARKE T	OTROS	HHI
2008	29%	16%	16%	25%	2%	1%	0%	0%	1%	0,0%	0,0%	10%	1.692
2009	21%	18%	18%	18%	7%	1%	0%	0%	1%	0,0%	0,0%	16%	1.366
2010	20%	15%	23%	17%	7%	1%	0%	2%	1%	0,0%	0,0%	14%	1.544
2011	40%	16%	22%	7%	3%	0%	2%	3%	0%	0,6%	0,4%	6%	2.409
2012	43%	22%	11%	8%	3%	0%	2%	3%	0%	0,6%	0,5%	7%	2.556
2013	36%	20%	19%	10%	2%	0%	2%	4%	0%	0,6%	0,5%	6%	2.176
2014	36%	18%	22%	10%	2%	0%	1%	4%	0%	0,4%	0,5%	6%	2.264
2015	35%	22%	16%	10%	3%	0%	1%	3%	0%	0,3%	0,4%	9%	2.170
2016	27%	19%	21%	12%	3%	0%	1%	3%	1%	0,4%	0,4%	12%	1.870
2017	33%	23%	12%	10%	4%	0%	1%	2%	2%	0,4%	0,3%	12%	1.945
2018	31%	21%	17%	9%	3%	0%	1%	4%	1%	0,5%	0,4%	12%	2.031
2019	17%	27%	17%	10%	0%	7%	2%	2%	3%	0,5%	0,4%	14%	1.507
2020	15%	31%	20%	10%	0%	6%	2%	3%	2%	0,6%	0,4%	10%	1.758
2021	15%	29%	22%	8%	0%	4%	2%	2%	2%	0,4%	0,6%	14%	1.694
2022	18%	23%	13%	14%	0%	7%	4%	2%	2%	0,3%	0,4%	18%	1.336

Nota: Para el cálculo del HHI se ha considerado las cuotas de cada una de las empresas que aparecen agrupadas dentro del segmento "OTROS". En la elaboración de la tabla, además, se ha considerado conjuntamente a Gas Natural y Unión Fenosa desde 2008 y bajo el nuevo nombre de Naturgy, pero se han tenido en cuenta sus respectivas cuotas en el cálculo del HHI.

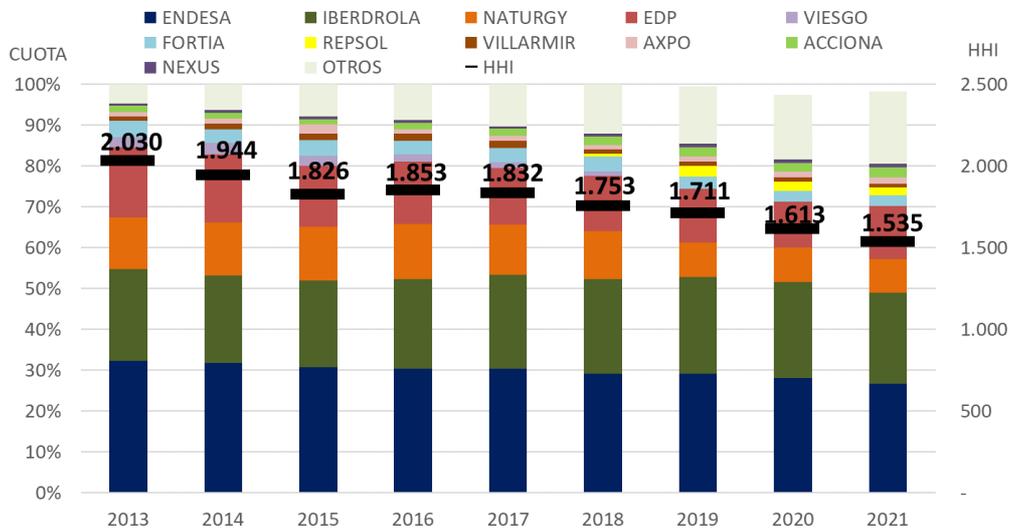
Se han considerado tecnologías marginales, de 2008 a 2010, carbón, ciclos combinados e hidráulica, mientras que de 2011 a 2015 se han considerado tecnologías marginales carbón, hidráulica y el 5% de la producción RECORE y, a partir de 2016, carbón, ciclos combinados, hidráulica y el 5% de la producción RECORE.

Desde 2008 hasta 2011, en Portugal el régimen especial es neteado de la demanda de EDP CUR, pasando a partir de entonces a participar en el mercado representada por EDP CUR.

La cuota de las instalaciones RECORE se calcula por agente representante.

La menor cuota de la agrupación "OTROS" durante los años 2011 a 2015 se debe fundamentalmente a una menor producción de los ciclos combinados portugueses.

Gráfico 47. Índices HHI en la demanda en PDBF en el ámbito del MIBEL



Fuente: CNMC

Se considera Naturgy al grupo Gas Natural Fenosa también en los años anteriores a 2018.

Cuadro 11. Cuotas de compras de los principales comercializadores e índices HHI en el PDBF en el ámbito del MIBEL

AÑO	ENDESA	IBERDROLA	NATURGY	EDP	VIESGO	FORTIA	REPSOL	ENERGYVM	AXPO	ACCIONA	NEXUS	OTROS	HHI
2008	33%	26%	16%	20%	1%	2%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	2.369
2009	34%	25%	14%	18%	2%	4%	0%	1%	0%	0%	0%	2%	2.219
2010	34%	25%	14%	15%	2%	4%	0%	1%	0%	0%	0%	5%	2.268
2011	35%	26%	14%	14%	2%	4%	0%	1%	0%	0%	1%	3%	2.333
2012	33%	24%	13%	17%	2%	3%	0%	1%	0%	1%	1%	5%	2.153
2013	32%	23%	13%	17%	3%	4%	0%	1%	1%	2%	0%	4%	2.012
2014	32%	21%	13%	16%	3%	3%	0%	1%	1%	1%	1%	8%	1.929
2015	31%	21%	13%	14%	3%	4%	0%	2%	2%	1%	1%	8%	1.816
2016	30%	22%	13%	15%	2%	3%	0%	2%	1%	2%	1%	9%	1.844
2017	30%	23%	12%	13%	1%	4%	0%	2%	1%	2%	1%	11%	1.824
2018	29%	23%	12%	13%	1%	4%	1%	1%	1%	2%	1%	12%	1.748
2019	29%	24%	8%	13%	0%	3%	3%	1%	1%	2%	1%	15%	1.721
2020	28%	24%	8%	13%	0%	3%	2%	1%	1%	2%	1%	17%	1.657
2021	27%	22%	8%	13%	0%	3%	2%	1%	2%	2%	1%	18%	1.535
2022	27%	23%	8%	13%	0%	3%	2%	0%	1%	3%	1%	16%	1.575

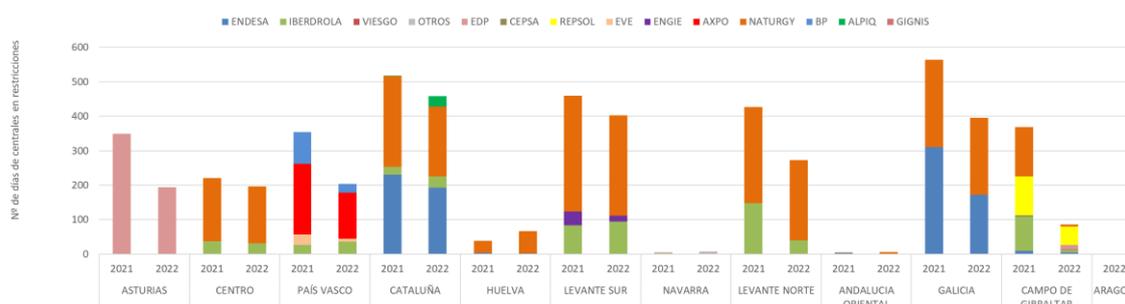
Fuente: CNMC

Nota: Para el cálculo del HHI se ha considerado las cuotas de cada una de las empresas que aparecen agrupadas dentro del segmento "OTROS". En la

elaboración de la tabla, además, se ha considerado conjuntamente a Gas Natural y Unión Fenosa desde 2008 y bajo el nuevo nombre de Naturgy, pero se han tenido en cuenta sus respectivas cuotas en el cálculo del HHI. La cuota de las instalaciones RECORE se calcula por agente representante.

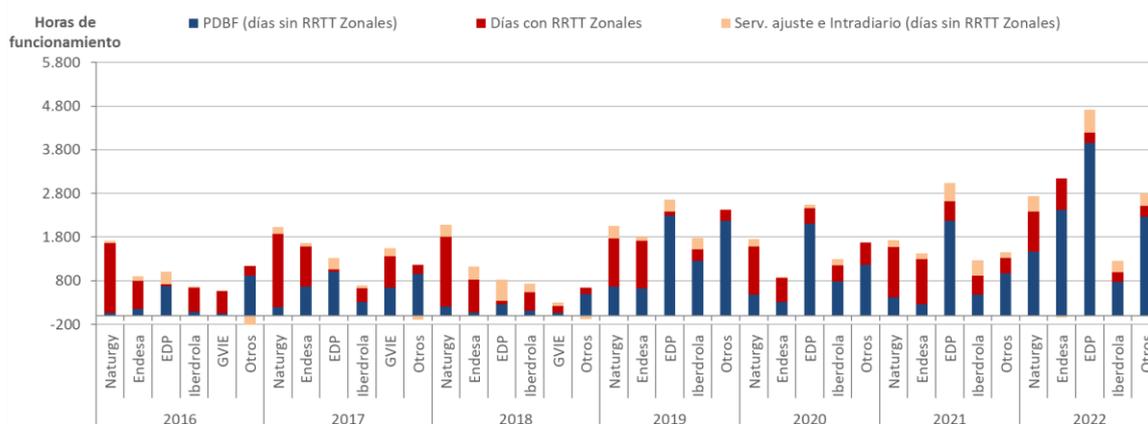
3.2.2. Resolución de restricciones técnicas

Gráfico 48. Número de días de cada central despachadas en el proceso de resolución de restricciones técnicas al PDBF (se muestra la suma de los días despachados por las centrales de carbón y de ciclo combinado de cada empresa)



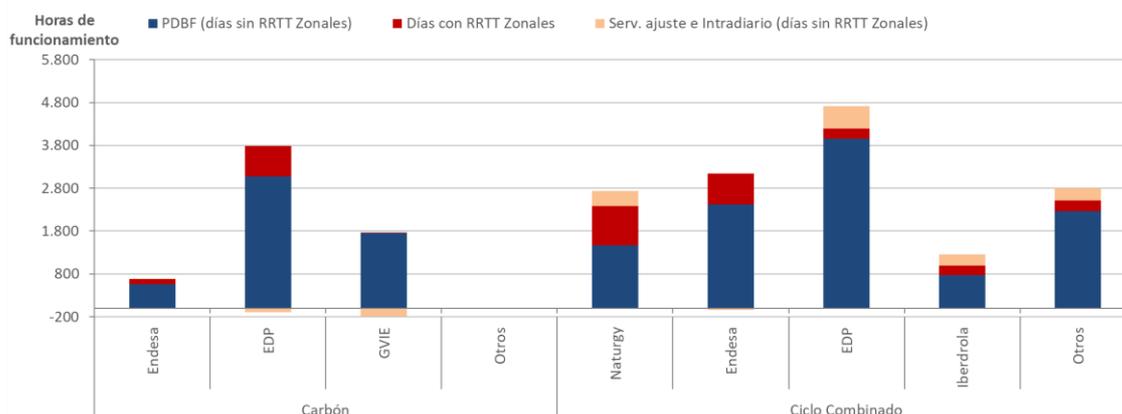
Fuente: CNMC

Gráfico 49. Horas de funcionamiento equivalente a plena carga de los ciclos combinados de cada empresa distinguiendo el despacho realizado en días donde ha participado la central en el proceso de restricciones técnicas, despacho realizado en el PDBF, y despacho realizado en otros segmentos



Fuente: CNMC

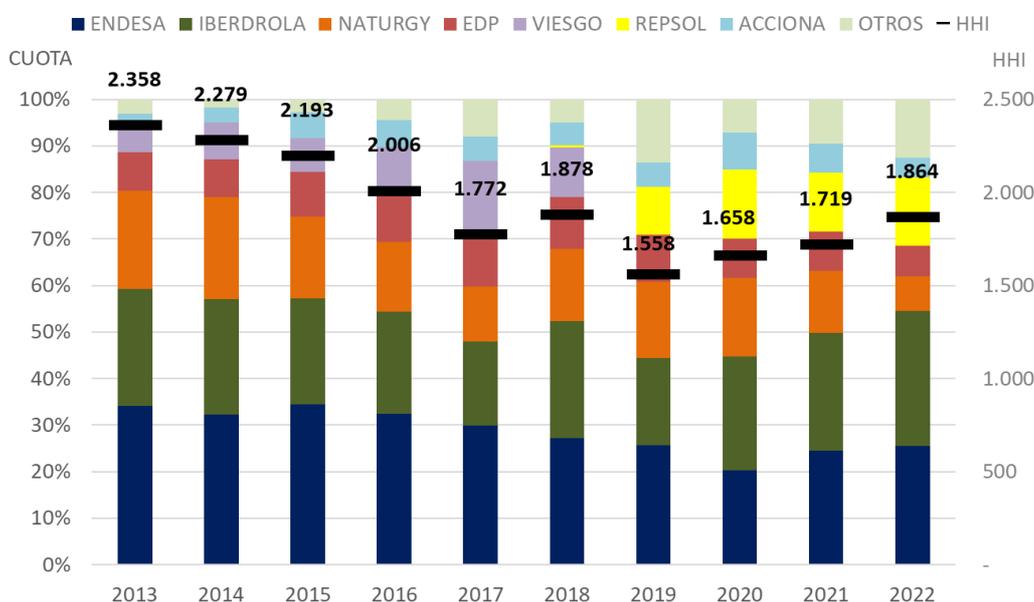
Gráfico 50. Horas de funcionamiento equivalente a plena carga de las centrales de carbón y de ciclos combinados de cada empresa en 2022 distinguiendo el despacho realizado en días donde ha participado la central en el proceso de restricciones técnicas, despacho realizado en el PDBF, y despacho realizado en otros segmentos



Fuente: CNMC

3.2.3. Banda de Regulación Secundaria y Energía de Regulación Secundaria

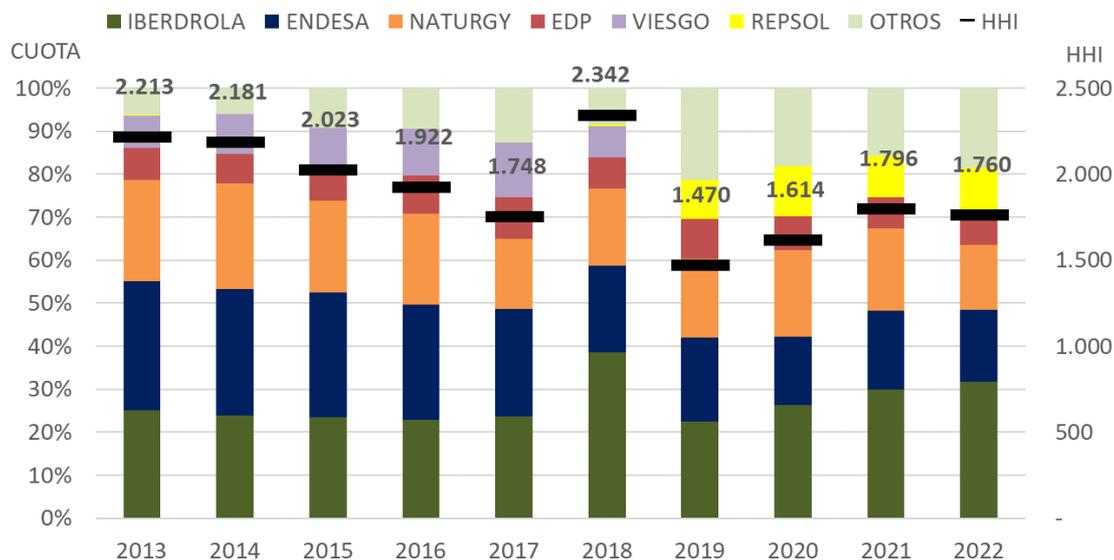
Gráfico 51. Cuotas empresariales e índices HHI en banda secundaria



Fuente: CNMC

Nota: Para el cálculo del HHI se ha considerado las cuotas de cada una de las empresas que aparecen agrupadas dentro del segmento "OTROS". Se considera Naturgy al grupo Gas Natural Fenosa también en los años anteriores a 2018.

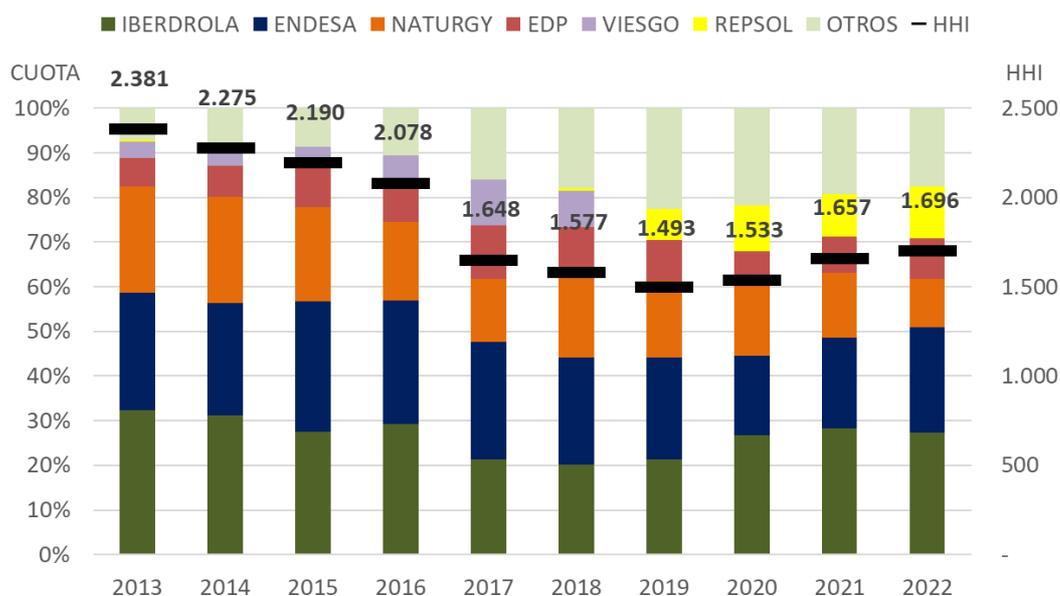
Gráfico 52. Cuotas empresariales e índices HHI en el mercado de energía de regulación secundaria a subir



Fuente: CNMC

Nota: Para el cálculo del HHI se ha considerado las cuotas de cada una de las empresas que aparecen agrupadas dentro del segmento "OTROS". Se considera Naturgy al grupo Gas Natural Fenosa también en los años anteriores a 2018.

Gráfico 53. Cuotas empresariales e índices HHI en el mercado de energía de regulación secundaria a bajar

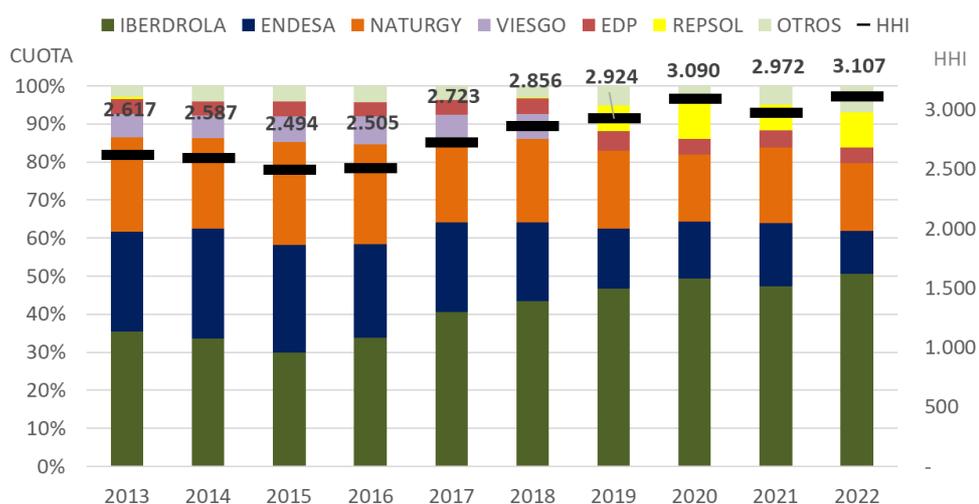


Fuente: CNMC

Nota: Para el cálculo del HHI se ha considerado las cuotas de cada una de las empresas que aparecen agrupadas dentro del segmento "OTROS". Se considera Naturgy al grupo Gas Natural Fenosa también en los años anteriores a 2018.

3.2.4. Regulación Terciaria

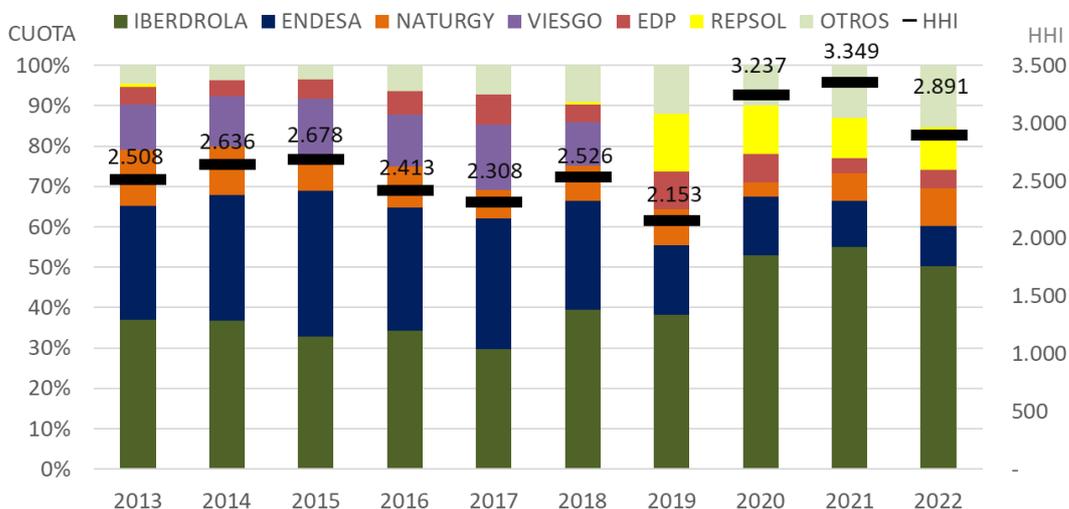
Gráfico 54. Cuotas empresariales e índices HHI en el mercado de energía de regulación terciaria a subir



Fuente: CNMC

Nota: Para el cálculo del HHI se ha considerado las cuotas de cada una de las empresas que aparecen agrupadas dentro del segmento "OTROS". Se considera Naturgy al grupo Gas Natural Fenosa también en los años anteriores a 2018.

Gráfico 55. Cuotas empresariales e índices HHI en el mercado de energía de regulación terciaria a bajar

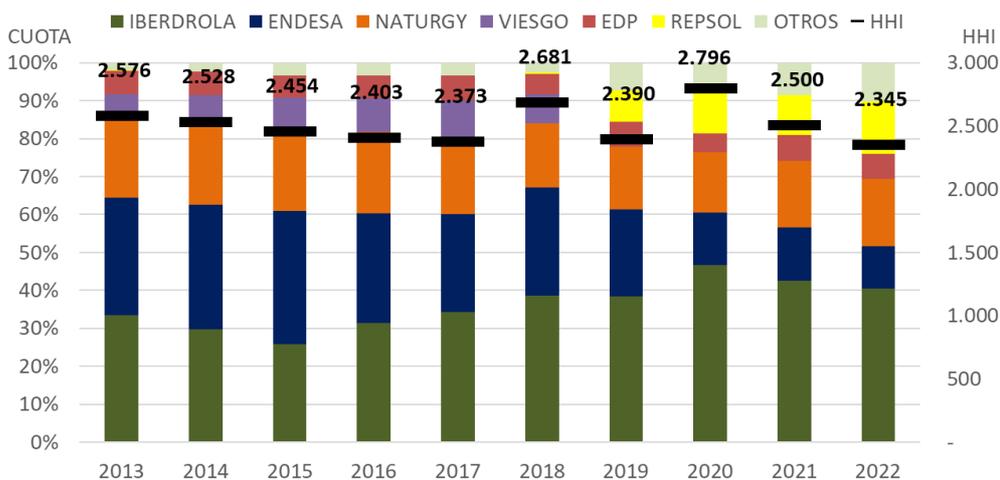


Fuente: CNMC

Nota: Para el cálculo del HHI se ha considerado las cuotas de cada una de las empresas que aparecen agrupadas dentro del segmento "OTROS". Se considera Naturgy al grupo Gas Natural Fenosa también en los años anteriores a 2018.

3.2.5. Gestión de desvíos y RR

Gráfico 56. Cuotas empresariales e índices HHI en el mercado de energía de gestión de desvíos y RR a subir

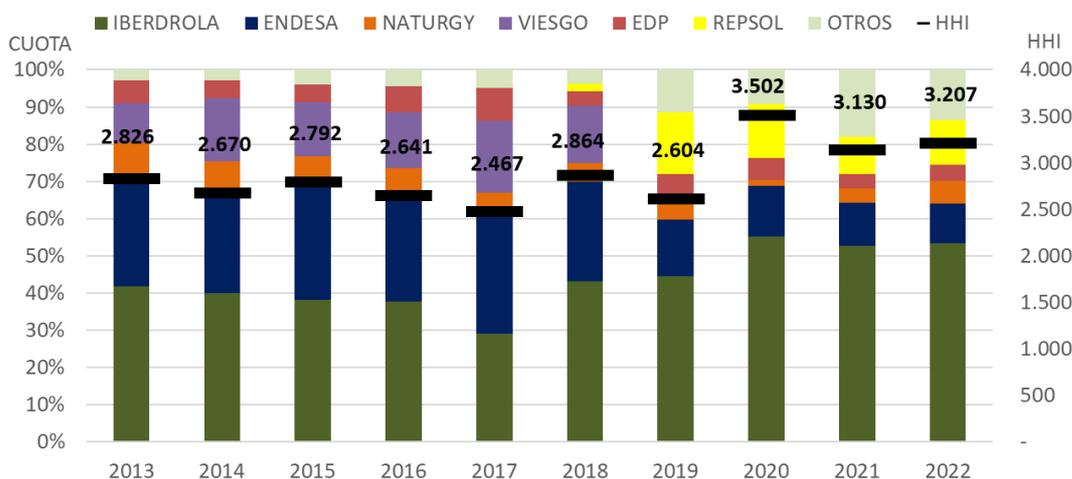


Fuente: CNMC

Nota: Para el cálculo del HHI se ha considerado las cuotas de cada una de las empresas que aparecen agrupadas dentro del segmento "OTROS".

Se considera Naturgy al grupo Gas Natural Fenosa también en los años anteriores a 2018.

Gráfico 57. Cuotas empresariales e índices HHI en el mercado de energía de gestión de desvíos y RR a bajar

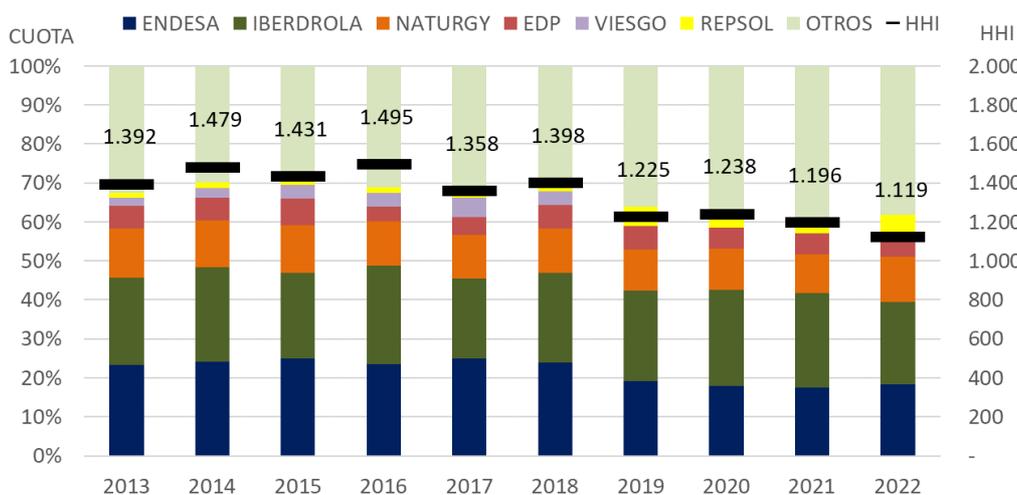


Fuente: CNMC

Nota: Para el cálculo del HHI se ha considerado las cuotas de cada una de las empresas que aparecen agrupadas dentro del segmento "OTROS". Se considera Naturgy al grupo Gas Natural Fenosa también en los años anteriores a 2018.

3.2.6. Programa horario operativo (P48)

Gráfico 58. Cuotas empresariales e índices HHI de la generación en el mercado mayorista español en P48



Fuente: CNMC

Nota: Para el cálculo del HHI se ha considerado las cuotas de cada una de las empresas que aparecen agrupadas dentro del segmento “OTROS”. Se considera Naturgy al grupo Gas Natural Fenosa también en los años anteriores a 2018.

Cuadro 12. Cuotas empresariales e índices HHI de la generación en el mercado mayorista español en P48

AÑO	ENDES A	IBER DRO	NATUR GY	EDP	VIESG O	AXPO	ACCIO NA	REPS OL	ENER GYA VM	WIND TO MARK ET	NEXUS	OTRO S	HHI
2013	23%	22%	13%	6%	2%	9%	6%	1%	3%	3%	2%	10%	1.392
2014	24%	24%	12%	6%	3%	8%	6%	1%	2%	3%	2%	9%	1.479
2015	25%	22%	12%	7%	4%	8%	6%	1%	2%	3%	2%	8%	1.431
2016	23%	25%	11%	4%	4%	9%	6%	1%	3%	3%	2%	9%	1.495
2017	25%	21%	11%	5%	5%	9%	6%	1%	3%	2%	2%	10%	1.358
2018	24%	23%	11%	6%	4%	7%	6%	2%	3%	3%	2%	9%	1.398
2019	19%	23%	10%	6%	0%	9%	6%	5%	3%	3%	2%	14%	1.225
2020	18%	25%	11%	5%	0%	8%	6%	5%	3%	2%	3%	14%	1.238
2021	17%	24%	10%	5%	0%	9%	6%	4%	2%	3%	4%	16%	1.196
2022	18%	21%	12%	6%	0%	8%	5%	4%	2%	2%	3%	19%	1.119

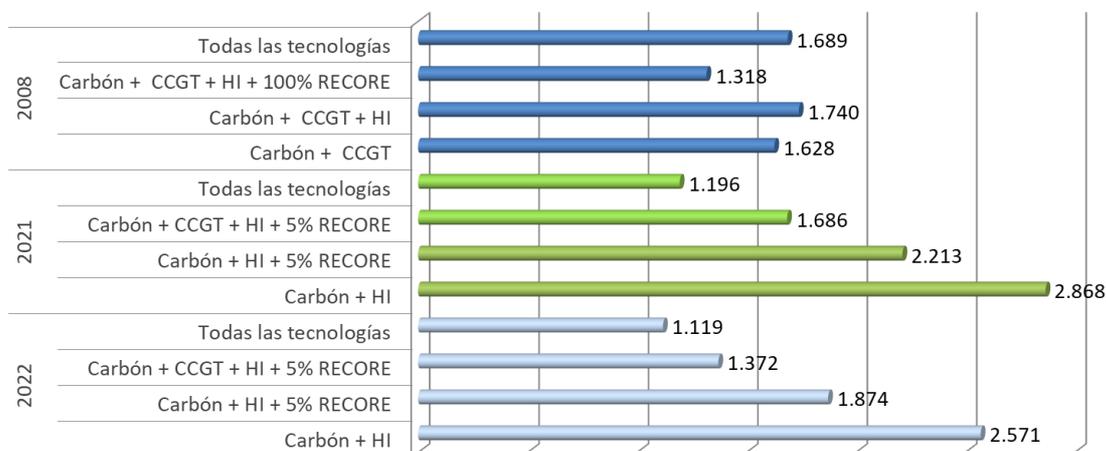
Fuente: CNMC

Nota: Para el cálculo del HHI se ha considerado las cuotas de cada una de las empresas que aparecen agrupadas dentro del segmento “OTROS”. En la elaboración de la tabla, además, se ha considerado conjuntamente a Gas Natural y Unión Fenosa desde 2008 y bajo el nuevo nombre de Naturgy, pero se han tenido en cuenta sus respectivas cuotas en el cálculo del HHI.

Desde 2008 hasta 2011, en Portugal el régimen especial es neteado de la demanda de EDP CUR, pasando a partir de entonces a participar en el mercado representada por EDP CUR. El despacho de las instalaciones RECORE se considera agrupado por cada uno de sus representantes.

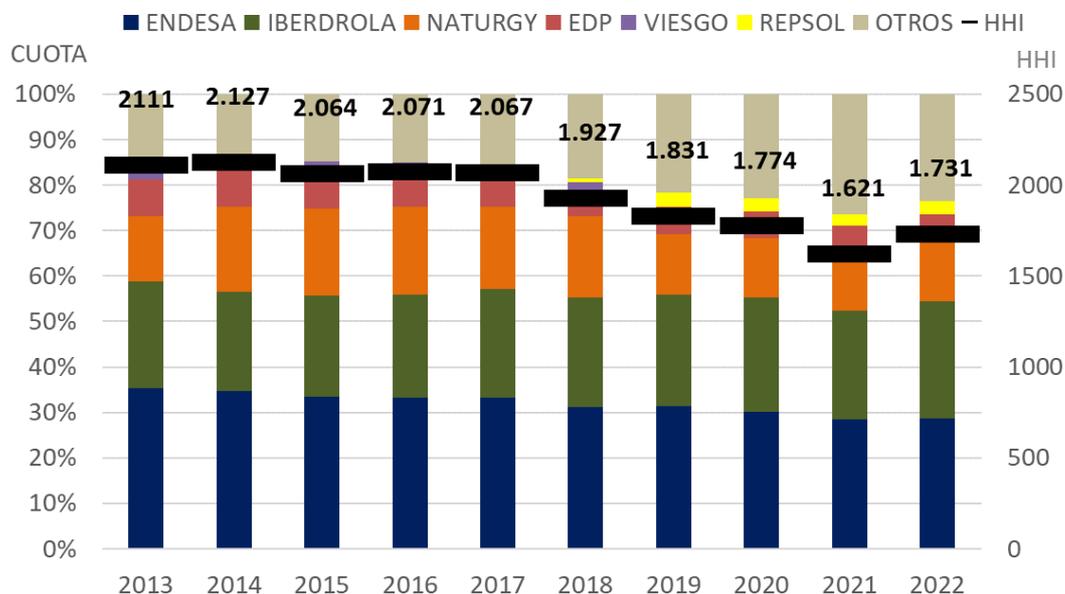
La cuota de las instalaciones RECORE se calcula por agente representante.

Gráfico 59. Índices HHI de generación según distintas tecnologías en zona española en P48



Fuente: CNMC

Gráfico 60. Cuotas empresariales e índices HHI de la demanda en zona española en P48



Fuente: CNMC

Se considera Naturgy al grupo Gas Natural Fenosa también en los años anteriores a 2018.

Cuadro 13. Cuotas empresariales e índices HHI de la demanda en zona española en P48

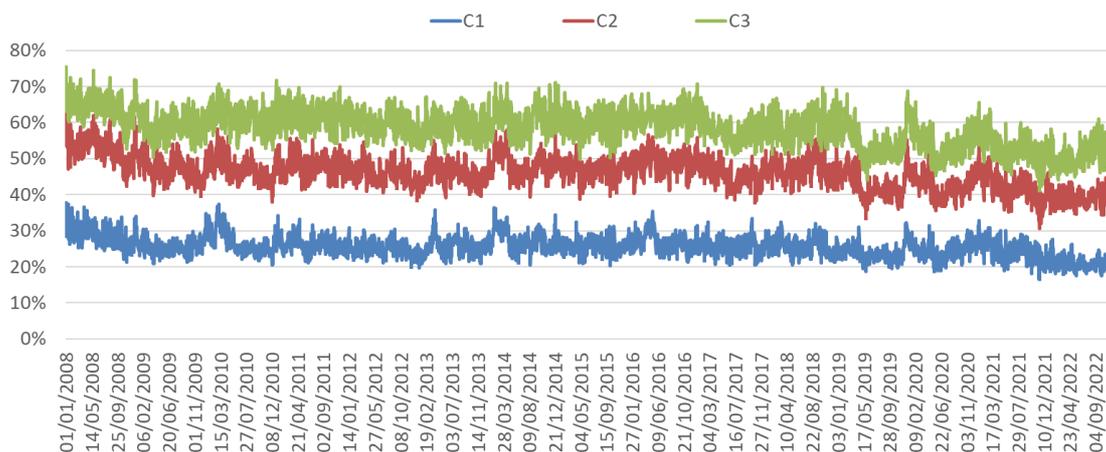
AÑO	ENDESA	IBERDROLA	NATURGY	EDP	VIESGO	REPSOL	FOR TIA	ENERGY A VM	ACCION A	NEXUS	AXPO	ENGIE	OTROS	HHI
2013	35%	23%	15%	8%	3%	0%	4%	2%	2%	1%	2%	1%	4%	2.111
2014	35%	22%	19%	8%	3%	0%	0%	2%	2%	2%	2%	1%	4%	2.127
2015	33%	22%	19%	7%	3%	0%	0%	3%	1%	1%	3%	1%	7%	2.064
2016	33%	23%	19%	8%	2%	0%	0%	3%	2%	1%	1%	1%	7%	2.071
2017	33%	24%	18%	7%	2%	0%	0%	2%	2%	1%	1%	1%	9%	2.067
2018	31%	24%	18%	6%	2%	1%	0%	2%	2%	1%	1%	1%	11%	1.927
2019	31%	24%	13%	6%	0%	3%	0%	2%	2%	2%	1%	1%	14%	1.831
2020	30%	25%	13%	6%	0%	3%	0%	1%	2%	2%	1%	2%	15%	1.774
2021	29%	24%	13%	5%	0%	2%	0%	1%	3%	2%	1%	1%	18%	1.645
2022	29%	26%	13%	6%	0%	3%	0%	1%	3%	1%	1%	1%	16%	1.731

Fuente: CNMC

Nota: En la elaboración de la tabla, además, se ha considerado conjuntamente a Gas Natural y Unión Fenosa desde 2008 y bajo el nuevo nombre de Naturgy, pero se han tenido en cuenta sus respectivas cuotas en el cálculo del HHI.

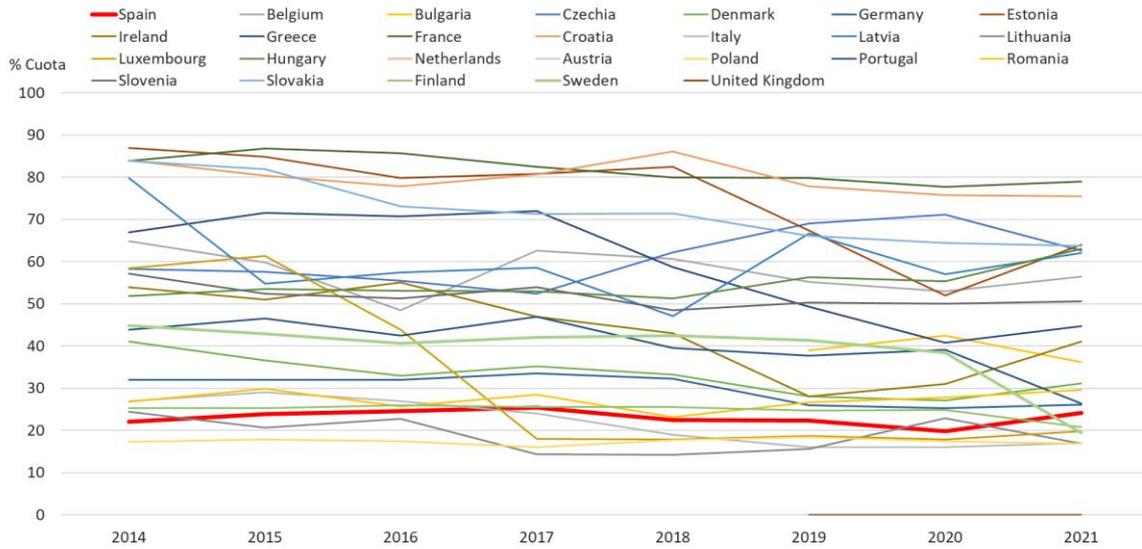
La cuota de las instalaciones RECORE se calcula por agente representante.

Gráfico 61. Evolución de los índices de concentración diarios de la generación en zona española. P48



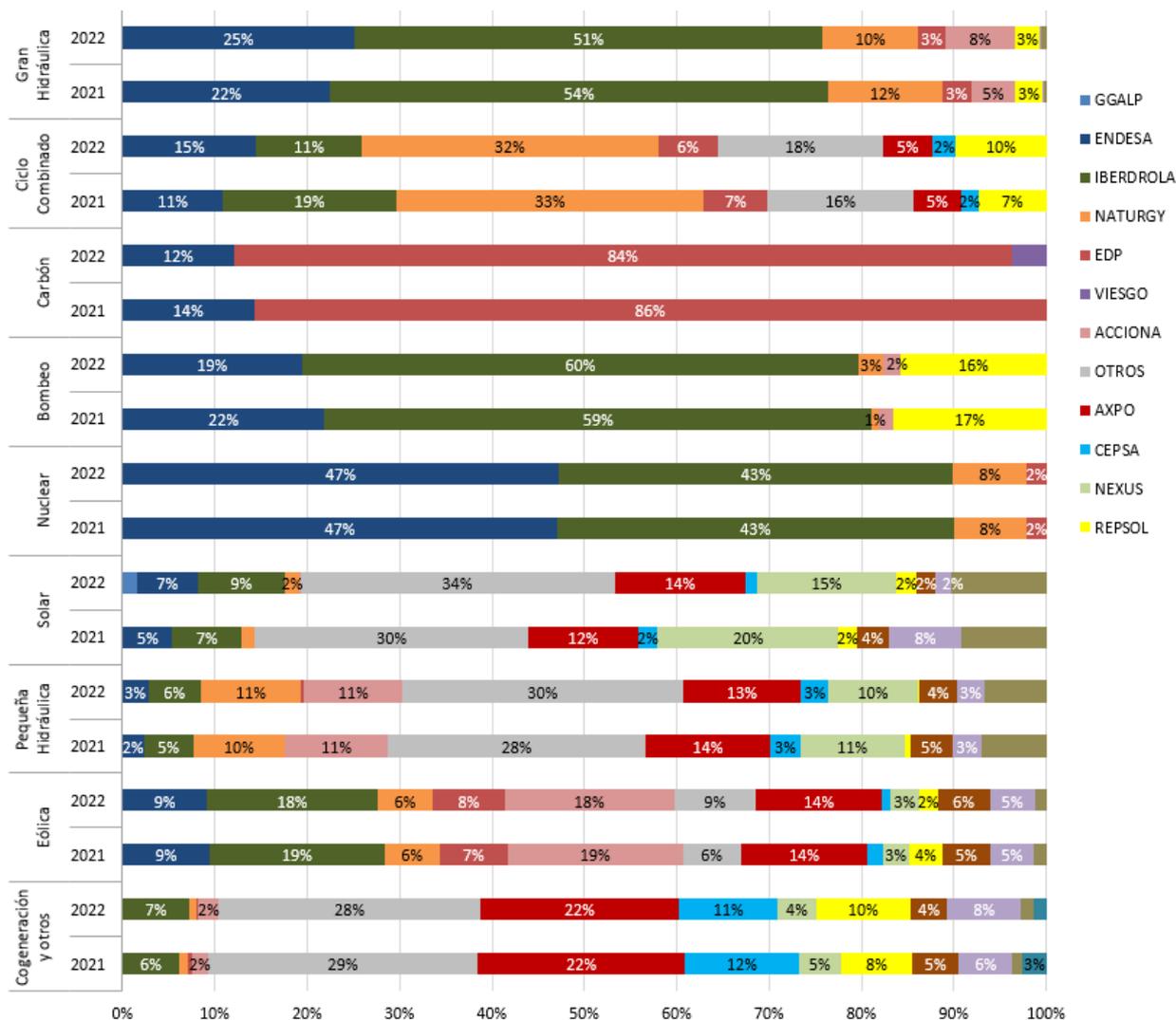
Fuente: CNMC

Gráfico 62. Comparativa europea del índice de concentración C1, calculado como la cuota anual del mayor productor. P48



Fuente: Eurostat

Gráfico 63. Cuotas de producción en P48 zona peninsular por tecnología en 2021 y 2022

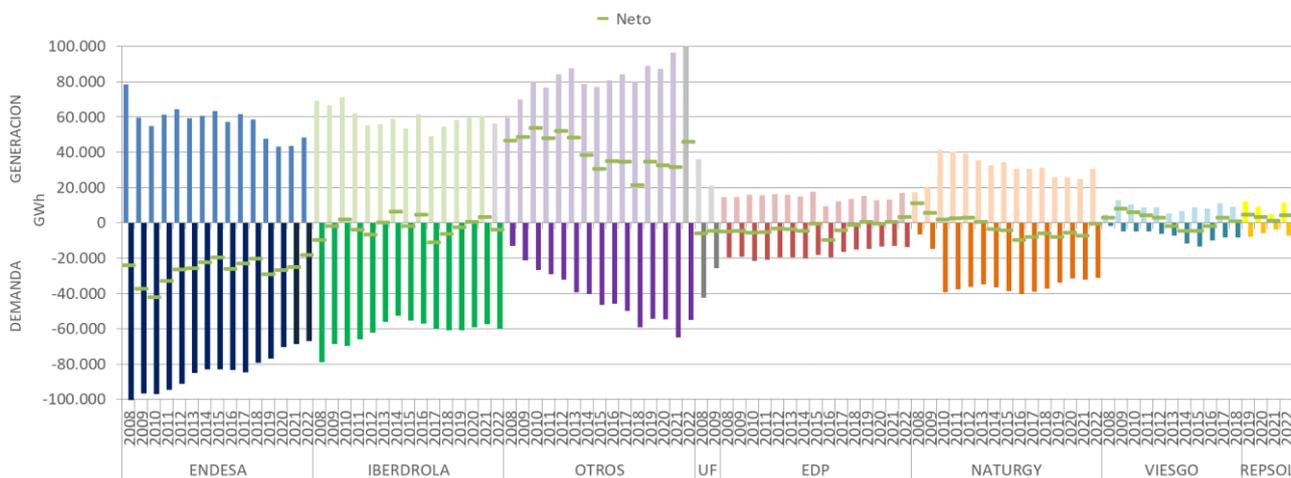


Fuente: CNMC

Nota: Se muestra la producción de la que es titular o que representa cada empresa. La tecnología solar incluye fotovoltaica y solar térmica.

3.3. Integración vertical¹⁶ (generación y comercialización)

Gráfico 64. Evolución anual de compras y ventas y saldo neto por agente en el mercado mayorista spot. Zona española (*)

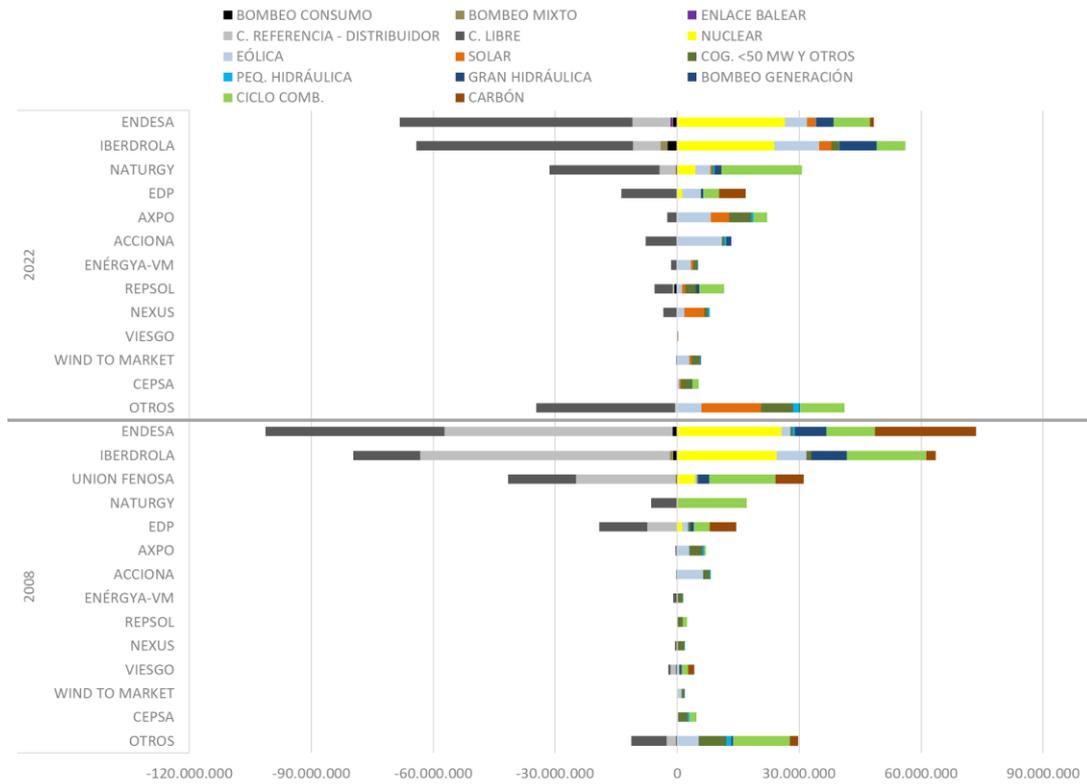


Fuente: CNMC

(*) P48, no incluye intercambios de energía en las fronteras, demanda de bombeo ni enlace balear. Se incluye únicamente las compras de la comercialización y de la generación de cada grupo empresarial en el mercado spot. No se incluyen coberturas financieras.

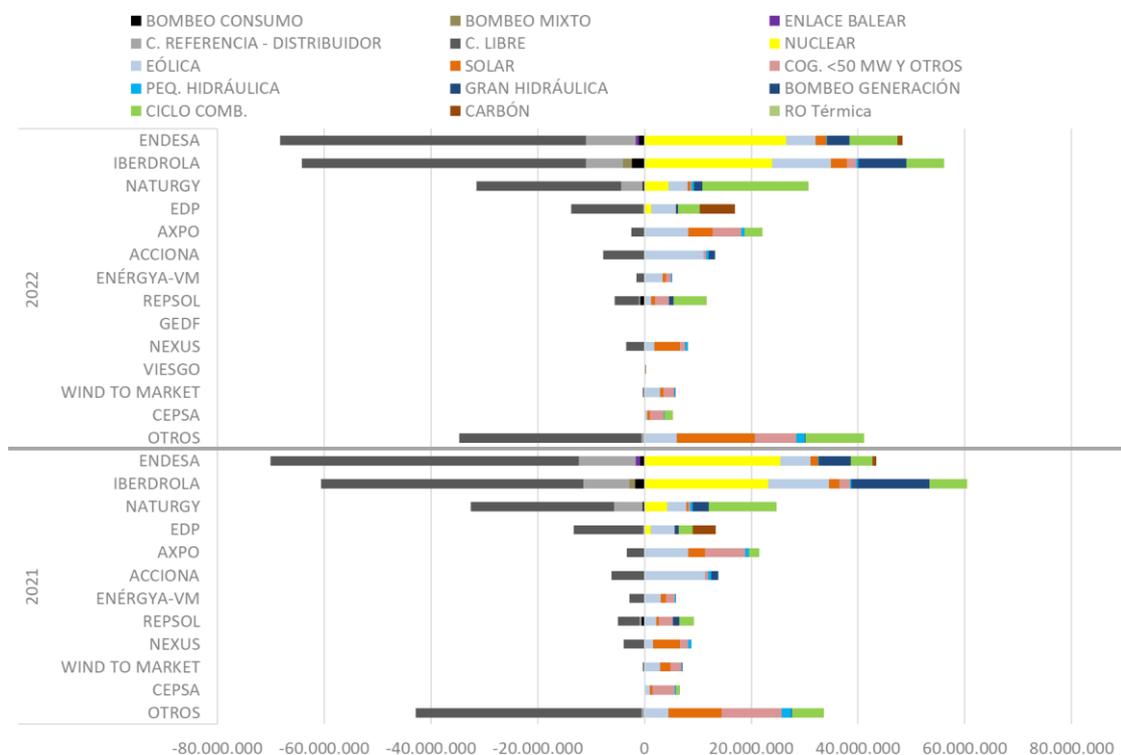
¹⁶ Los grupos verticalmente integrados disponen de una cobertura natural (lo que pierde una filial del grupo vía precio lo gana la otra, como contraparte del mismo mercado). El resto de generadores no verticalmente integrados generalmente venden su energía a través de los distintos segmentos del mercado spot, teniendo que emplear otros mecanismos de cobertura de riesgo (contratos financieros), que son potencialmente más costosos y cuyo vencimiento es el que esté disponible en los mercados a plazo, organizados y OTC.

Gráfico 65. Compras y ventas por agente y tecnología (MWh). Años 2008 y 2022



Fuente: CNMC

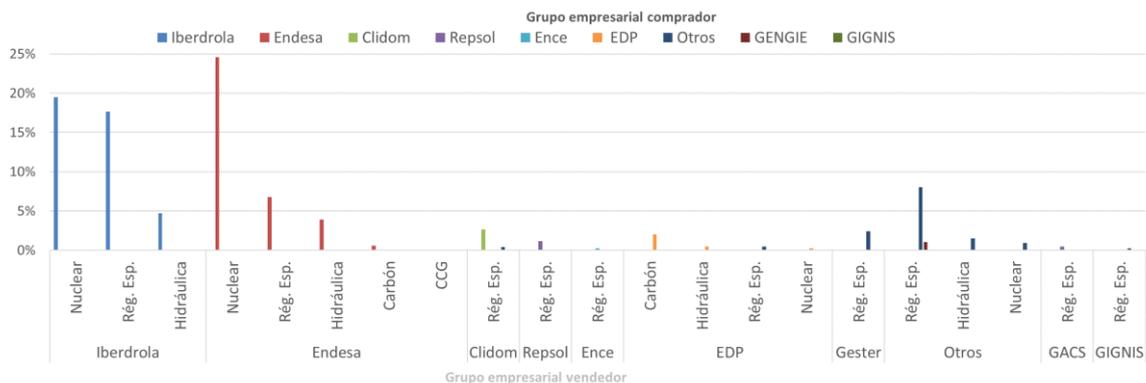
Gráfico 66. Compras y ventas por agente y tecnología (MWh). Años 2021 y 2022



Fuente: CNMC

3.4. Liquidez en el mercado diario e intradiario

Gráfico 67. Contratos bilaterales físicos en los que la parte vendedora es una tecnología de generación. Año 2022

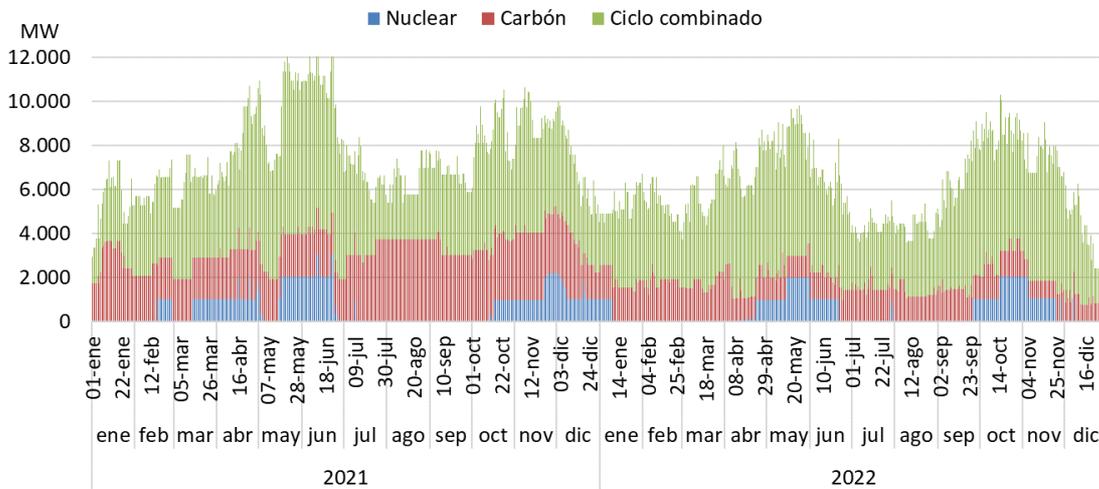


Fuente: CNMC

Nota: El campo otros incluye empresas con cuotas no significativos a efectos gráficos (Axpó, Factor, Acciona, Galp, Genera, Audax, Naturgy, Fenie, Fortia, Vita, etc.)

3.5. Evolución de la potencia indisponible

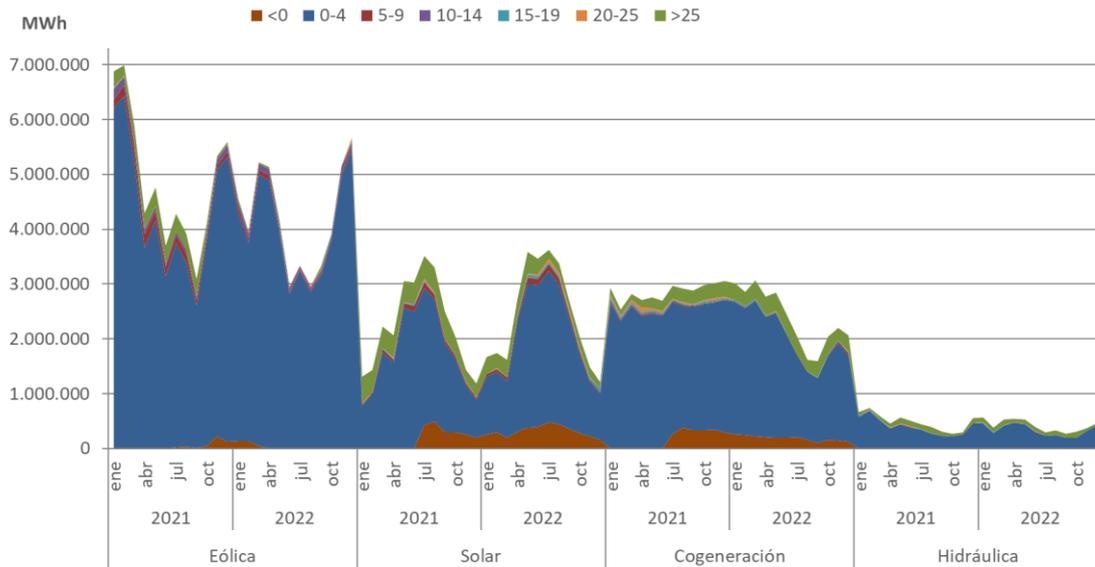
Gráfico 68. Potencia de generación indisponible programada y sobrevenida



Fuente: CNMC

3.6. Comportamiento de las energías renovables y de la cogeneración en el mercado

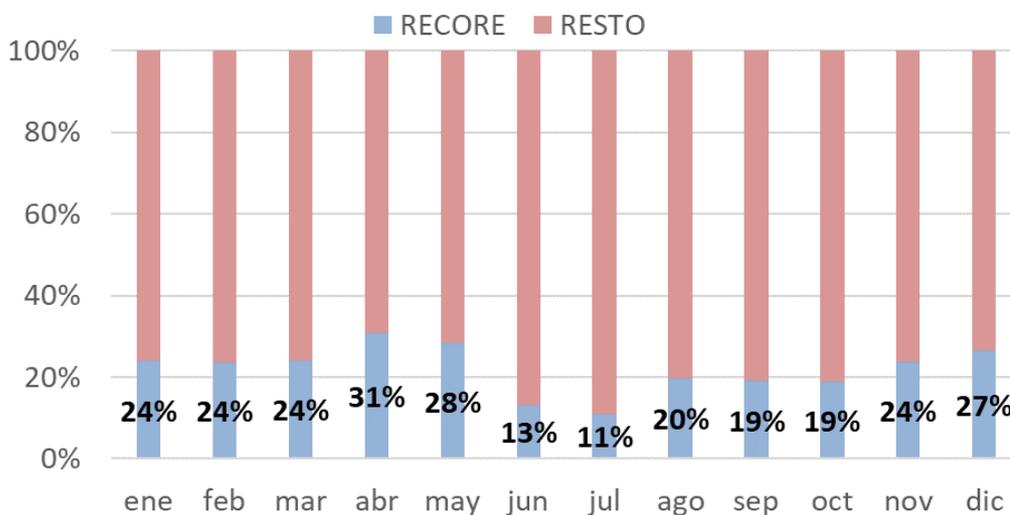
Gráfico 69. Energía ofertada al mercado diario por las energías renovables, la cogeneración y los residuos por franjas de precio, distinguiendo si ha resultado casada o no, agrupadas por el precio de sus ofertas. Años 2021-2022



Fuente: CNMC

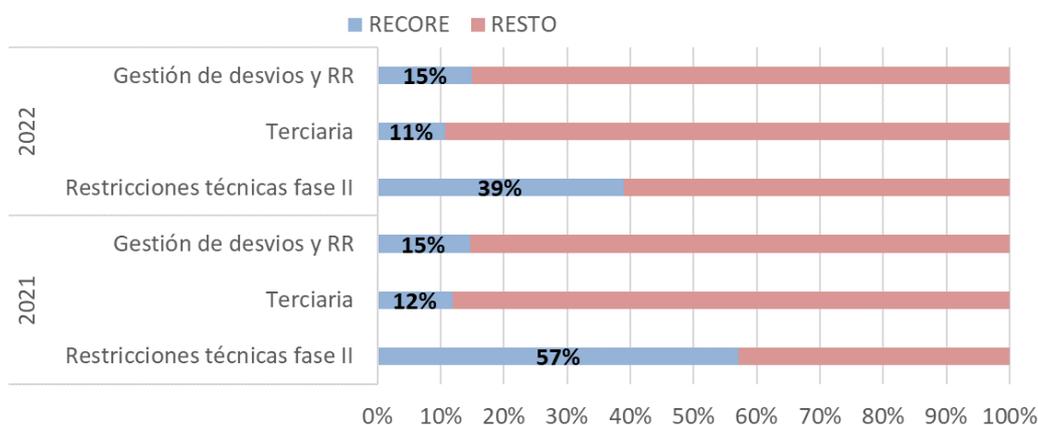
Fuente: CNMC

Gráfico 70. Participación de las renovables, cogeneración y residuos (RECORE) en la fase II de restricciones técnicas, regulación terciaria y gestión de desvíos y RR: Volúmenes totales mensuales en 2022



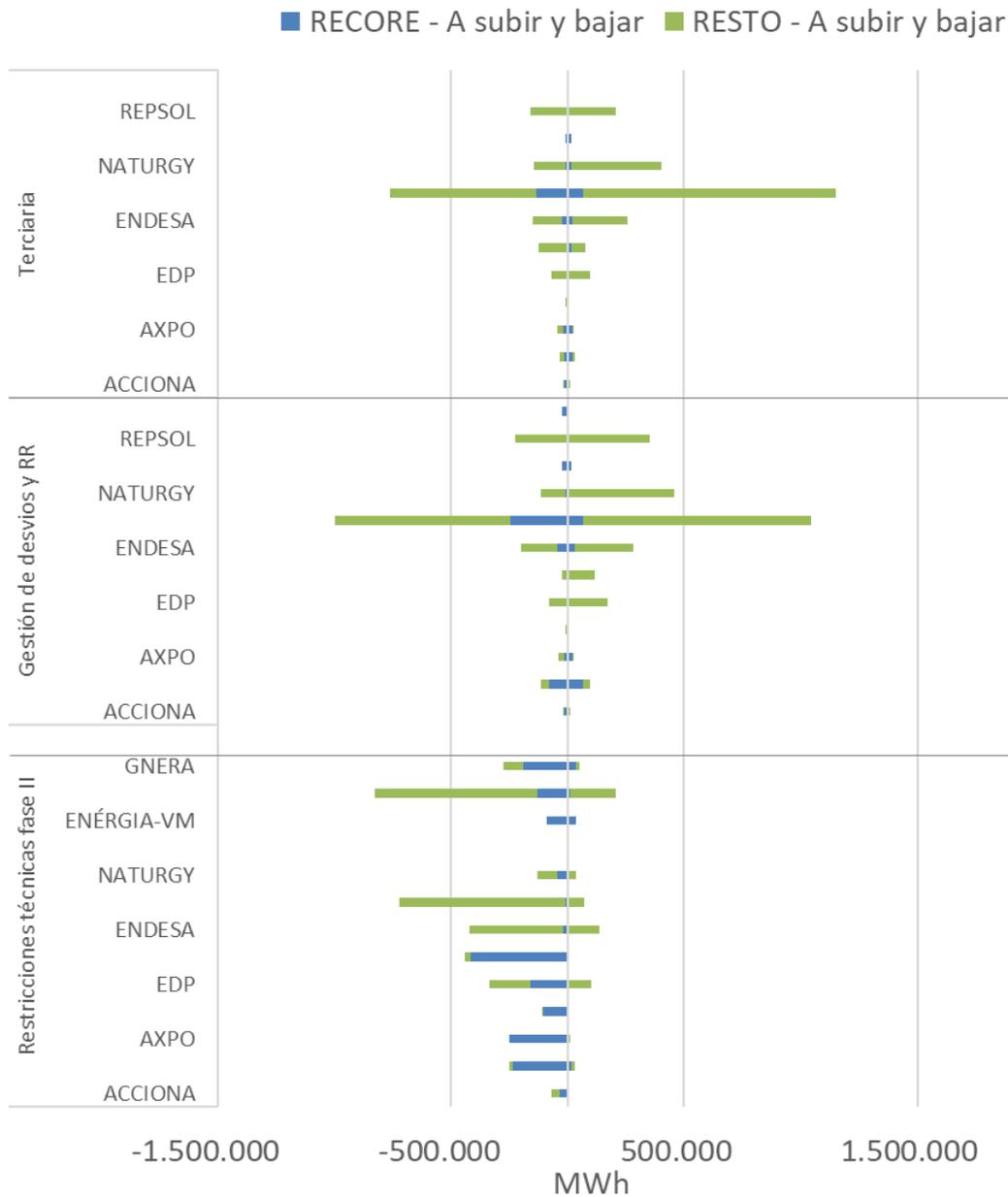
Fuente: CNMC

Gráfico 71. Cuota asignada a las tecnologías renovables, cogeneración y residuos por segmento de servicios de ajuste del sistema respecto al total del servicio asignado



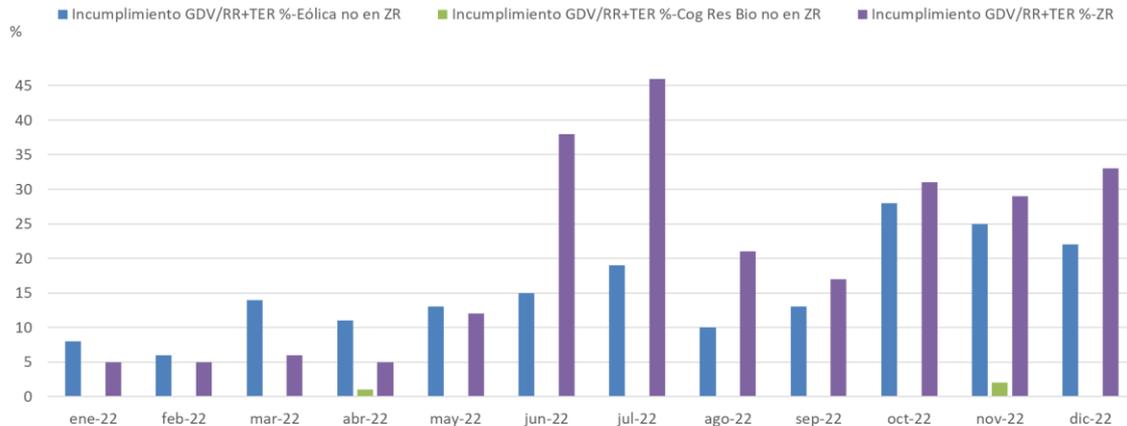
Fuente: CNMC

Gráfico 72. Tecnologías RECORE asignada en la fase II de restricciones técnicas, regulación terciaria y gestión de desvíos y RR por grupo de empresa. Año 2022



Fuente: CNMC

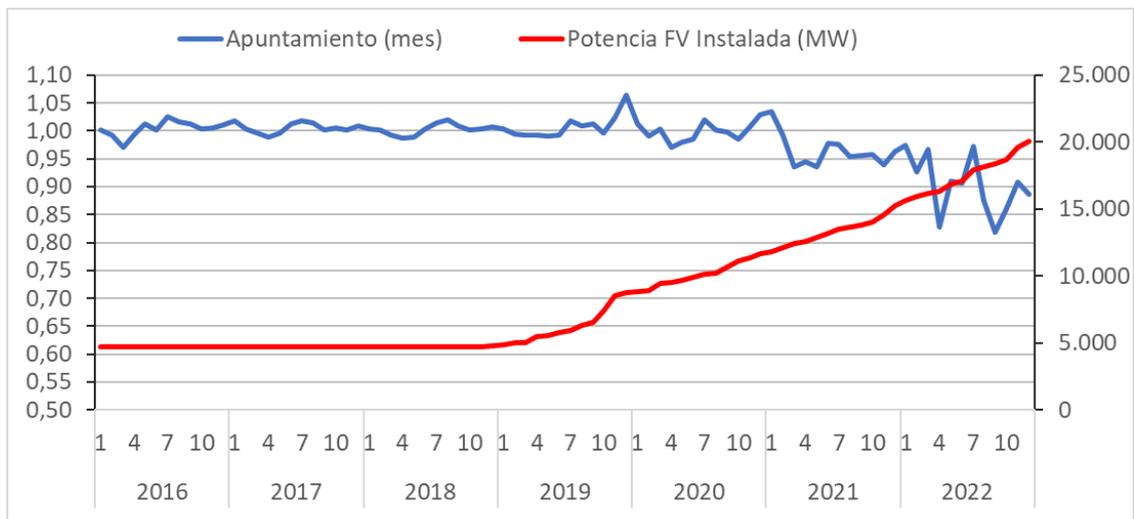
Gráfico 73. Incumplimientos de energía de las tecnologías RECORE fuera de zonas de regulación y de todas las tecnologías en zona de regulación en los servicios de regulación Terciaria y Gestión de Desvíos + RR en 2022



Fuente: REE

Nota: El incumplimiento se ha calculado como % de energía de gestión de desvíos/terciaria incumplida sobre el total de energía de gestión de desvíos/terciaria asignada.

Gráfico 74. Evolución del apuntamiento de la tecnología solar fotovoltaica en mercado diario y evolución de la potencia solar fotovoltaica instalada

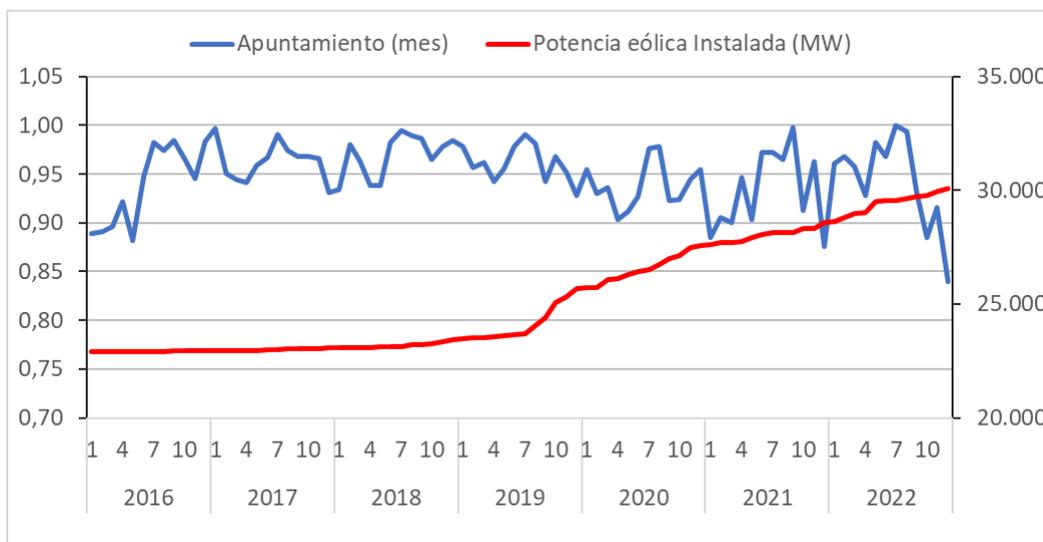


Fuente: CNMC

Nota: El apuntamiento se ha calculado como los ingresos medios de la tecnología solar fotovoltaica en mercado diario dividido del precio medio aritmético en dicho mercado.

asignada.

Gráfico 75. Evolución del apuntamiento de la tecnología eólica en mercado diario y evolución de la potencia eólica instalada



Fuente: CNMC

Nota: El apuntamiento se ha calculado como los ingresos medios de la tecnología eólica en mercado diario dividido del precio medio aritmético en dicho mercado

3.7. Acoplamiento de mercados

Se analiza el impacto en el mercado diario de las interconexiones con Francia y Portugal, nivel de acoplamiento de los precios y volúmenes programados a través de estas interconexiones.

Interconexión con Portugal

Con respecto a las transacciones en el mercado diario, éstas se han realizado en el ámbito ibérico a través del mecanismo de gestión conjunta de la

interconexión basado en subastas implícitas de corto plazo (market splitting¹⁷), gestionado por OMIE desde el 1 de julio de 2007 hasta mayo de 2014.

Desde mayo de 2014¹⁸, el MIBEL se encuentra integrado en el proyecto paneuropeo dedicado a la integración de los mercados de la energía en Europa conocido en la actualidad como Multi-Regional Coupling (MRC). Este proyecto tiene por objeto establecer el acoplamiento en precio de los mercados diarios mayoristas de electricidad, aumentando la eficiencia en la asignación de la capacidad de intercambio entre los sistemas eléctricos involucrados y la optimización del bienestar social en general. El MRC se basa en un único algoritmo que calcula simultáneamente los precios del mercado, las posiciones netas y los flujos en las interconexiones entre las zonas de oferta, mediante subastas implícitas.

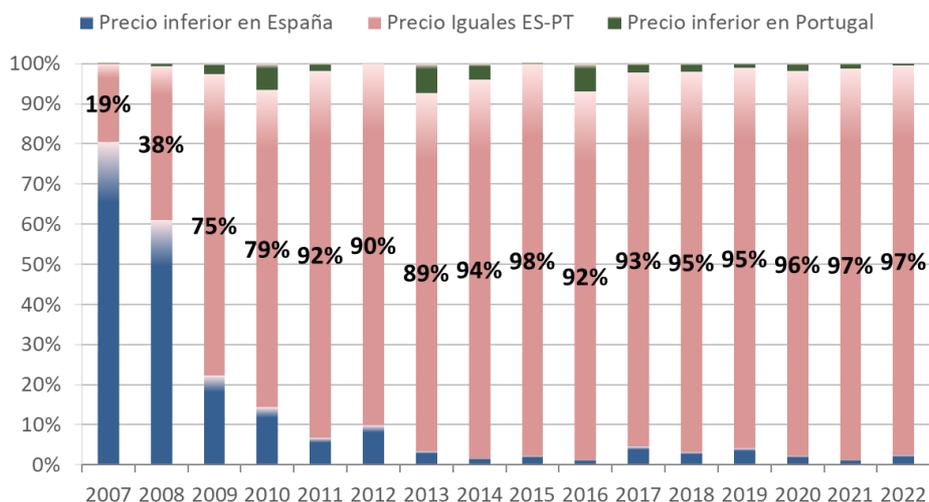
Para el largo plazo, hasta la plena implementación del código de red de asignación a plazo de la capacidad y la transición a la plataforma única europea de subastas (que tuvo lugar en diciembre de 2018), la gestión de la subasta de los contratos financieros en la interconexión entre España y Portugal, así como

¹⁷ El mecanismo utilizado para la formación del precio de la electricidad en el mercado diario de España y Portugal, se conocía como “market splitting”. Los agentes compradores y vendedores acuden al mercado con independencia de que estén en España o en Portugal. Sus ofertas de compra y venta son aceptadas atendiendo a su orden de mérito económico, hasta que la interconexión entre España y Portugal se ocupa totalmente. Si en una cierta hora del día la capacidad de la interconexión es suficiente para permitir el flujo de electricidad negociado por los agentes, el precio de la electricidad en esa hora será el mismo para España y Portugal. Si, por el contrario, en esa hora la interconexión se ocupa totalmente, en ese momento el algoritmo para la fijación del precio se ejecuta de manera separada de tal forma que aparece una diferencia de precios entre ambos países.

¹⁸ El día 4 de febrero tuvo lugar el acoplamiento del MIBEL con los mercados de la región NWE (North-West Europe, la cual agrupa los mercados de Francia, Bélgica, Países Bajos, Alemania, Luxemburgo, Reino Unido, Noruega, Dinamarca, Suecia y Finlandia) dentro de las actuaciones llevadas a cabo para alcanzar el mercado único europeo de la energía. En una primera fase y hasta mayo de 2014, el acoplamiento tuvo lugar imponiendo como condición una capacidad de interconexión nula en la interconexión, por lo que se mantuvo de forma transitoria, en paralelo, la ejecución de las subastas explícitas diarias.

la liquidación de los mismos, se realizó a través de la plataforma del mercado de derivados del MIBEL y su Cámara de Contrapartida Central, respectivamente.

Gráfico 76. Acoplamiento del mercado diario: evolución anual del porcentaje de horas con precio inferior, igual y superior en España y Portugal



Fuente: CNMC

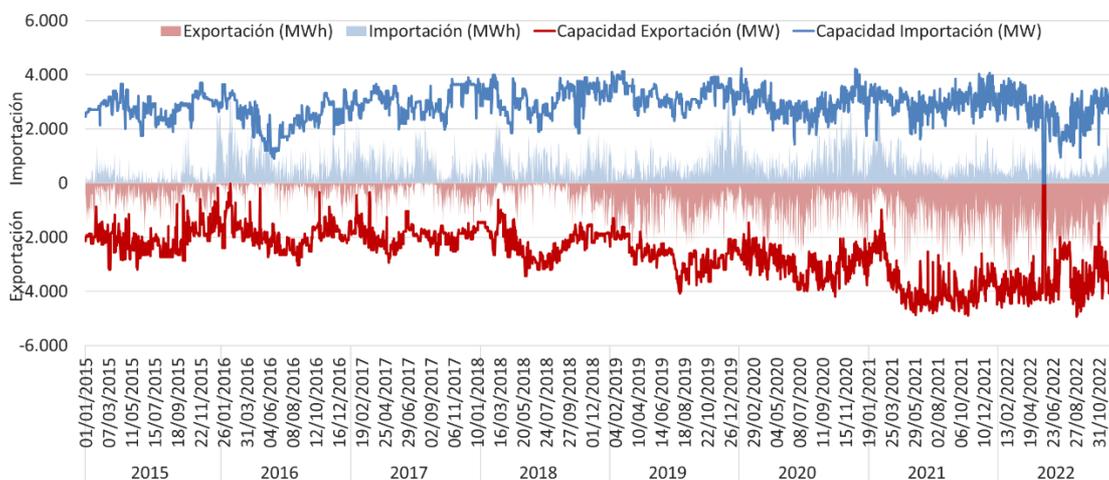
Cuadro 14. Diferencia de precios del mercado diario en zona española y portuguesa. €/MWh

Años	Precio medio aritmético Mercado diario España	Precio Medio aritmético Mercado diario Portugal	Media aritmética de la diferencia
Jul –Dic 2007	42,2	52,2	9,98
2008	64,4	70	5,55
2009	37	37,6	0,67
2010	37	37,3	0,32
2011	49,9	50,5	0,53
2012	47,2	48,1	0,84
2013	44,3	43,6	-0,61
2014	42,1	41,9	-0,28
2015	50,3	50,4	0,1
2016	39,7	39,4	-0,23
2017	52,2	52,5	0,24
2018	57,3	57,5	0,16
2019	47,7	47,9	0,19
2020	34	34	0,03
2021	111,9	112	0,08

Años	Precio medio aritmético Mercado diario España	Precio Medio aritmético Mercado diario Portugal	Media aritmética de la diferencia
2022	167,5	167,9	0,37

Fuente: CNMC

Gráfico 77. Capacidad de la interconexión entre España y Portugal y utilización media diaria



Fuente: CNMC

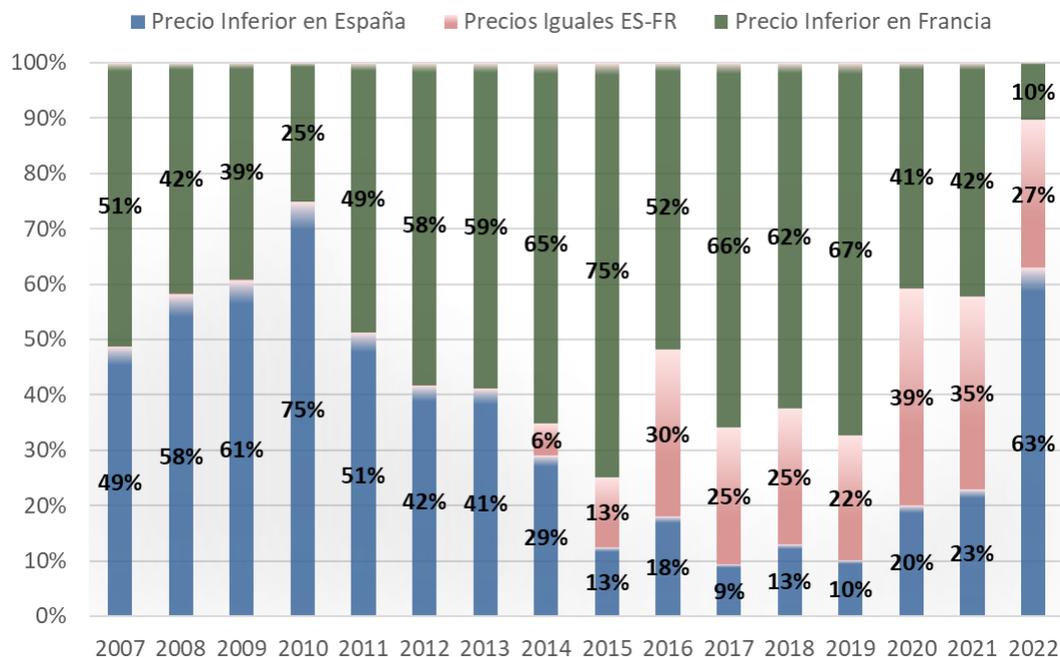
Nota:

Puesta en servicio en enero de 2015 de la Línea de 400 kV Puebla de Guzmán-Tavira.

Interconexión con Francia

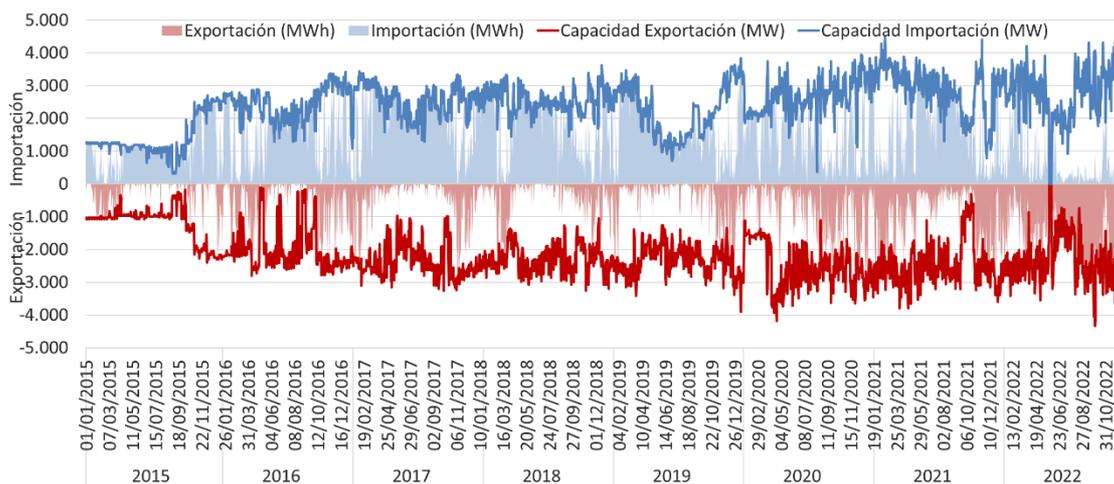
Hasta el 13 de mayo de 2014, la gestión de la interconexión con Francia se resolvía a través de subastas explícitas de capacidad gestionadas por el operador del sistema francés y español. A partir de entonces, la gestión de la interconexión se realiza en el ámbito del largo plazo, a través de subastas explícitas de capacidad y, en el ámbito diario, a través del mecanismo de acoplamiento de los mercados diarios (Multi Regional Coupling -MRC-). Las subastas explícitas de capacidad son gestionadas por una plataforma suprarregional de subastas (desde junio de 2015 JAO- Joint Allocation Office-, antes de junio de 2015, CASC.EU.). Las subastas diarias son gestionadas por el Operador del Mercado (OMIE) junto con el resto de operadores europeos incluidos en el proyecto MRC.

Gráfico 78. Acoplamiento de mercados: evolución anual del porcentaje de horas con precio inferior, igual y superior en España y Francia



Fuente: CNMC

Gráfico 79. Capacidad de la interconexión entre España y Francia y utilización media diaria



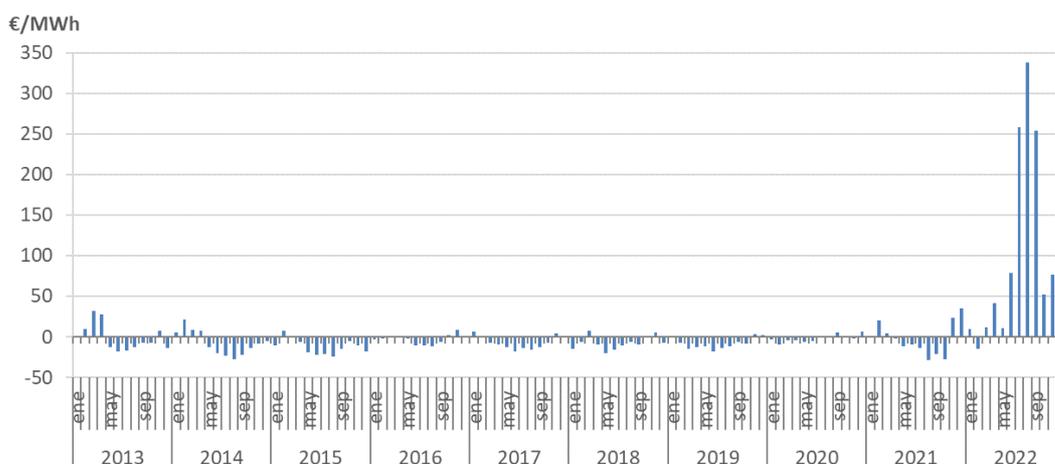
Fuente: CNMC

Nota: Entrada en octubre de 2015 de la nueva línea de 400 kilovoltios (kV) en corriente continua que une Santa Llogaia y Baixas. En junio de 2017 se ha puesto en servicio el desfaseador de Arkale en la línea de interconexión de 220 kilovoltios (kV) entre la

subestación de Arkale (Oyarzun, Guipúzcoa) y Argia (Francia), lo que permite aumentar la capacidad de intercambio entre España y Francia entre unos 200-500 MW.

Respecto a los precios resultantes de las subastas de la capacidad de intercambio, el precio marginal de la subasta anual de capacidad para el año 2022 en el sentido España > Francia fue igual a 33,77 €/MW, valor un 571% superior al precio de la capacidad en la subasta anual para el año 2021 (4,03 €/MW). En el sentido Francia > España, el precio marginal resultante fue igual a 6,21 €/MW, lo que representa un incremento de un 42,4% respecto al registrado en ese sentido de flujo en la subasta anual para 2021 (4,36 €/MW). Este precio se negoció el 2 de diciembre de 2022 y, por tanto, tuvo en cuenta la notable necesidad de exportación de electricidad desde España hacia Francia por la crisis de su parque nuclear. El precio máximo de la capacidad asignada en las subastas mensuales en el sentido España > Francia se disparó desde junio de 2022 y alcanzó su máximo en el mes de septiembre con un valor de 343,5 €/MW. En el sentido Francia > España el precio máximo se alcanzó en marzo con 4,68 €/MW y llegó a ser prácticamente nulo en agosto, septiembre y octubre de 2022 por la avidez a la exportación de electricidad desde España hacia Francia por las circunstancias ya comentadas.

Gráfico 80. Diferencia de precio del mercado diario entre zonas de precio francesa y española (FR-ES)

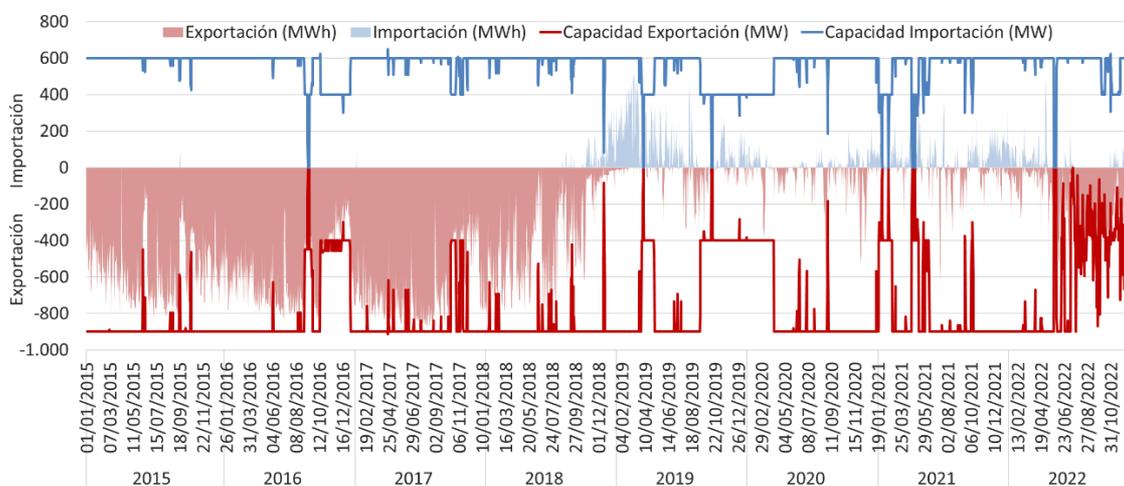


*Nota: Se muestra la media mensual de las diferencias horarias.
Fuente: REE, CNMC*

Nota: Desde el 14 de junio de 2022 entró en vigor el mecanismo de ajuste

Interconexión con Marruecos

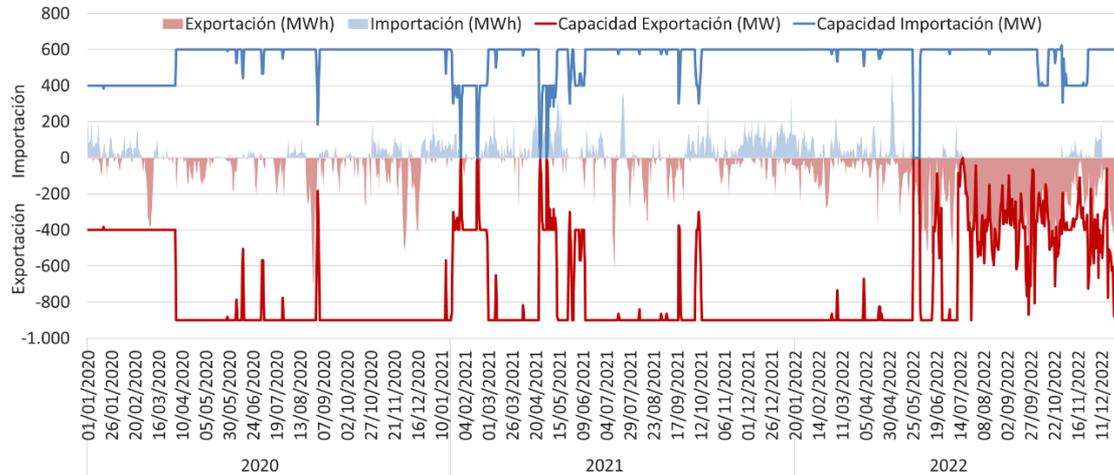
Gráfico 81. Capacidad y utilización de la interconexión entre España y Marruecos



Fuente: CNMC

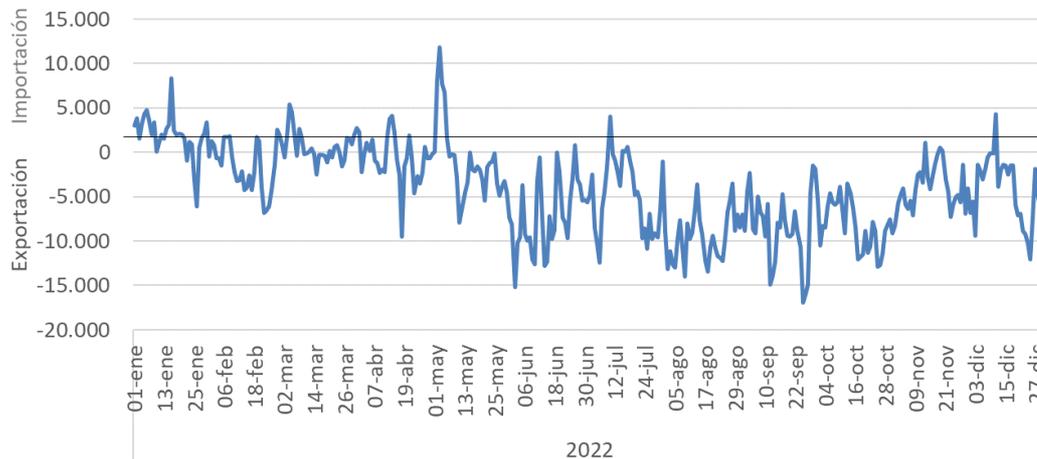
En 2021 el flujo de la interconexión fue variando a lo largo del año, aunque fue mayoritariamente importador.

Gráfico 82. Capacidad y utilización de la interconexión entre España y Marruecos. Enero 2020 – diciembre 2022



Fuente: CNMC

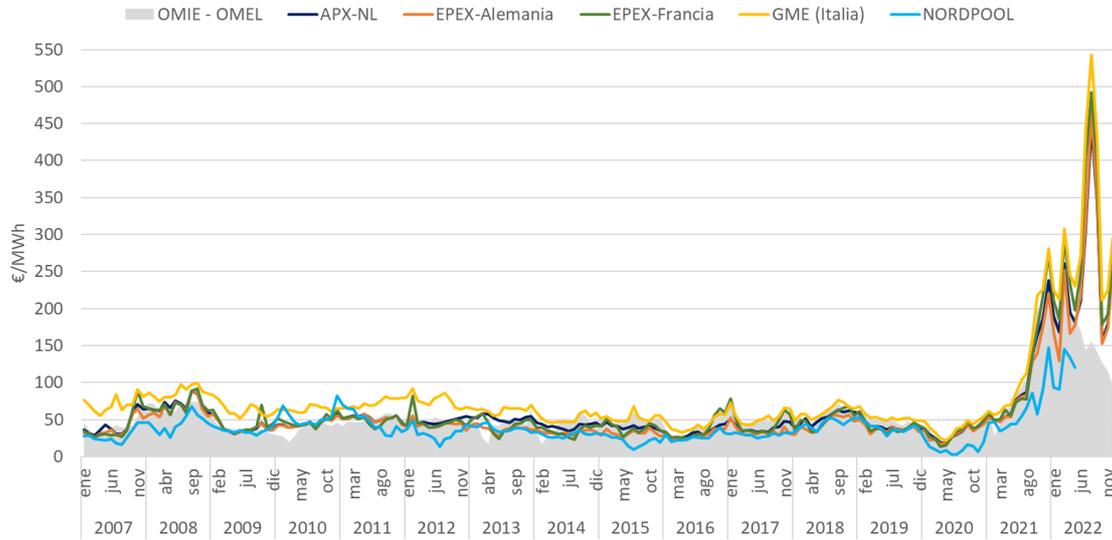
Gráfico 83. Saldo medio diario del flujo de la interconexión entre España y Marruecos durante 2022



Fuente: CNMC

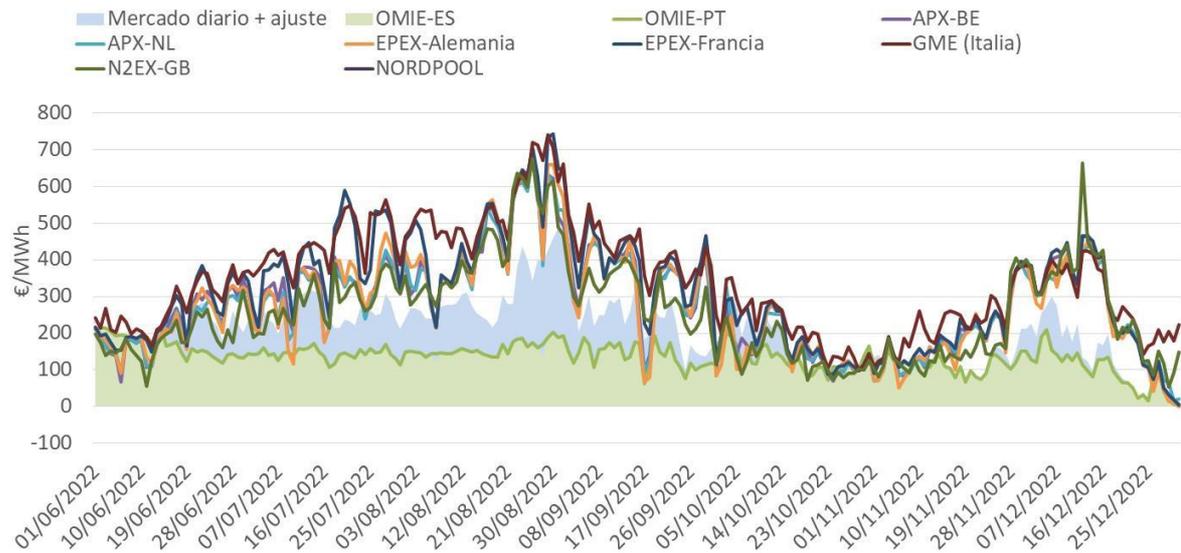
MIBEL y otras referencias europeas

Gráfico 84. Evolución de los precios del MIBEL y del resto de mercados europeos



Fuente: Mercados europeos y CNMC
Nota: Nordpool dejó de publicar su índice en junio de 2022.

Gráfico 85. Evolución del precio del mercado diario mayorista de electricidad en los diferentes mercados europeos junto con el coste de la financiación del mecanismo de ajuste del RDI 10/2022 que soportan los consumidores no exentos de su financiación en España (precios en barras de central)



Fuente: Mercados europeos y CNMC
Nota: Nordpool dejó de publicar su índice en junio de 2022

ANEXO I: FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En el mercado de producción de energía eléctrica no existe un único mercado de electricidad sino una secuencia de mercados en diferentes horizontes de tiempo cuyo objetivo es lograr una mayor eficiencia en la asignación y valoración de los recursos. En función del horizonte de entrega al que se refiera el mercado, se trata de mercados de largo plazo, en los que la energía se negocia con mucho tiempo de antelación, de mercados diario e intradiarios (conocidos como mercados de contado o spot), donde la energía se negocia para el día siguiente o para el propio día y, de mercados de ajuste (servicios para la operación del sistema), donde la energía se negocia cerca del tiempo real y tiene una finalidad más operativa del sistema que de transacción económica entre sujetos.

Adicionalmente al horizonte de entrega, hay otras dos cuestiones que se deben tener en cuenta en los mercados eléctricos:

Localización: Los flujos de electricidad deben respetar unas restricciones técnicas de la red.

Flexibilidad: La capacidad de respuesta que tiene cada generador o consumidor es diferente.

De lo anterior, se concluye que el mercado de electricidad es no solo negociación de energía, sino también de capacidad de las redes y de flexibilidad de los sujetos e instalaciones, valores que se transaccionan en varios mercados hasta el tiempo real.

Por otra parte, la electricidad puede ser negociada tanto en mercados organizados como no organizados (acuerdos bilaterales). Los mercados a plazo constan de ambos conceptos: el mercado organizado de derivados, gestionado por OMIP en la península ibérica, y los mercados no organizados denominados OTC (Over The Counter). Los tipos de productos financieros que se negocian en el mercado a plazo organizado están normalizados y su cámara de compensación es OMIClear. La negociación y contratación en los mercados OTC se hace directamente entre las partes, sin cámara de compensación, y los contratos no están normalizados.

Los mercados de contado son organizados. En ellos, se programa el suministro y el consumo con cierta antelación atendiendo a criterios económicos, mientras que los servicios de ajuste gestionan reservas para que el sistema pueda responder a variaciones de energía en tiempo real con la finalidad de garantizar

la seguridad de suministro. Estos mercados se organizan en torno a unas reglas de mercado y procedimientos de operación, derivados de los desarrollos regulatorios que tienen lugar tanto a nivel europeo como nacional¹⁹.

Los mercados eléctricos de contado ibéricos son gestionados por el Operador del Mercado (OMI-Polo Español S.A, OMIE), negociándose la energía entre compradores y vendedores atendiendo a criterios económicos, es decir, sin tener en cuenta las restricciones en la red. En este caso, son los propios agentes quienes definen la oferta (producción) y la demanda (consumo). Por otra parte, los servicios de ajuste son gestionados por el Operador del Sistema eléctrico (Red Eléctrica de España, REE) quien establece de una manera centralizada el volumen de servicios de ajuste (reserva de potencia y energía) necesarios para que el sistema pueda operar en todo momento en condiciones de seguridad.

Por lo tanto, para que el sistema pueda operar, OMIE y REE se coordinan, tomando más relevancia los servicios de ajuste y las actuaciones de REE conforme se aproxima la transacción física de energía.

Mercados de electricidad a plazo

Los mercados a plazo, o de futuros, permiten a los agentes gestionar sus riesgos. Con esa finalidad, los agentes negocian contratos sobre volúmenes de electricidad con períodos de entrega a futuro de distinta duración (meses, trimestres o años) a un precio determinado.

Contratos bilaterales adaptados a las necesidades de los agentes compradores y vendedores, y con entrega física de la energía o con liquidación financiera por diferencias (pago/cobro de la diferencia entre el precio del mercado diario y un cierto valor pactado en el contrato; sin entrega física de la energía).

Contratación a través de mercados organizados, subastas organizadas o bilateralmente entre los agentes (el conocido como mercado “over the counter”

¹⁹ Para más detalles sobre el proceso de desarrollo normativo de los mercados de electricidad, ver el capítulo de contexto normativo europeo del Anexo II de este informe.

A nivel nacional, ver las reglas del mercado diario e intradiario y los procedimientos de operación del sistema:

<https://www.cnmc.es/ambitos-de-actuacion/energia/regulacion-de-mercado-y-procedimientos-de-operacion>

u OTC, no organizado, en el que los agentes cierran transacciones a través de intermediarios o brokers). En España, el mercado organizado de futuros eléctricos del Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL) es gestionado por OMIP (<http://www.omip.pt/>).

Mercados de electricidad de contado gestionados por el Operador del Mercado (OMIE)

En España existen dos mercados de electricidad de contado que permiten a los agentes llevar a cabo transacciones de energía respondiendo a criterios económicos: el mercado diario les permite negociar la mayor parte del volumen de compraventa que no haya sido contratado a plazo y el mercado intradiario les permite ajustar sus posiciones comerciales a medida que se acerca la hora de entrega en base a mejores estimaciones sobre su producción o demanda.

Por lo general, los agentes que participan en los mercados eléctricos mayoristas son, por el lado de la demanda, comercializadoras y consumidores directos. Por el lado de la oferta participan las unidades de generación y de bombeo. Sin embargo, merece la pena hacer notar que la introducción de instalaciones híbridadas y los almacenamientos (baterías), así como la flexibilidad de la demanda, asociados todos ellos al proceso de transición energética, está cambiando los roles de los sujetos.

El mercado diario es un referente en España, ya que en él se transacciona el mayor volumen de electricidad. En este mercado, el día anterior a la fecha de entrega, compradores y vendedores realizan ofertas de compra y de venta de electricidad para cada una de las horas del día siguiente. Es un mercado marginalista en el que el precio y el volumen de contratación en cada hora se establecen a partir del punto de equilibrio entre la oferta y la demanda siguiendo un criterio puramente económico. El gestor de este mercado es el OMIE.

Las ofertas que presentan los generadores en el mercado diario pueden ser de dos tipos: simples o complejas. En las ofertas simples los agentes vendedores indican el precio al que están dispuestos a producir cada unidad de energía²⁰ de su unidad de generación. En las ofertas complejas los generadores pueden incluir condiciones adicionales, como por ejemplo un ingreso mínimo a lo largo

²⁰ Un sujeto puede diferenciar en una misma oferta hasta 25 tramos de energía (MWh) y precio (€/MWh) para una central de producción o instalación de consumo.

del día que la central debe de percibir para ser despachada en el mercado diario, un gradiente de carga, una condición de indivisibilidad de la oferta o con parada programada.

El mercado diario español se encuentra acoplado con el resto de mercados europeos y su casación resulta de la aplicación del algoritmo europeo conocido como Euphemia, que minimiza el coste del despacho del mercado diario, sujeto a todas las condiciones complejas que los generadores incorporan en sus ofertas, así como respetando la limitación de la capacidad de las interconexiones entre las distintas zonas de precio interconectadas.

El mercado intradiario permite a los agentes realizar los ajustes necesarios a sus ofertas dentro de las 24h del mismo día de entrega, con el objetivo de ajustar sus programas de generación o consumo a sus mejores previsiones. Existen dos tipos de mercado intradiario: subastas y continuo. El intradiario de subastas tiene ámbito ibérico (MIBEL) y su funcionamiento es muy similar al mercado diario, siendo un mercado marginalista donde la casación entre las curvas de oferta y demanda responde únicamente a criterios económicos. Se organiza en seis subastas, que abarcan distintos ámbitos temporales de entrega de la energía. El mercado intradiario continuo es de ámbito europeo y permite negociar transacciones de forma continua a lo largo de toda la jornada. Estos mercados intradiarios también son gestionados por el OMIE.

Servicios de Ajuste del Sistema, gestionados por el Operador del Sistema²¹

La programación de generación y consumo resultante de las transacciones comerciales entre agentes en los mercados de electricidad descritos arriba no garantiza la viabilidad técnica de la misma a través de la red eléctrica en las condiciones de seguridad necesarias.

Con la finalidad de garantizar la viabilidad y seguridad del sistema eléctrico en todo momento, REE se encarga de gestionar los llamados servicios de ajuste. Estos se definen como aquellos mercados gestionados por el Operador del Sistema que tienen por finalidad adaptar los programas de las unidades de producción, resultantes de la participación de los sujetos en las distintas

²¹ Ver la web de REE para una descripción más detallada del funcionamiento de los servicios de ajuste (<https://www.esios.ree.es/es/documentacion/>)

plataformas de contratación de energía, para garantizar el cumplimiento de las condiciones de seguridad y calidad requeridas para el suministro de energía eléctrica. De este modo, el Operador del Sistema (OS) se encarga de determinar las necesidades de estos servicios en cada momento y de asignar dichas necesidades entre las unidades de generación, demanda o almacenamiento habilitadas para prestarlos. Para llevar a cabo dicha asignación, el OS recibe ofertas de los agentes habilitados para la prestación de cada servicio y las asigna con el objetivo de satisfacer su demanda al mínimo coste posible.

Los servicios de ajuste del sistema comprenden la resolución de restricciones técnicas (incluyendo la gestión de congestiones), los servicios de balance (reserva de sustitución, regulación primaria, secundaria y terciaria) y los servicios de no frecuencia (control de tensión y arranque autónomo):

El servicio de resolución de restricciones técnicas permite ajustar el programa de producción resultante de la casación del mercado diario o intradiario y bilaterales con la finalidad de que éste sea técnicamente viable. Esto es, la programación resultante de los mercados diario e intradiario puede no ser viable técnicamente debido a restricciones físicas en la red de transporte (congestión en algunos nudos, valores inadmisibles de tensión, etc.). En este sentido, a través de este proceso el Operador del Sistema elimina las restricciones técnicas identificadas mediante cambios topológicos de la red, la aplicación de redespachos de energía a subir y/o a bajar, el establecimiento de limitaciones a subir o bajar en el programa de determinadas unidades, o la predisposición a una reducción de carga, entre otros.

Regulación frecuencia-potencia: banda y energía de regulación secundaria y energía de regulación terciaria y reserva de sustitución. La regulación frecuencia-potencia tiene por objeto el mantenimiento del equilibrio (balance) generación-consumo.

El servicio de regulación secundaria corrige el desvío instantáneo respecto al programa neto de intercambio en potencia del Bloque de Control “España”, y el desvío de la frecuencia respecto al valor de consigna establecido (normalmente 50 Hz). Su horizonte temporal de actuación alcanza desde los 20 segundos hasta los 15 minutos. Este servicio es retribuido mediante mecanismos de mercado por dos conceptos: disponibilidad (banda de regulación) y utilización (energía).

Se define la banda de regulación secundaria del sistema como el margen de variación de la potencia en que el generador puede actuar automáticamente y en los dos sentidos, partiendo del punto de funcionamiento en que se encuentre en cada instante. El margen de potencia en cada uno de los dos sentidos se

conoce como reserva o banda a subir o a bajar. La utilización de energía de regulación secundaria se realiza de forma automática como consecuencia del seguimiento en tiempo real de los requerimientos de regulación, distribuyéndose entre las diferentes zonas de regulación, de acuerdo con la asignación de banda de regulación secundaria resultante de la asignación de ofertas, el día anterior, a través del correspondiente mercado. La energía de regulación secundaria utilizada se valora al precio marginal de la energía de regulación terciaria que hubiera sido necesario programar en cada hora, tanto a subir como a bajar, para sustituir este uso neto de energía de regulación secundaria.

La regulación terciaria tiene por objeto la restitución de la reserva de regulación secundaria que haya sido utilizada y el ajuste del equilibrio generación-demanda en periodos no superiores a una hora. La reserva de regulación terciaria está constituida por la variación máxima de potencia a subir o a bajar de los grupos del sistema que puede ser movilizada en un tiempo inferior a quince minutos. Es gestionado mediante mecanismos de mercado, estando la asignación del servicio basada en criterios de mínimo coste y estableciéndose para cada hora precios marginales diferenciados para la reserva de regulación terciaria movilizada a subir y a bajar.

El proceso de reservas de sustitución para garantizar el equilibrio entre la producción y la demanda: servicio de balance de carácter potestativo gestionado y retribuido por mecanismos de mercado que tiene por objeto resolver los desvíos entre generación y consumo que pudieran identificarse con posterioridad al cierre del mercado intradiario y mantener el nivel adecuado de reservas de energías de recuperación de la frecuencia (regulación secundaria y terciaria) para hacer frente a desequilibrios adicionales del sistema. Su programación se realiza con una antelación de 30 minutos respecto a la hora de suministro y es gestionado a través de una plataforma de ámbito europeo, es decir, las ofertas se comparten en todo el territorio de la unión. Este servicio se encuentra en funcionamiento en España desde marzo de 2020, en sustitución del anterior proceso de gestión de desvíos, que era de ámbito nacional.

Programas de producción

Los principales programas de producción y asignaciones de reserva de potencia que se citan en este documento son los siguientes:

Programa diario base de funcionamiento (PDBF): Es el programa de energía diario, con desglose horario, de las diferentes unidades de programación correspondientes a ventas y adquisiciones de energía en el sistema eléctrico

peninsular español. Este programa es establecido por el Operador del Sistema (OS) a partir del programa resultante de la casación del mercado diario (PDBC) comunicado por el Operador de Mercado (OM), y la información de ejecución de contratos bilaterales con entrega física declarada por los sujetos.

Programa diario viable provisional (PDVP): Es el programa diario de unidades de programación correspondientes a ventas y adquisiciones de energía en el sistema eléctrico peninsular español, con desglose horario, que incorpora las modificaciones introducidas en el PDBF para la resolución de las restricciones técnicas identificadas en aplicación de los criterios de seguridad y las modificaciones necesarias para el reequilibrio generación-demanda posterior.

Asignación de reserva (banda) de regulación secundaria: Proceso de asignación de ofertas de reserva de regulación secundaria, realizado por el OS el día D-1 para garantizar la disponibilidad el día D de la reserva de regulación secundaria a subir y a bajar necesaria por razones de seguridad del sistema.

Programa horario final (PHF): Es el programa establecido con posterioridad a cada una de las sucesivas sesiones del mercado intradiario y del mercado intradiario continuo, de las unidades de programación correspondientes a ventas y adquisiciones de energía en el sistema eléctrico peninsular español, como resultado de la agregación de todas las transacciones firmes formalizadas para cada periodo de programación como consecuencia del programa diario viable y de la casación de ofertas en el mercado intradiario.

Programa horario operativo (P48): Es el programa operativo de las unidades de programación correspondientes a ventas y adquisiciones de energía en el sistema eléctrico peninsular español que el OS establece en cada periodo de programación hasta el final del horizonte diario de programación. El programa horario operativo incorporará todas las asignaciones y redespachos de programa aplicados por el OS hasta su publicación, 15 minutos antes del inicio de cada hora.

Pagos por capacidad

El diseño del mercado eléctrico puede incluir un sistema retributivo regulado que complementa el ingreso que se produce en el mercado eléctrico con el objeto de establecer una señal económica para incentivar la entrada de nueva capacidad en el mercado y para evitar el cierre de aquellas instalaciones que garantizan la seguridad del suministro eléctrico. A tales efectos, se encuentran definidos unos pagos por capacidad que reciben los generadores que cumplen los requisitos para participar como proveedor del servicio de seguridad de suministro en el

medio y largo plazo. Bajo el concepto de pagos por capacidad, la regulación española contempla dos tipos de servicio: el incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo y el servicio de disponibilidad a medio plazo. A partir de julio de 2018, se eliminó la aplicación del servicio de disponibilidad. El mecanismo de capacidad vigente se encuentra en revisión²². Cualquier mecanismo de este tipo requiere autorización de la Comisión Europea, por ser considerados ayudas de Estado.

²² Con fecha 23 de abril de 2021 se recibió por parte del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico el [Proyecto de Orden](#) por la que se crea un mercado de capacidad en el sistema eléctrico español, que fue informado por la CNMC con fecha 22 de julio de 2021 mediante el Informe ([IPN/CNMC/011/21](#)) sobre el citado Proyecto.

ANEXO II: CONTEXTO Y DESARROLLO NORMATIVO EUROPEO

El marco normativo que regula el mercado eléctrico español se encuentra afectado de manera muy relevante por los desarrollos regulatorios comunitarios, cuyo objetivo es la integración progresiva de los mercados mayoristas de electricidad en la Unión Europea²³.

En 2019 la Unión Europea adoptó el Clean Energy Package (Energía limpia para todos los europeos), un paquete normativo para la transición energética, compuesto por varias directivas y reglamentos: Directiva de eficiencia energética en edificios (Directiva 2018/844), Directiva de eficiencia energética (Directiva 2018/2002), Directiva de fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables (Directiva 2018/2001), Reglamento sobre la gobernanza de la unión de la energía y de la acción por el clima (Reglamento 2018/1999), Directiva sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad (Directiva 2019/944), Reglamento relativo al mercado interior de la electricidad (Reglamento 2019/943), Reglamento sobre la preparación frente a los riesgos en el sector de la electricidad (Reglamento 2019/941) y Reglamento por el que se crea la Agencia de la Unión Europea para la Cooperación de los Reguladores de Energía (Reglamento 2019/942).

Con la entrada en vigor del Reglamento (UE) 2019/942 del Parlamento Europeo y del Consejo de 5 de junio de 2019 por el que se crea la **Agencia de la Unión Europea para la Cooperación de los Reguladores de la Energía**, a partir del 25 de junio de 2019, se dota a la Agencia con más competencias en materia de aprobación de metodologías en desarrollo de los reglamentos, códigos de red y directrices, por lo que gran parte de las metodologías que fueron aprobadas durante 2020 y 2021, lo fueron mediante Decisiones de la Agencia.

En este contexto, cabe destacar que además de seguir participando en el desarrollo de la normativa europea cuya aprobación corresponde a las

²³ En este sentido, y como en años anteriores, los avances conseguidos hasta la fecha en materia de integración de mercado son analizados y puestos de manifiesto en el llamado “Market Monitoring Report”, que publica ACER (Agencia para la Cooperación de los Reguladores de la Energía). <https://www.acer.europa.eu/electricity/market-monitoring-report>

autoridades reguladoras nacionales, en el marco del ERF (Energy Regulator's Forum), la CNMC participa activamente en la toma de las decisiones que corresponden a la agencia ACER, mediante su voz y voto en el Board of Regulators de la Agencia, así como formando parte de los distintos grupos de trabajo que abordan cada una de las materias. En este sentido, se pueden consultar todas las Decisiones, con sus respectivos anexos y metodologías que aprueban, en el siguiente enlace:

https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Pages/Individual-decision.aspx

Por otro lado, la **CNMC** desarrolla, la implantación nacional de la normativa derivada del tercer paquete y de la reforma europea del mercado eléctrico acometida en el paquete de medidas conocido como “Energía limpia para todos los europeos”²⁴ antes citado. En el siguiente enlace se encuentra un recopilatorio de la regulación del mercado de electricidad en el que pueden consultarse todas las resoluciones de la CNMC en la materia:

<https://www.cnmc.es/ambitos-de-actuacion/energia/regulacion-de-mercado-y-procedimientos-de-operacion>

Por su parte, el **Operador del Sistema español, Red Eléctrica de España**, participa en el desarrollo de las metodologías y procedimientos, así como en la elaboración de consultas públicas, derivados de las directrices de mercado europeas, tanto por iniciativa propia a nivel nacional como a través de ENTSOE –Red Europea de Gestores de la Red de Transporte, por sus siglas en inglés- de la cual forma parte. En este sentido, cabe destacar la Hoja de Ruta de implantación de la directriz de balance eléctrico (EB GL), que se puede consultar en el siguiente enlace:

<https://www.esios.ree.es/es/pagina/informacion-sobre-implementacion-de-los-codigos-de-red-de-mercados>

Igualmente, **el operador del mercado, OMIE**, aborda los desarrollos asociados al ámbito de los mercados diario e intradiario.

²⁴ <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans>

Con respecto al Reglamento sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía (**REMIT**), se ha mantenido la actualización de la Guía de ACER, la sexta edición, de fecha 22 de julio de 2021.

Los documentos relacionados con REMIT se pueden consultar en el siguiente enlace:

<https://documents.acer-remit.eu/category/all-documents/>

La **Unión Europea**, por su parte, en respuesta a las dificultades y a las perturbaciones del mercado mundial de energía causadas por la invasión rusa de Ucrania, adoptó el Plan RePOwer EU²⁵ el 18 de mayo de 2022. Su objetivo es poner fin a la dependencia de la UE con respecto a los combustibles fósiles rusos y hacer frente a la crisis climática. Las medidas del Plan se enfocan a:

- El ahorro de energía:
 - Mejorando las medidas de eficiencia energética, incluido el aumento del 9% al 13% del objetivo vinculante de eficiencia energética adoptado en el Pacto Verde Europeo para 2030 (Fit-for-55).
 - Lanzó una comunicación sobre ahorro de energía de la UE donde animó a los EEMM a lanzar campañas de concienciación a los hogares e industrias europeas para reducir el consumo, fomentar las ayudas fiscales para el ahorro, entre otras.
- La diversificación del suministro de energía:
 - Trabajando con socios internacionales para diversificar los suministros y garantizando unos niveles sin precedentes de importaciones de GNL e incrementos de gas por gasoductos no rusos.
- Despliegue acelerado de las energías renovables para sustituir a los combustibles fósiles en los hogares, la industria y la producción de electricidad:
 - Adopción de la Estrategia de energía solar de la UE, para duplicar la capacidad solar fotovoltaica de aquí a 2025 e instalar 600 GW de aquí a 2030.

25

<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2022%3A230%3AFIN&qid=1653033742483>

- Una iniciativa de energía solar en los tejados con la obligación legal de instalar paneles solares en nuevos edificios público, comerciales y residenciales.
- Duplicación de la tasa de despliegue de bombas de calor y medidas para integrar la energía geotérmica y solar térmica en los sistemas de calefacción urbana y comunitaria.
- Recomendación para acelerar el permiso de los grandes proyectos de energía renovable.
- Establecer unos objetivos de 10 millones de toneladas de producción de hidrógeno renovable y de 10 millones de importaciones para 2030, a fin de sustituir el carbón, el gas natural y el petróleo en la industria.
- Plan de acción de biometano con mayores incentivos financieros, entre otras medidas, para aumentar la producción a 35 millones de metros cúbicos de aquí a 2030.
- Reforma del diseño del mercado eléctrico: En relación con la situación de crisis energética y precios elevados, se ha iniciado un intenso proceso de evaluación de la necesidad de revisar el diseño del mercado eléctrico. Dicho proceso de evaluación, en el que han estado inmersos tanto Reguladores Nacionales como Estados miembros y distintos grupos de interés, ha desembocado en una propuesta de la Comisión Europea en marzo de 2023.

A nivel nacional y por parte de la CNMC, en 2022 se han aprobado diversas metodologías regionales, así como numerosas normas técnicas del mercado eléctrico y la operación del sistema (reglas, condiciones y procedimientos de operación). Todo ello orientado a la implementación nacional de la regulación europea, tanto los códigos de red desarrollados en el tercer paquete como los nuevos desarrollos derivados del paquete de energía limpia, con el objetivo de avanzar en la transición energética²⁶.

En el ámbito de integración del mercado interior europeo, destacó la aprobación de las condiciones aplicables a los servicios de no frecuencia y otros servicios para la operación del sistema eléctrico peninsular español entre los que se encuentra la resolución de restricciones técnicas. También durante 2022, entró en vigor la modificación de los procedimientos de operación del sistema para la

²⁶ <https://www.cnmc.es/ambitos-de-actuacion/energia/regulacion-de-mercado-y-procedimientos-de-operacion>

aplicación de la metodología ISH, cuyo objeto es la adaptación del cálculo del desvío al Reglamento de Balance (DCOOR/DE/005/21) y la modificación de los procedimientos de operación del sistema para el desarrollo del proyecto Programación QH, que tiene por objeto la adaptación de sistemas y procesos para la implantación de la programación cuarto-horaria en los mercados de operación del sistema

Adicionalmente, para hacer frente al episodio de precios elevados de este año, se han modificado los mecanismos de garantías ante el Operador del Mercado eléctrico (DCOOR/DE/013/21) y el Operador del Sistema eléctrico (DCOOR/DE/009/21) para, por una parte, adelantar los pagos y así reducir las garantías y con ello los costes de los sujetos, y, por otra parte, facilitar la detección temprana de posibles impagos al objeto de minimizar los daños.

Se relacionan en la tabla siguiente las principales decisiones tomadas por la CNMC en este ámbito:

DCOOR/DE/007/22	PROPUESTA DE NUEVO P.O. 3.11 Y ADAPTACIÓN DEL P.O. 3.2 PARA LA IMPLANTACIÓN DE DICHO SISTEMA.	13 Ene 2022
DCOOR/DE/021/18	DCOOR/DE/021/18 - PLATAFORMA EUROPEA DE INTERCAMBIO DE ENERGÍAS DE BALANCE PROCEDENTES DE RESERVAS DE RECUPERACIÓN DE LA FRECUENCIA DE ACTIVACIÓN MANUAL -MFRR IF-	27 Ene 2022
DCOOR/DE/022/18	PLATAFORMA EUROPEA DE INTERCAMBIO DE ENERGÍAS DE BALANCE PROCEDENTES DE RESERVAS DE RECUPERACIÓN DE LA FRECUENCIA DE ACTIVACIÓN AUTOMÁTICA - AFRR IF-	27 Ene 2022
DCOOR/DE/012/17	PROPUESTA REGIÓN SUROESTE DE EUROPA METODOLOGÍA COMÚN DE CÁLCULO DE CAPACIDAD DE INTERCAMBIO PARA LOS HORIZONTES DE	10 Feb 2022

DCOOR/DE/001/18	<u>PROPUESTA DE BLOQUES DE CONTROL FRECUENCIA-POTENCIA ÁREA SÍNCRONA DE EUROPA CONTINENTAL.</u>	24 Feb 2022
DCOOR/DE/014/21	<u>PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DEL ANEXO II DEL P.O. 7.2</u>	10 Mar 2022
DCOOR/DE/008/21	<u>PROPUESTA DE PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN ADAPTADOS A LA PROGRAMACIÓN CUARTO-HORARIA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO PENINSULAR ESPAÑOL</u>	17 Mar 2022
DCOOR/DE/017/17	<u>PROPUESTA DE LA REGIÓN SWE DE PROCEDIMIENTOS DE CONTINGENCIA EN EL HORIZONTE DIARIO -DAY-AHEAD FALLBACK PROCEDURES- .</u>	24 Mar 2022
DCOOR/DE/010/20	<u>PROPUESTA DE ESTABLECIMIENTO DE RCC</u>	30 Jun 2022
DCOOR/DE/004/22	<u>RESOLUCIÓN POR LA QUE SE APRUEBAN LAS CONDICIONES Y REQUISITOS PARA UN PROYECTO DE DEMOSTRACIÓN REGULADORIO DE CONTROL DE TENSIÓN</u>	28 Jul 2022
DCOOR/DE/009/21	<u>PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DE PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN 14.3. 14.1. Y 14.4. GARANTÍAS DE PAGO</u>	15 Sep 2022
DCOOR/DE/009/22	<u>CONDICIONES APLICABLES A LOS SERVICIOS DE NO FRECUENCIA Y REDESPACHOS POR RESTRICCIONES TÉCNICAS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO PENINSULAR ESPAÑOL</u>	08 Sep 2022
INF/DE/049/22	<u>RESOLUCIÓN POR LA QUE SE MODIFICA EL CRITERIO DE CÁLCULO DEL PRECIO FINAL MEDIO DE LA ENERGÍA EN EL MERCADO</u>	25 May 2022