



# INFORME DE SUPERVISIÓN DEL MERCADO PENINSULAR MAYORISTA AL CONTADO DE ELECTRICIDAD. AÑO 2020

IS/DE/013/21

**30 de septiembre de 2021**

[www.cnmc.es](http://www.cnmc.es)

1	RESUMEN	4
2	EVOLUCIÓN DEL MERCADO DE ELECTRICIDAD	12
2.1	Evolución de la demanda eléctrica	12
2.2	Evolución de la potencia instalada	13
2.3	Evolución de la producción eléctrica	14
2.4	Evolución del coste de la electricidad en el mercado diario y en los servicios de ajuste	16
2.5	Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF)	18
2.5.1	Evolución del despacho en el PDBF	18
2.5.2	Evolución del mix despachado en el PDBF y contratos bilaterales	19
2.6	Mercados intradiarios	20
2.6.1	Mercado intradiario de subastas	22
2.6.2	Mercado intradiario continuo	22
2.7	Los servicios de ajuste del sistema	24
2.7.1	Restricciones técnicas al programa base de funcionamiento	26
2.7.2	Banda de regulación secundaria y energía de regulación secundaria	27
2.7.3	Gestión de desvíos / Reservas de sustitución	30
2.7.4	Energía de regulación terciaria	32
2.7.5	Restricciones técnicas en tiempo real	34
2.8	Coeficientes de ajuste horarios sobre pérdidas	35
2.9	Mercados a plazo	37
2.10	Evolución de las emisiones de CO <sub>2</sub>	39
3	EVOLUCIÓN DEL NIVEL DE COMPETENCIA EN EL MERCADO DE PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD	40
3.1	Número de agentes en el mercado de generación	40
3.2	Análisis de la concentración del mercado	40
3.2.1	Programa Diario Base de Funcionamiento	42
3.2.2	Resolución de restricciones técnicas	45
3.2.3	Banda de Regulación Secundaria y Energía de Regulación Secundaria	47
3.2.4	Regulación Terciaria	48
3.2.5	Gestión de desvíos y RR	49
3.2.6	Programa horario operativo (P48)	50
3.3	Integración vertical (generación y comercialización)	56
3.4	Liquidez en el mercado diario e intradiario	59
3.5	Evolución del precio del Mercado diario	59
3.6	Evolución de la potencia indisponible	64
3.7	Comportamiento de las energías renovables y de la cogeneración en el mercado	64
3.8	Acoplamiento de mercados	68
ANEXO I: FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA		76
Mercados de electricidad de contado gestionados por el Operador del Mercado (OMIE)		77
Servicios de Ajuste del Sistema, gestionados por el Operador del Sistema		78

Programas de producción	80
Pagos por capacidad	81
<b>ANEXO II: CONTEXTO NORMATIVO EUROPEO</b>	<b>82</b>
<b>ANEXO III: IMPACTO DE LA PANDEMIA DE COVID-19</b>	<b>84</b>
Medidas extraordinarias COVID-19 con impacto en el sector energético	84
Real Decreto-ley 8/2020, de 17 de marzo, de medidas urgentes extraordinarias para hacer frente al impacto económico y social del COVID-19	84
Real Decreto-ley 11/2020, de 31 de marzo, por el que se adoptan medidas urgentes complementarias en el ámbito social y económico para hacer frente al COVID-19	85
Real Decreto-ley 23/2020, de 24 de junio, por el que se aprueban medidas en materia energética y en otros ámbitos para la reactivación económica	86
Real Decreto-ley 24/2020, de 26 de junio, de medidas sociales de reactivación del empleo y protección del trabajo autónomo y de competitividad del sector industrial	87
Medidas de ámbito específico	87

## **INFORME DE SUPERVISIÓN DEL MERCADO PENINSULAR MAYORISTA AL CONTADO DE ELECTRICIDAD. AÑO 2020**

### **1 RESUMEN**

#### Evolución del mercado de electricidad

El año 2020 estuvo fuertemente marcado por la crisis sanitaria global provocada por el COVID19, que alteró significativamente la vida de las personas y, por consiguiente, la economía, a través del impacto en los mercados que tuvo la drástica reducción en producción y consumo. En el caso del mercado de electricidad, durante el periodo de confinamiento, se redujo el consumo agregado un 19% en abril, un 15% en mayo y un 11% en junio respecto a los mismos meses del año anterior. Esto tuvo un efecto directo sobre el resto de variables del mercado que se analizan a continuación.

La demanda eléctrica del sistema peninsular en barras de central se situó en 237 TWh, un 5% inferior a la del año anterior, siendo esta variación atribuible a la evolución de la actividad económica afectada por la crisis sanitaria, al compensarse los efectos de laboralidad y temperatura, ambos del 0,1% y signo contrario. El PIB español se contrajo en 2020 un 11% y la intensidad energética – ratio que relaciona la demanda eléctrica y el PIB – aumentó en un 4,9%.

En cuanto a la generación eléctrica en 2020, la potencia del parque generador peninsular (105.683 MW) aumentó en 1 GW, principalmente debido a la instalación de nueva capacidad de generación renovable (4.735 MW) y al cierre de centrales térmicas de carbón (3.723 MW). En este sentido, el parque de generación eólica aumentó en 1.782 MW (un 7% respecto a 2019) y, el de fotovoltaica, en 2.953 MW (un 35% respecto a 2019). Por otro lado, las tecnologías que representaron una mayor cuota de generación eléctrica en 2020 fueron la nuclear (23%), la eólica (22%) y el ciclo combinado (16%), seguidos por la hidráulica (14%) y la cogeneración (11%). Respecto al año anterior, destacó la reducción de la cuota de generación con ciclo combinado (16% en 2020, frente a 21% en 2019) y con carbón (2% en 2020, frente al 4% de 2019), debido a la menor demanda registrada a causa de la crisis sanitaria y la mayor participación de la generación con tecnologías renovables. La cuota de la generación con tecnologías renovables se situó en 2020 en el 46% (39% en 2019), con especial relevancia en los meses de marzo, abril, mayo y diciembre. El hueco térmico, por su parte, se incrementó especialmente en los meses de julio, agosto y septiembre, ocupándose principalmente con generación de ciclos combinados, seguidos de la cogeneración.

El volumen negociado en el mercado diario en zona española fue de 175 TWh, representando el 74% de la demanda de energía eléctrica peninsular, lo que supone una reducción con respecto al año anterior de un 1,7%. En el mercado intradiario fueron negociados, en zona española, 34 TWh (29 TWh en el mercado

intradía de subastas y 5 TWh en el continuo), lo que representa un 14% de la demanda eléctrica peninsular y una reducción del 2,8% con respecto al año anterior. El volumen de energía negociada a través de contratos bilaterales, en su mayoría intragrupo, representó un 28% de la demanda eléctrica peninsular, un 4,7% menos que el año anterior, motivado principalmente por la reducción durante el confinamiento de la energía producida con energía nuclear asociada a estos contratos. Todo ello arroja un *churn rate*<sup>1</sup>, para 2020, del 116%.

Con una participación de tecnologías renovables superior al año anterior y una menor demanda, el precio medio final del mercado (considerando el mercado diario e intradía, así como el sobrecoste correspondiente a los servicios de ajuste, los pagos por capacidad y la interrumpibilidad) que soportó la demanda peninsular en el mercado MIBEL-Zona española en 2020 fue de 40,38 €/MWh, un 24% inferior al del año anterior. El componente que motivó esta reducción fue principalmente el precio del mercado diario, que pasó de 48,58 €/MWh en 2019 a 35,20 €/MWh en 2020. También se redujeron, respecto a 2019, los sobrecostes relativos a los mercados de balance (7%), e interrumpibilidad (97%). Por su parte, aumentaron los sobrecostes relativos a restricciones técnicas (112%).

Con respecto a la evolución del precio de los combustibles en 2020 que tienen un impacto directo sobre el precio de la electricidad en el mercado mayorista, el mercado del gas, se caracterizó por la reducción de la demanda debido a la crisis sanitaria global. En la Unión Europea y el Reino Unido la demanda de gas natural en 2020 cayó un 3,1% respecto de la del año anterior. Las variaciones más importantes se produjeron en abril y mayo, los meses con medidas de confinamiento más restrictivas, en las que la demanda de gas bajó hasta casi un 20% por debajo de la demanda del año anterior. Como consecuencia de la debilidad de la demanda, en 2020, los precios del gas en los mercados europeos cayeron a valores mínimos que no se registraban desde 2009. En los mercados spot de Holanda y el Reino Unido, el precio promedio anual en 2020 estuvo alrededor de los 9,5 €/MWh, más de un 30% inferior al precio de 2019.

Los precios mínimos se registraron a finales de mayo, con mínimos próximos a 3 €/MWh (situándose incluso por debajo del Henry Hub). Además de la caída de la demanda, el descenso de los precios de otras materias primas energéticas y las existencias de almacenamiento subterráneo por encima de la media fueron otros factores que contribuyeron a la bajada histórica del precio del gas natural.

Sin embargo, a partir del tercer trimestre los precios de los principales hubs europeos empezaron a recuperarse, ante una cierta mejora de la demanda y la reducción de las entregas de GNL a Europa. A finales de 2020, a consecuencia de una ola de frío que llevó a desviar varios cargamentos de GNL a Asia, los precios de gas en Europa continuaron su tendencia ascendente y se situaron por encima de los precios máximos de 2019.

---

<sup>1</sup> El *churn rate* es un indicador de liquidez de mercados que se calcula como la ratio entre el volumen de negociación de un determinado mercado y su demanda total.

Similarmente, la demanda global de carbón también se redujo en 2020 con motivo de la ralentización económica globalizada debido a la crisis sanitaria, si bien es un combustible con un peso cada vez menor para la generación de electricidad, representando la generación con centrales de carbón el 2% del total de energía producida en 2020. En su conjunto, el precio del carbón disminuyó en 2020 un 20% con respecto a 2019, pasando de 8 €/MWh en 2019 a 6 €/MWh en 2020. Así, con un precio de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> en 2020 similar al de 2019 (en torno a 24 €/t, si bien en 2019 se mantuvo estable alrededor de ese valor y en 2020 mostró una tendencia ascendente a partir del desplome de marzo), el coste medio de generación con carbón se redujo un 5% en 2020, en términos medios.

Ambas referencias, de carbón y gas natural, siguieron una tendencia similar durante el año 2020, bajista hasta mayo y alcista en la segunda mitad. Sin embargo, en lo que a costes de producción se refiere, la evolución no fue paralela ya que el impacto del precio del CO<sub>2</sub> es mayor en la generación con carbón. El coste de generación con carbón se mantuvo durante todo el año por encima del coste de generación con gas natural, como viene ocurriendo desde marzo de 2019. Así, el despacho de las centrales de carbón pasó a representar únicamente en 2020 un 0,7% de la energía programada en el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF: mercado diario más contratos bilaterales), mientras que, en 2019, su despacho representó un 3% y, en 2018, un 13%. También la cuota de los ciclos combinados en PDBF se redujo, pasando de un 15% en 2019 al 10% en 2020, sin resultar necesario, en la mayoría de los días, el despacho de todos los grupos disponibles; tan solo hubo 9 días en los que se despacharon más de 25 grupos de ciclo combinado (en torno al 50% de los grupos instalados) cuando en 2019, esta situación se dio en 56 ocasiones.

La mayor aportación renovable y la menor demanda derivada de la crisis sanitaria global provocó que el hueco térmico fuera nulo en algunos periodos de marzo y abril. Todo ello, junto con la reducción del precio de los combustibles, hizo que el precio del mercado diario descendiera durante la primera mitad de 2020 hasta situarse en torno a 5 €/MWh en mayo, incrementándose hasta alcanzar los 40-50 €/MWh a partir de septiembre, debido a la recuperación de la demanda de electricidad y de los combustibles.

Con respecto a los cobros por capacidad, se redujo el coste del mecanismo, pasando de 148 millones de euros en 2019 a 117 millones de euros en 2020, correspondiendo este importe íntegramente al incentivo a la inversión tras la modificación del servicio de disponibilidad en 2018 que dejó sin esta dotación a centrales hidráulicas y de bombeo a partir de enero de 2018 y a las térmicas a partir de julio<sup>2</sup>.

---

<sup>2</sup> Orden ETU/1133/2017, de 21 de noviembre, por la que se modifica la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.

Con respecto al coste del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad, este se redujo en 2020 a 4 millones de euros frente a los 186 millones de euros de 2019, como resultado del proceso de asignación del servicio a través de las subastas correspondientes. Esta reducción fue debida en primer lugar a que solo se convocaron las subastas del servicio para el primer semestre del año, pero también a que se redujo el volumen de potencia interrumpible subastada, así como que únicamente se adjudicó producto de 5 MW, lo que introdujo una mayor presión competitiva entre los proveedores<sup>3</sup>.

En el mercado intradiario (subastas + continuo) destacó la negociación de la comercialización libre y de la energía eólica con el 29% cada una de ellas del volumen total comprado, mientras que en ventas de energía destacaron las de los ciclos combinados (29%) y las de la eólica (22%). En el mercado intradiario continuo, puesto en marcha en junio del 2018, el volumen de ventas de energía en ámbito MIBEL fue de 6,5 TWh en 2020 y, por tecnologías, destacó la negociación de las energías procedentes de instalaciones de energía renovable, cogeneración y residuos (RECORE), la comercialización y la hidráulica, tanto en compras como en ventas, además del ciclo combinado en ventas.

El volumen de negociación del mercado intradiario de subastas en 2020 siguió concentrándose entre las tres primeras subastas que se celebran en el día D-1 –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 a la negociación en el mercado intradiario continuo, cabe destacar un incremento del volumen en un 67% con respecto al año anterior.

El precio medio aritmético del mercado intradiario de subastas en zona española en 2020 se situó en 34,48 €/MWh, similar al precio medio aritmético del mercado diario en zona española (33,96 €/MWh). El precio medio ponderado del mercado intradiario continuo en zona española fue de 35,50 €/MWh. El sobrecoste para la demanda por su participación en el mercado intradiario fue de -0,02 €/MWh.

En los servicios de ajuste del sistema, aumentó en un 11% el volumen de energía de balance utilizada y se programó un 39% más de energía para resolver restricciones técnicas a subir. Este incremento en la necesidad de programación de estas energías se debió fundamentalmente al menor despacho de centrales térmicas en el PDBF debido al cierre de centrales de carbón y a la reducción de la demanda, especialmente durante el periodo de confinamiento, lo que provocó, entre otras cosas, un incremento de los problemas de control de tensión. En cuanto a la programación de banda de secundaria, se registró en 2020 un volumen similar al del año anterior. Dentro de las energías de balance, en 2020 destaca el incremento que registra la programación de energía terciaria (28%).

---

<sup>3</sup> La última subasta para la asignación del servicio de interrumpibilidad se llevó a cabo en diciembre de 2019 y se asignó producto con entrega en el primer semestre de 2020. Se asignaron 1.000 MW con un coste de 4 M€. En las dos subastas por las que se asignaron el servicio de los dos semestres de 2019, se adjudicaron 2.600 MW y 2.340 MW, con un coste de 101 M€ y 95 M€, respectivamente.

La eliminación del servicio de reserva adicional a subir el 12 de noviembre de 2019 por el ajuste realizado en los procesos de operación para permitir la apertura del mercado intradiario a las 15:00h provocó que desapareciera el sobrecoste específico relativo a este servicio a partir de esa fecha. Actualmente, la necesidad de reserva adicional a subir se resuelve mediante la aplicación de redespachos por restricciones en tiempo real.

Cabe destacar, en 2020, con respecto a los servicios de ajuste del sistema, el inicio de la participación del sistema español en la plataforma para el intercambio de energías procedentes de reservas de sustitución (RR) a partir del mes de marzo, así como en la plataforma que gestiona el proceso de neteo de los desvíos (IN) a partir de octubre. El nuevo mercado RR, de ámbito europeo, sustituye al antiguo segmento nacional de Gestión de Desvíos y al mecanismo de intercambios internacionales bilaterales con terceros países BALIT. En el momento de la entrada del operador del sistema español en la plataforma, éste operaba aislado. En una segunda fase, y tras la entrada de más operadores a la plataforma, se dieron varios episodios de precios elevados que no suponían un resultado eficiente de mercado ya que no reflejaban una situación de escasez de energías de balance sino más bien una falta de experiencia en el uso de la plataforma por parte de los proveedores y fallos en la ejecución del algoritmo debido a su complejidad. Por todo ello, se habilitó al operador del sistema español a enviar necesidades elásticas<sup>4</sup> a la plataforma.

El sobrecoste de los servicios de ajuste del sistema, incluyendo la resolución de restricciones técnicas, que soporta la demanda, aumentó hasta los 2,54 €/MWh (1,47 €/MWh en 2019), destacando el incremento del sobrecoste de las restricciones técnicas al PDBF (86% respecto a 2019) y el de las restricciones técnicas en tiempo real (725% respecto a 2019). El incremento en el sobrecoste de estos servicios vino motivado principalmente por una mayor demanda, es decir, un mayor requerimiento para la resolución de restricciones técnicas y, a su vez, menor oferta debido al cierre de centrales de carbón. Además, el menor precio del mercado diario registrado en 2020 hizo que el sobrecoste con respecto al precio del mercado diario fuera mayor. El coste total de las restricciones técnicas en tiempo real se incrementó un 627% con respecto a 2019, motivado principalmente por el incremento de la programación de energía por insuficiente reserva a subir, que hasta noviembre de 2019 se venía resolviendo en el mercado de reserva adicional a subir.

Las tecnologías con una mayor participación en los servicios de ajuste en 2020 fueron el ciclo combinado y el carbón en la fase I de restricciones técnicas, la eólica, la cogeneración y la hidráulica en la fase II de restricciones técnicas, y los ciclos y la hidráulica y el bombeo en secundaria, terciaria y gestión de desvíos.

Con respecto a los mercados a plazo, en el año 2020 el volumen total negociado en los mercados a plazo fue de 234,9 TWh, un 9,2% mayor respecto al del año

---

<sup>4</sup> [https://www.cnmc.es/sites/default/files/3324321\\_2.pdf](https://www.cnmc.es/sites/default/files/3324321_2.pdf)



anterior, representando el 99% de la demanda eléctrica peninsular (86% en 2019). El precio medio de los contratos a plazo que se liquidaron en 2020, ponderado por el volumen liquidado en 2020 (220,5 TWh), ascendió a 46,04 €/MWh, superior en 11,60 €/MWh al precio medio spot ponderado por el volumen de estos contratos (ver Informe de la CNMC de seguimiento de mercados a plazo de energía eléctrica en España 2020 para mayor detalle).

### Nivel de competencia

Desde el punto de vista del nivel de competencia, 2020 siguió reflejando la facilidad de entrada al mercado eléctrico español, sobre todo por el lado de la demanda: el número de agentes generadores aumentó a 108 en 2020 (101 en 2019), mientras que el de agentes comercializadores pasó a 390 en 2020 (370 en 2019).

En cuanto a los niveles de concentración de la generación en el PDBF en zona MIBEL, Iberdrola mantuvo en 2020 una cuota del 20%, seguida por EDP con una cuota del 18% y Endesa con un 16%. Les siguieron Axpo (8%) y Naturgy (6%). Las cuotas de generación en PDBF son muy similares a las del año anterior, si bien el ligero aumento de la de Iberdrola (del 19% al 20%), y la reducción de la de Endesa (del 17% al 16%) y EDP (del 19% al 18%), se deben principalmente a la mayor programación en 2020 de energía hidráulica y del RECORE y menor participación de ciclos combinados y carbones. Las cuotas de Naturgy y Axpo se mantienen iguales a las de 2019 y, por su parte, la cuota de Repsol disminuyó del 5% en 2019 al 4% en 2020. El resto de empresas sumaron una cuota agregada cercana al 27%, entre las que destaca Acciona con un 5%.

Considerando únicamente las tecnologías marginales (carbón, ciclos, hidráulica y un 5% del RECORE), el nivel de concentración en zona MIBEL aumentó respecto a 2019, motivado principalmente por el incremento de la producción con centrales hidráulicas, que hicieron aumentar las cuotas de Iberdrola y EDP del 17% al 20% y del 27% al 31%, respectivamente. Disminuyó la cuota de Endesa del 17% en 2019 al 15% en 2020 por la reducción de la producción con centrales de carbón, a pesar de la mayor programación de su hidráulica.

La participación de RECORE en los servicios de ajuste del sistema aumentó considerablemente en 2020, pasando de proporcionar el 33% de la energía en los segmentos de fase II de restricciones técnicas, terciaria y gestión de desvíos en 2019, al 51% en 2020, siendo su participación mayor al 50% en los meses de abril, mayo, octubre y noviembre. Estas tecnologías proporcionaron en 2020 el 65% de la energía en la fase II de restricciones técnicas (52% en 2019), el 11% de la de terciaria (10% en 2019) y el 7% de la de gestión de desvíos y Reservas de sustitución (idéntico a 2019). A diciembre de 2020, se encontraban habilitadas para participar en la fase II de restricciones técnicas<sup>5</sup> un total de 18.008 MW

---

<sup>5</sup> Fase II de restricciones técnicas: Consiste en una fase de reequilibrio generación-demanda que tiene lugar el día anterior a la entrega, tras la fase I de restricciones técnicas: En esta fase, el OS procede a igualar los niveles de generación y consumo, que han quedado

(16.965 MW en 2019) correspondientes a RECORE; para participar en los servicios de ajuste de terciaria y gestión de desvíos, 15.374 MW (14.380 MW en 2019); y se encontraban en zona de regulación 10.651 MW (10.732 MW en 2019), de los que 1.815 MW (961 MW en 2019) estaban habilitados para participar activamente en la regulación secundaria. Por tecnologías de este tipo, el 55% de la potencia eólica se encuentran habilitada para participar en terciaria y gestión de desvíos y el 33% se encuentra en zona de regulación. Destaca en 2020 la habilitación de potencia solar fotovoltaica en regulación secundaria: el 7% de la potencia instalada fotovoltaica se encontraba, en 2020, habilitada para ello (0% en 2019), y el 13 % estaba en zona de regulación.

Cabe señalar que, de acuerdo con la información disponible en la CNMC, en 2020 la potencia RECORE instalada aumentó un 10% respecto al año anterior, hasta los 50 GW, de los cuales en torno al 32% es titularidad de las empresas tradicionales energéticas. Por otro lado, destacaron Acciona y Axpo con una cuota de potencia RECORE instalada (de su propia titularidad o representada por la empresa) del 11% y 13%, respectivamente.

El nivel de concentración en los servicios de ajuste del sistema en 2020 empeoró significativamente con respecto a 2019, con unos índices de concentración de Herfindahl HHI cercanos o incluso superiores al umbral de 3.000 en algunos segmentos; concretamente, supero los 3.000 en terciaria a subir y a bajar, y en gestión de desvíos y RR a bajar (cuando en 2019 se situó en valores inferiores a ese umbral). Este incremento del nivel de concentración vino motivado por la mayor programación hidráulica de 2020, tecnología cuya titularidad tiene una elevada concentración, que hizo aumentar la cuota de alguna empresa en estos segmentos, unido al cese de actividad de varios grupos de carbón, lo que hizo perder cuota a otros grupos empresariales. Aun así, continuó reduciéndose la cuota de participación del RECORE perteneciente a los grupos energéticos tradicionales en los mercados de gestión de desvíos y de regulación terciaria, representando el 47% en 2020, frente al 53% de 2019.

En cuanto al nivel de acoplamiento, en 2020 se mantuvo el elevado nivel de acoplamiento de los mercados español y portugués (96% de las horas con precios iguales en ambas zonas (95% 2019), con una diferencia media anual entre los precios de los dos países de 0,03 €/MWh (0,19 €/MWh en 2019). Respecto a la interconexión con Francia, en 2020 aumentó considerablemente el número de horas con precios iguales; se registraron los mismos precios en el 39% de las horas (22% en 2019). Del 61% restante, correspondiente a horas de desacoplamiento, un 41% fueron de precio inferior en zona francesa y, un 20%, de precio inferior en la española. En cuanto a Marruecos, el saldo de la interconexión volvió a ser principalmente exportador durante la mayor parte de 2020; durante 2019 había sido principalmente importador tras haberse invertido

---

desequilibrados en la fase I de restricciones. El OS elige las ofertas más económicas que, sin infringir ninguno de los criterios establecidos en la fase anterior, supongan un menor coste.

la tendencia a finales de 2018 con motivo de la mayor oferta de electricidad procedente de las nuevas centrales de carbón instaladas en territorio marroquí.

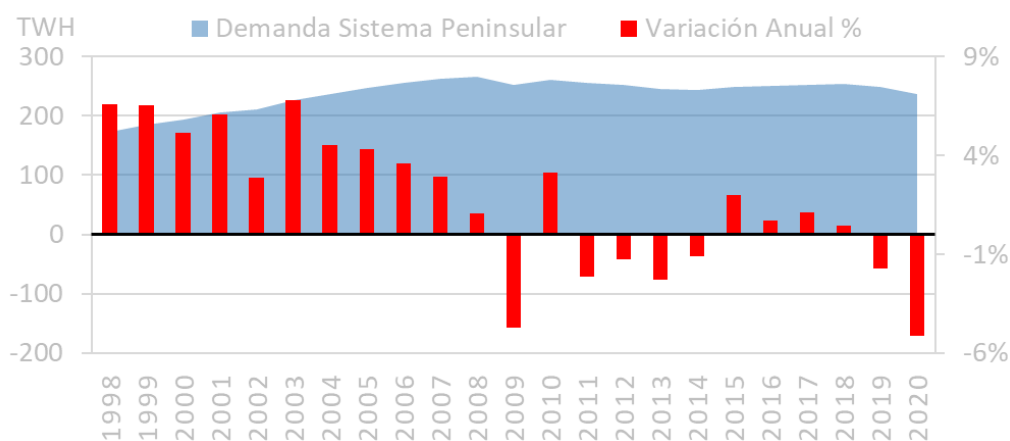
### Impacto medioambiental

En cuanto a las emisiones de CO<sub>2</sub>, en 2020 se redujeron las toneladas de CO<sub>2</sub> emitidas en el sector de la generación eléctrica en el sistema peninsular en un 28% respecto de las de 2019, debido a la mayor participación de energías limpias y a la reducción de la generación con centrales de carbón. En este sentido, cabe destacar el 55% de reducción de las toneladas emitidas por este tipo de centrales respecto a las de 2019.

## 2 EVOLUCIÓN DEL MERCADO DE ELECTRICIDAD

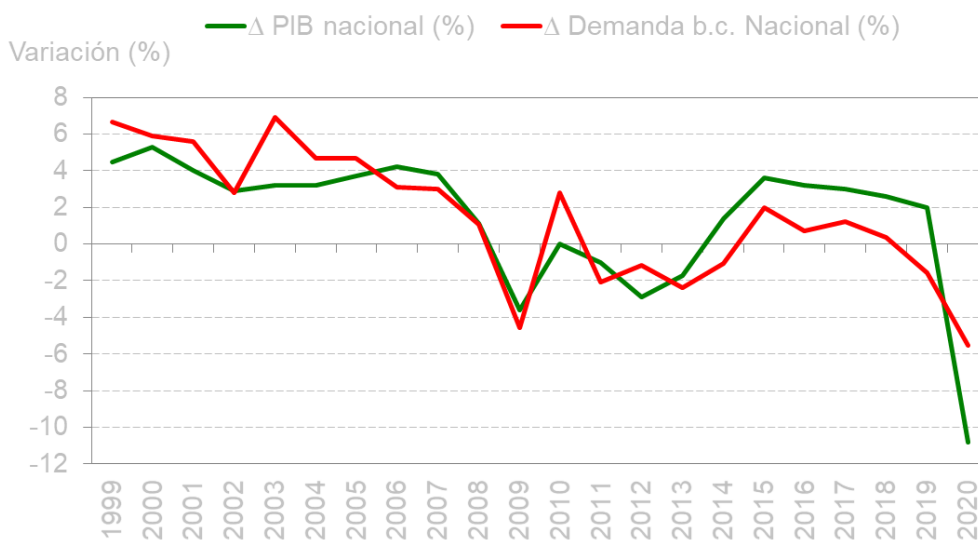
### 2.1 Evolución de la demanda eléctrica

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



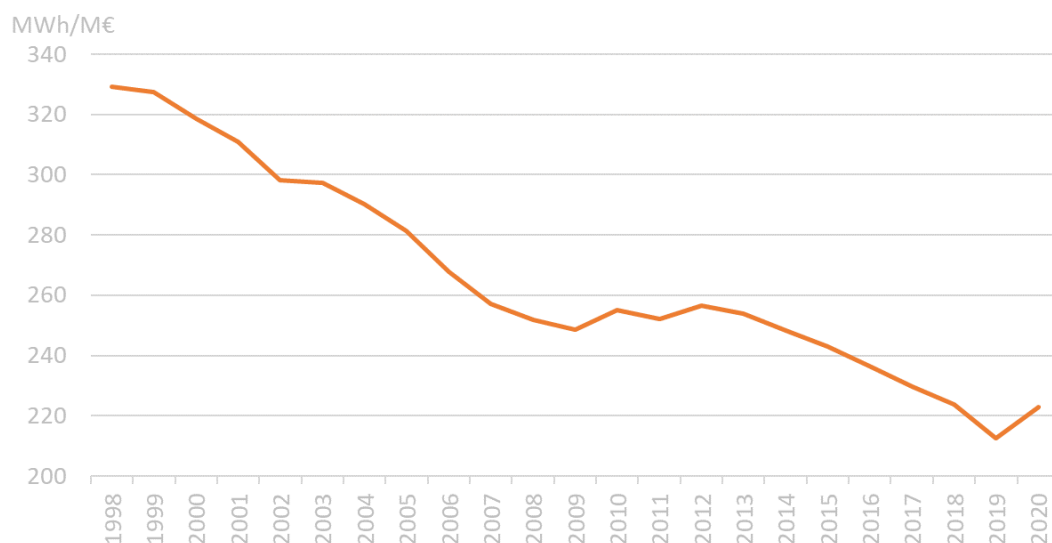
Fuente: REE

**Gráfico 2. Evolución de las variaciones del PIB y del consumo eléctrico en España en los últimos años**



Fuente: INE y REE

**Gráfico 3. Evolución de la intensidad energética en España**



Fuente: INE, REE, CNMC

## 2.2 Evolución de la potencia instalada

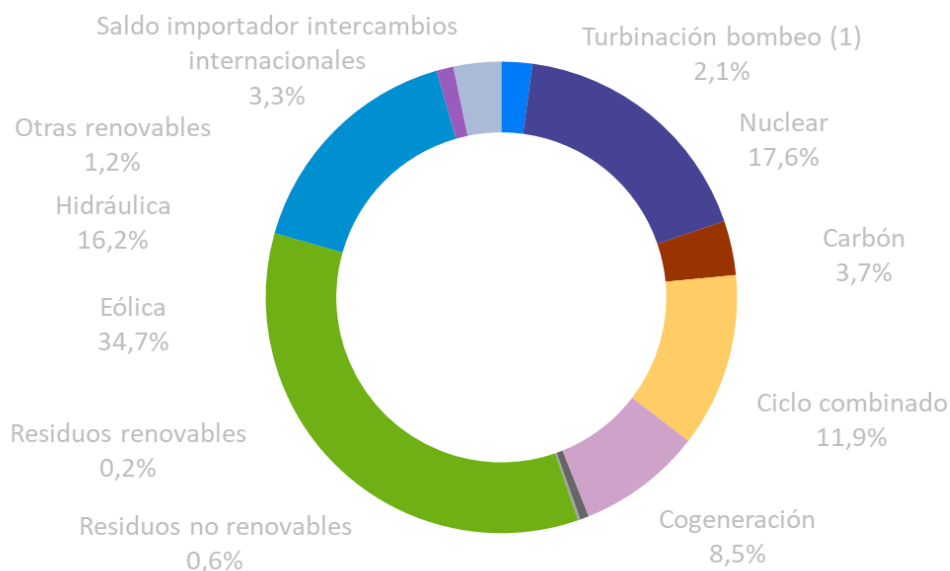
**Cuadro 1. Parque generador peninsular a 31 de diciembre de 2020 y Balance de energía 2020**

Tecnología	Potencia instalada (MW)		Energía producida (GWh)	
Hidráulica	20.428	19,33%	33.359	13,93%
Nuclear	7.117	6,73%	55.757	23,28%
Carbón	5.492	5,20%	4.800	2,00%
Fuel + Gas	8	0,01%	-	0,00%
Ciclo combinado	24.562	23,24%	38.357	16,02%
Eólica	27.031	25,58%	53.795	22,46%
Solar fotovoltaica	11.487	10,87%	14.912	6,23%
Solar térmica	2.304	2,18%	4.538	1,90%
Otras renovables	1.084	1,03%	4.470	1,87%
Cogeneración	5.661	5,36%	26.974	11,26%
Residuos	508	0,48%	2.502	1,04%
<b>Total</b>	<b>105.683</b>	<b>100%</b>	<b>239.465</b>	<b>100%</b>

Fuente: REE

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

**Gráfico 4. Cobertura de la demanda de potencia máxima horaria peninsular del año 2020 (H20 del 20 de enero)**

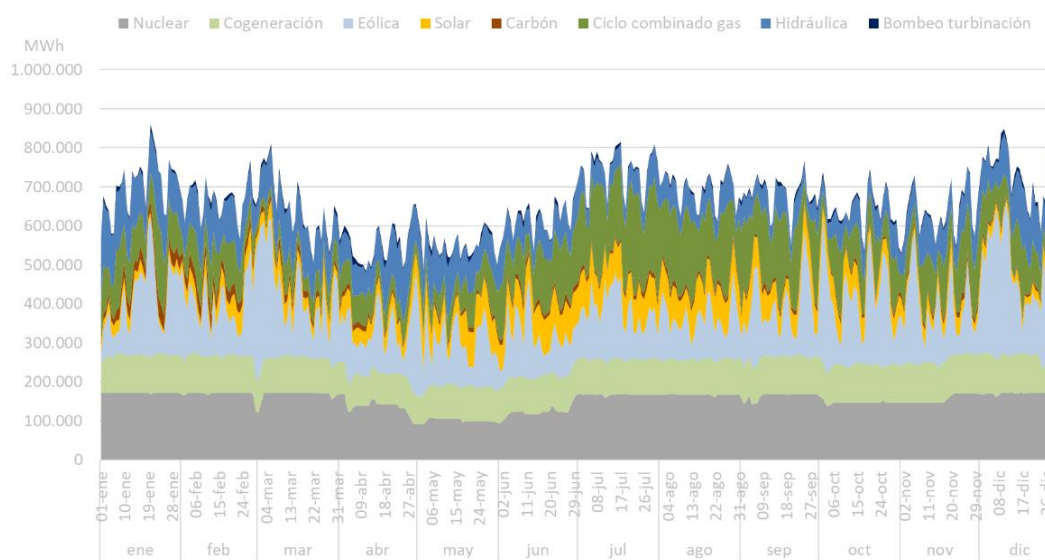


Nota (1): Turbinación de bombeo puro + estimación de turbinación de bombeo mixto.

Fuente: REE

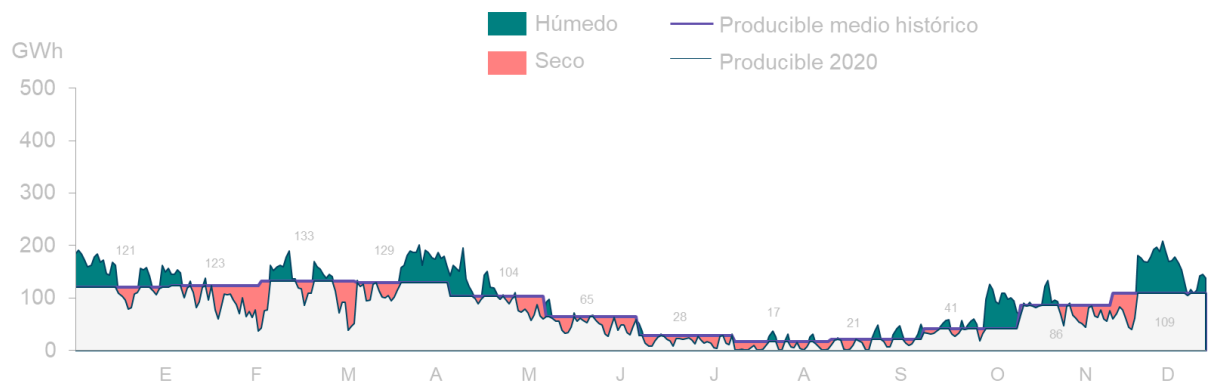
## 2.3 Evolución de la producción eléctrica

**Gráfico 5. Producción por tecnología durante 2020 considerando todos los segmentos del mercado de producción**



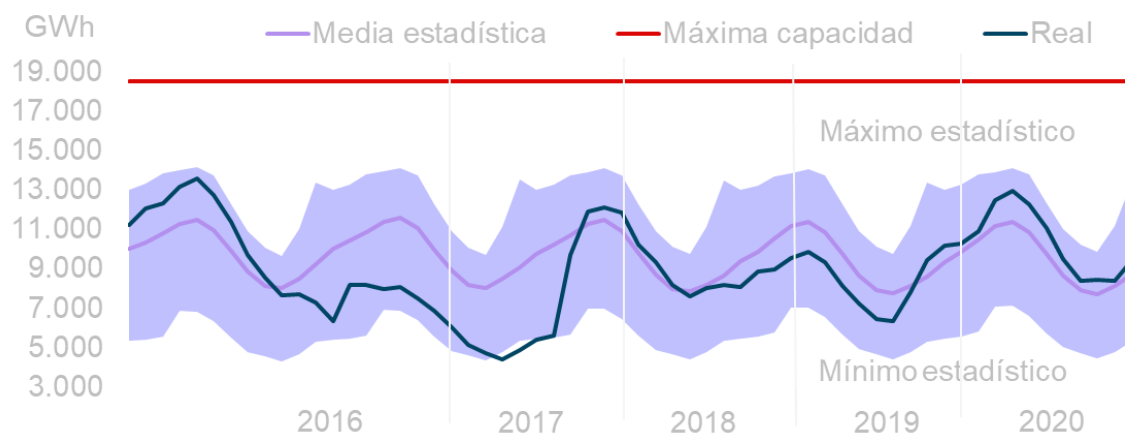
Fuente: CNMC

**Gráfico 6. Energía producible hidráulica diaria durante 2020 y media histórica**



Fuente: REE

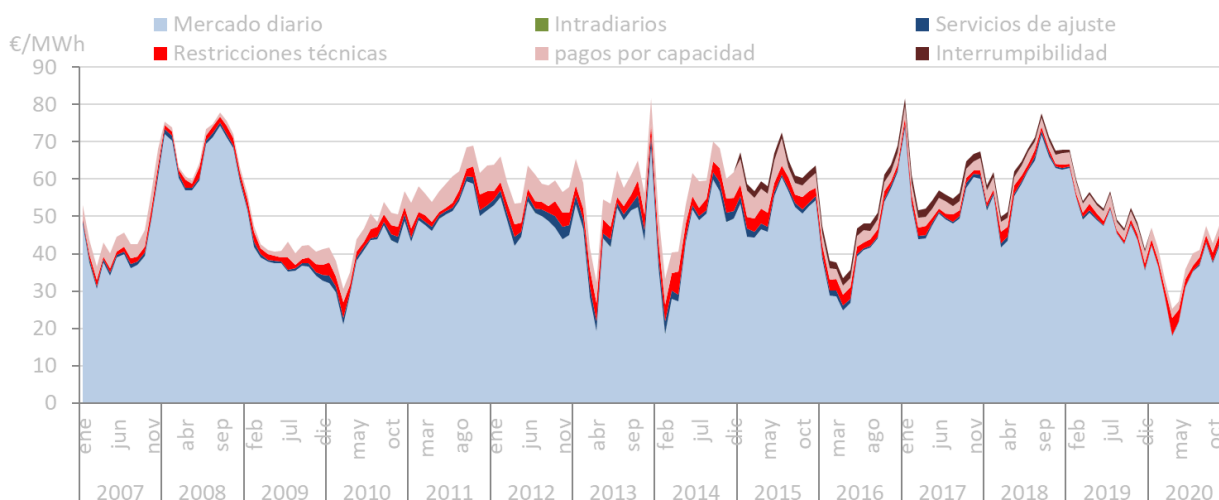
**Gráfico 7. Reservas hidroeléctricas del sistema eléctrico español**



Fuente: REE

## 2.4 Evolución del coste de la electricidad en el mercado diario y en los servicios de ajuste

**Gráfico 8. 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	Restricción es técnicas	Pagos por capacidad	Interrump.	Total
2007	41,08	0,00	0,94	1,34	3,90	0,00	47,26
2008	65,91	0,00	0,94	1,66	1,07	0,00	69,57
2009	38,17	-0,02	0,85	1,85	2,49	0,00	43,33
2010	38,46	-0,02	1,21	2,55	3,49	0,00	45,68
2011	50,97	-0,06	1,12	2,09	6,10	0,00	60,22
2012	48,84	-0,04	2,04	2,58	6,09	0,00	59,52
2013	46,23	-0,06	2,30	3,29	6,04	0,00	57,80
2014	43,46	-0,04	1,93	3,76	5,93	0,00	55,05
2015	51,67	0,00	1,29	2,98	5,02	1,89	62,85
2016	40,62	0,00	0,92	2,19	2,76	1,95	48,44
2017	53,41	0,00	0,83	1,55	2,71	2,05	60,55
2018	58,12	-0,02	0,80	1,53	2,72	1,23	64,38
2019	48,59	-0,02	0,44	1,01	2,68	0,75	53,45
2020	35,21	-0,02	0,42	2,13	2,62	0,02	40,38

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.



**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	Intradiarios	Mercados de balance	Restricción es técnicas	Pagos por capacidad	Interrump.	Total
2007	10.527	0,64	240	344	999	0,00	12.111
2008	17.428	0,02	250	439	282	0,00	18.399
2009	9.568	-4,68	212	465	624	0,00	10.864
2010	9.989	-5,84	314	662	906	0,00	11.865
2011	12.898	-14,96	284	529	1.543	0,00	15.239
2012	12.149	-10,57	508	642	1.516	0,00	14.804
2013	11.125	-13,98	553	791	1.454	0,00	13.909
2014	10.387	-8,56	462	898	1.417	0,00	13.155
2015	12.776	-0,47	320	736	1.241	468	15.541
2016	10.133	-1,07	228	546	687	482	12.075
2017	13.460	0,04	207	389	691	520	15.267
2018	14.712	-5,38	202	388	689	312	16.298
2019	12.074	-4,84	111	250	665	186	13.282
2020	8.317	-4	100	502	620	4	9.540

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.

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

	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		275,74
2019	112,18		8,78		25,35			1,85		148,16
2020	100,52		8,78		6,06			1,85		117,21

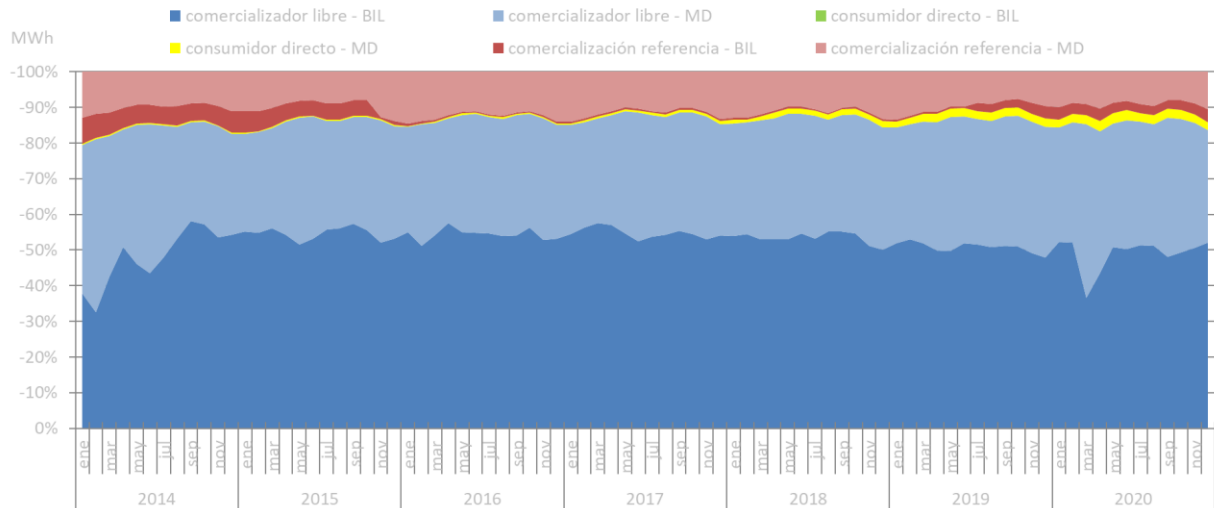
Fuente: CNMC

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 tecnologías.

## 2.5 Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF)

### 2.5.1 Evolución del despacho en el PDBF

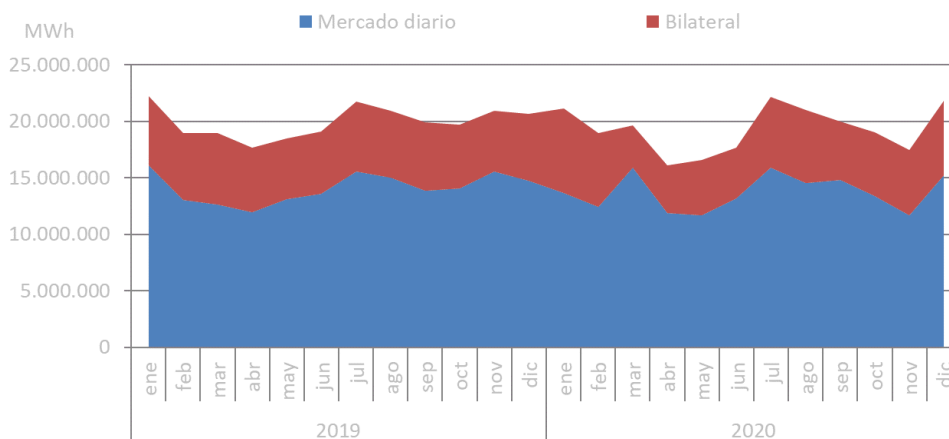
**Gráfico 9. Evolución anual de las compras en Programa Diario Base de Funcionamiento PDBF (mercado diario + bilateral) de los comercializadores de referencia (COR), del resto de los comercializadores y de los consumidores directos**



Fuente: CNMC

Nota: Durante noviembre y diciembre de 2015 se produce una reducción en las compras realizadas a través de bilaterales por parte de una de las COR y se mantiene durante 2016.

**Gráfico 10. 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)**

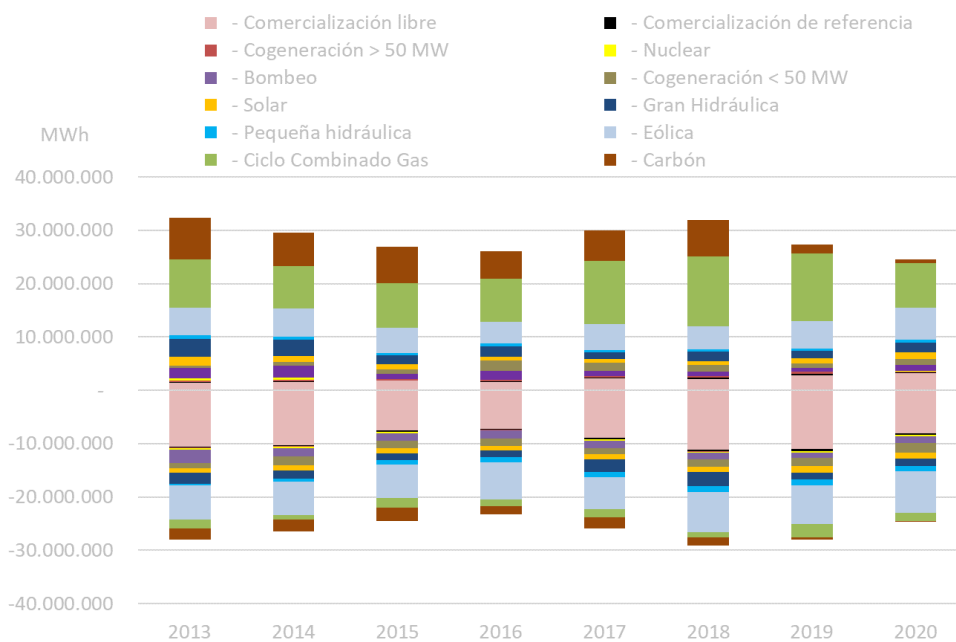
Años	Meses	Nuclear	de Cogeneración <50MW y otros	de Cogen >50 MW	Renovables					Total Renovables	Carbón Litoral	Carbón Interior	Ciclo Comb. Gas	Total general
					Eólico	Pequeña Hidráulica	Solar	Gran Hidráulica	Bombeo Puro Gen.					
<b>Total 2010</b>		23%	12%	1%	19%	3%	2%	15%	2%	41%	6%	2%	15%	100%
<b>Total 2011</b>		22%	14%	2%	20%	2%	3%	12%	2%	40%	8%	3%	11%	100%
<b>Total 2012</b>		24%	14%	2%	22%	2%	4%	8%	2%	38%	10%	3%	9%	100%
<b>Total 2013</b>		22%	14%	2%	24%	3%	5%	12%	2%	45%	8%	3%	5%	100%
<b>Total 2014</b>		23%	12%	2%	22%	3%	6%	14%	1%	46%	9%	6%	3%	100%
<b>Total 2015</b>		23%	12%	2%	21%	2%	6%	9%	1%	39%	12%	6%	6%	100%
<b>Total 2016</b>		24%	12%	2%	22%	3%	5%	13%	2%	45%	8%	4%	5%	100%
2017	ene	23%	11%	2%	21%	1%	2%	8%	1%	34%	14%	10%	7%	100%
	feb	25%	13%	2%	27%	3%	3%	8%	2%	42%	10%	7%	2%	100%
	mar	28%	14%	2%	27%	3%	5%	12%	2%	50%	3%	2%	2%	100%
	abr	29%	14%	2%	26%	3%	8%	9%	3%	49%	5%	2%	1%	100%
	may	23%	14%	2%	21%	3%	8%	9%	2%	43%	11%	5%	2%	100%
	jun	21%	13%	2%	17%	2%	8%	7%	1%	35%	13%	7%	9%	100%
	jul	21%	13%	2%	17%	2%	9%	5%	1%	34%	13%	5%	12%	100%
	ago	26%	13%	2%	18%	2%	8%	6%	1%	35%	8%	4%	11%	100%
	sep	26%	14%	2%	18%	2%	8%	6%	2%	35%	9%	4%	10%	100%
	oct	23%	14%	2%	19%	1%	6%	6%	1%	33%	12%	7%	9%	100%
	nov	18%	13%	2%	21%	1%	4%	5%	2%	32%	13%	9%	14%	100%
	dic	23%	12%	2%	27%	2%	2%	6%	1%	37%	11%	7%	9%	100%
<b>Total 2017</b>		24%	13%	2%	21%	2%	6%	7%	2%	38%	10%	6%	7%	100%
2018	ene	24%	13%	2%	28%	3%	3%	8%	2%	44%	7%	4%	6%	100%
	feb	23%	13%	2%	26%	3%	3%	9%	1%	43%	10%	5%	4%	100%
	mar	20%	12%	2%	38%	4%	4%	17%	2%	64%	1%	0%	1%	100%
	abr	21%	14%	2%	27%	5%	6%	22%	2%	62%	1%	0%	1%	100%
	may	21%	15%	2%	20%	4%	7%	17%	2%	51%	7%	1%	3%	100%
	jun	21%	15%	2%	18%	4%	8%	17%	2%	50%	7%	2%	3%	100%
	jul	24%	15%	2%	16%	3%	10%	14%	1%	44%	9%	5%	2%	100%
	ago	26%	14%	2%	19%	3%	8%	11%	1%	43%	10%	4%	1%	100%
	sep	27%	14%	2%	15%	2%	6%	11%	1%	36%	15%	5%	0%	100%
	oct	26%	14%	2%	24%	2%	4%	8%	1%	40%	10%	4%	4%	100%
	nov	19%	14%	2%	26%	3%	3%	9%	1%	41%	12%	5%	7%	100%
	dic	22%	14%	2%	25%	4%	3%	10%	1%	44%	11%	2%	5%	100%
<b>Total 2018</b>		23%	13%	2%	21%	3%	5%	12%	2%	42%	9%	4%	7%	100%
2019	ene	23%	13%	2%	29%	2%	3%	8%	1%	43%	9%	3%	6%	100%
	feb	25%	14%	2%	22%	4%	5%	10%	1%	42%	8%	1%	8%	100%
	mar	28%	15%	2%	28%	3%	7%	9%	1%	48%	1%	0%	5%	100%
	abr	27%	16%	2%	30%	3%	6%	8%	1%	49%	2%	0%	5%	100%
	may	22%	15%	2%	27%	3%	9%	8%	1%	48%	0%	0%	13%	100%
	jun	25%	14%	2%	18%	2%	9%	6%	1%	37%	1%	0%	21%	100%
	jul	24%	13%	2%	15%	2%	8%	6%	0%	30%	1%	1%	29%	100%
	ago	25%	13%	2%	15%	2%	8%	5%	0%	30%	0%	1%	30%	100%
	sep	25%	13%	2%	21%	1%	7%	5%	0%	34%	0%	1%	24%	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.					
	oct	23%	14%	2%	20%	2%	6%	4%	0%	32%	0%	2%	26%	100%
	nov	17%	13%	2%	38%	3%	3%	9%	1%	54%	0%	1%	13%	100%
	dic	21%	13%	2%	29%	4%	3%	19%	1%	56%	0%	1%	6%	100%
<b>Total 2019</b>		<b>24%</b>	<b>14%</b>	<b>2%</b>	<b>24%</b>	<b>3%</b>	<b>6%</b>	<b>8%</b>	<b>1%</b>	<b>42%</b>	<b>2%</b>	<b>1%</b>	<b>16%</b>	<b>100%</b>
2020	ene	25%	13%	2%	26%	3%	4%	15%	1%	48%	1%	2%	9%	100%
	feb	26%	14%	2%	25%	3%	6%	12%	1%	48%	2%	2%	8%	100%
	mar	26%	14%	2%	32%	4%	7%	13%	1%	56%	0%	0%	2%	100%
	abr	26%	15%	2%	28%	4%	8%	14%	2%	56%	0%	0%	1%	100%
	may	19%	16%	2%	29%	4%	13%	14%	1%	61%	0%	0%	3%	100%
	jun	21%	15%	2%	21%	3%	14%	9%	1%	48%	0%	0%	14%	100%
	jul	23%	12%	1%	19%	2%	12%	6%	0%	39%	0%	0%	24%	100%
	ago	25%	12%	2%	18%	2%	12%	8%	0%	40%	0%	0%	21%	100%
	sep	25%	14%	2%	23%	2%	10%	7%	1%	41%	0%	0%	19%	100%
	oct	24%	15%	2%	34%	2%	9%	7%	1%	53%	0%	0%	6%	100%
	nov	26%	16%	2%	27%	3%	5%	11%	1%	48%	0%	0%	9%	100%
	dic	24%	13%	2%	37%	3%	4%	12%	1%	56%	0%	0%	5%	100%
<b>Total 2020</b>		<b>24%</b>	<b>14%</b>	<b>2%</b>	<b>27%</b>	<b>3%</b>	<b>9%</b>	<b>10%</b>	<b>1%</b>	<b>49%</b>	<b>0%</b>	<b>0%</b>	<b>10%</b>	<b>100%</b>

Fuente: CNMC

## 2.6 Mercados intradiarios

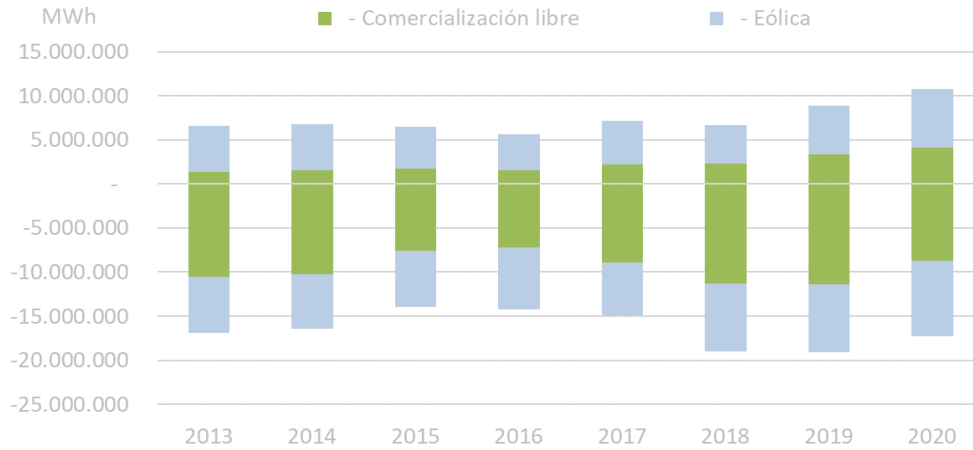
**Gráfico 11 - Evolución de la participación de las ventas y las compras en el mercado intradiario (ventas con signo positivo)**



Fuente: CNMC

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

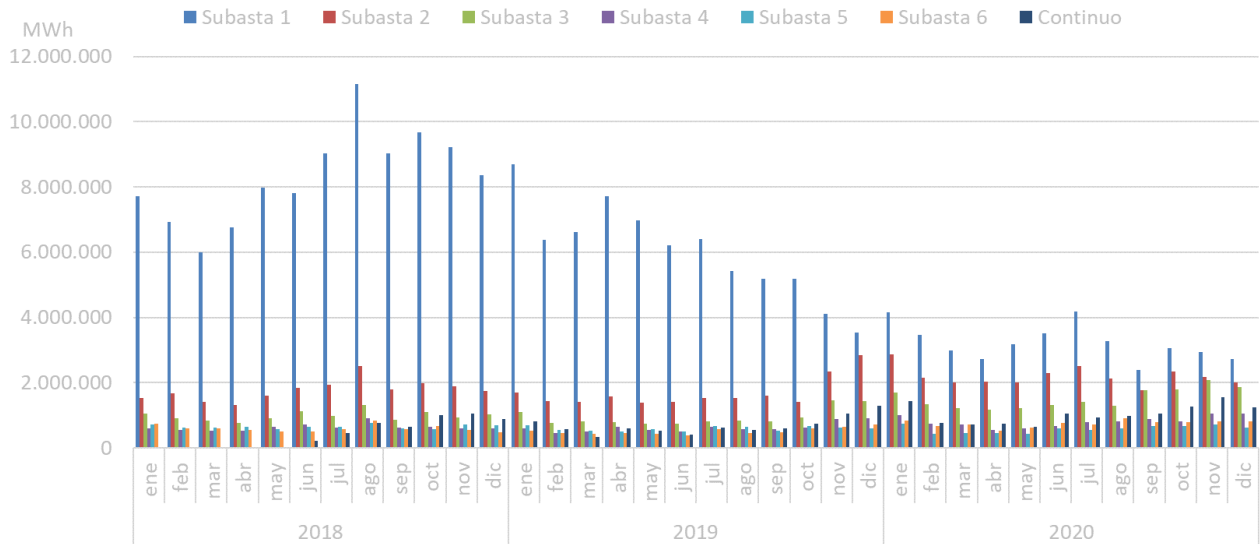
**Gráfico 12. Evolución de la participación de las ventas y las compras en el mercado intradiario (ventas con signo positivo) de la energía eólica y de los comercializadores libres**



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.

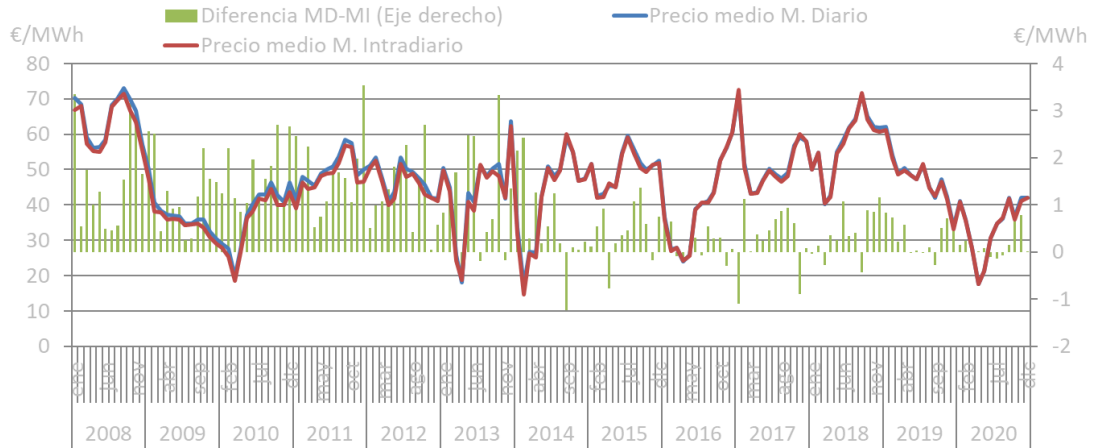
**Gráfico 13. Volumen mensual de ventas de energía en las subastas del mercado intradiario y en el mercado intradiario continuo**



Fuente: CNMC

## 2.6.1 Mercado intradiario de subastas

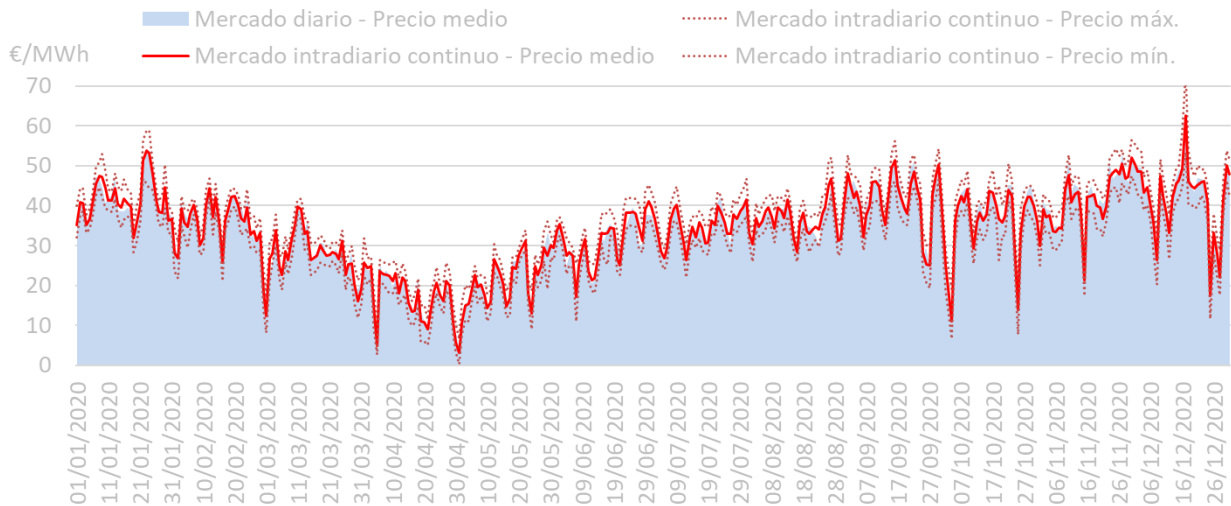
**Gráfico 14. Evolución anual del precio medio horario de los mercados Diario e Intradiario de subastas**



Fuente: CNMC

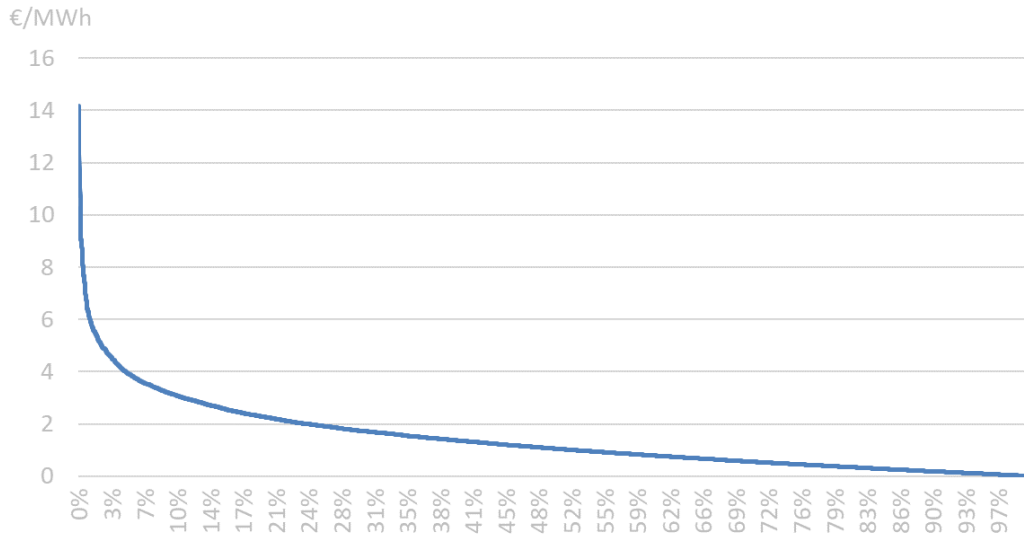
## 2.6.2 Mercado intradiario continuo

**Gráfico 15. Evolución del precio máximo, mínimo y medio diario del mercado intradiario continuo en 2020 frente al del mercado diario**



Fuente: CNMC

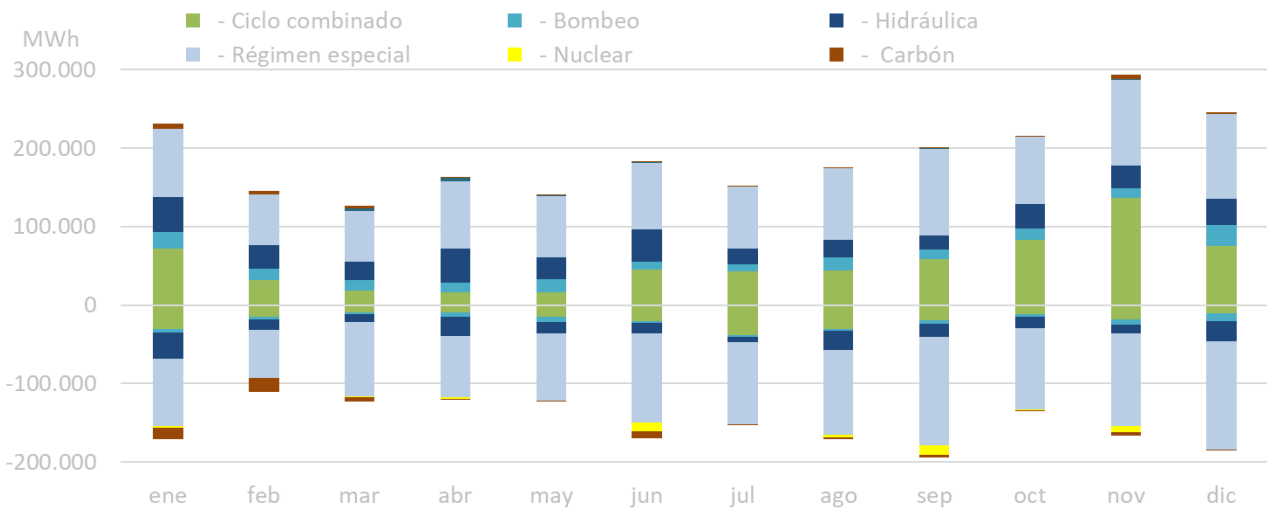
**Gráfico 16. Distribución acumulada de las diferencias entre el precio del mercado intradiario de subastas y el precio medio horario del mercado intradiario continuo. Año 2020**



Fuente: CNMC

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

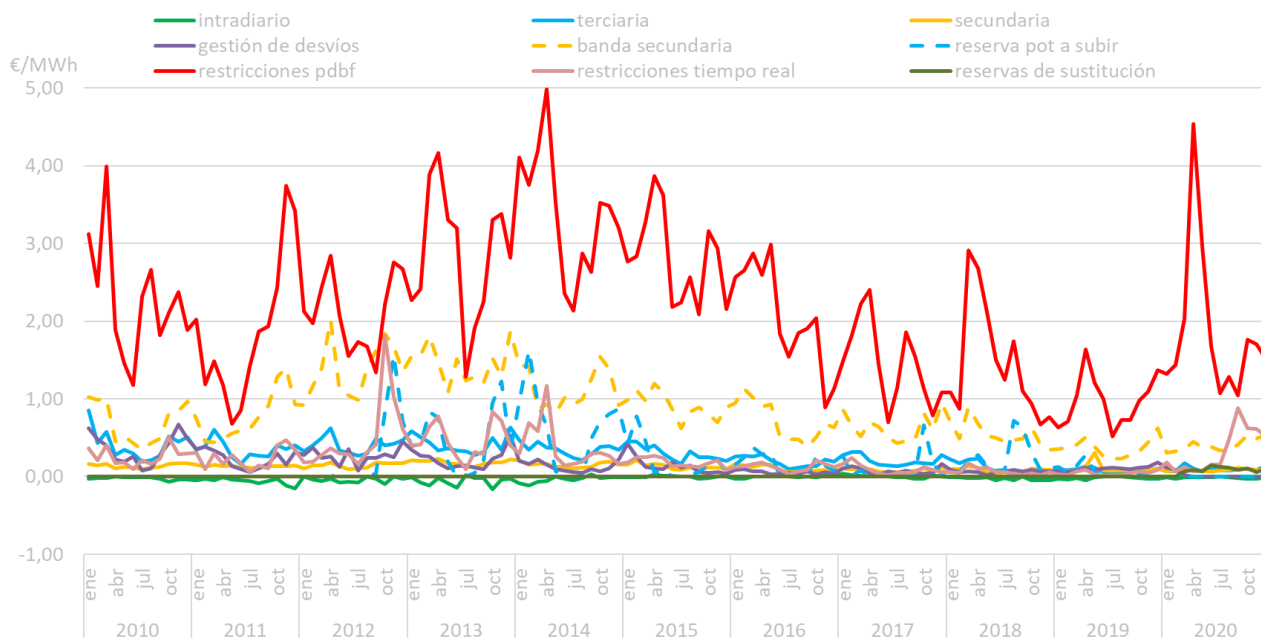
**Gráfico 17. Compras y ventas de energía (ventas con signo positivo) en el mercado intradiario continuo por tecnología de generación en 2020**



Fuente: CNMC

## 2.7 Los servicios de ajuste del sistema

**Gráfico 18. 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 sobrecostes de servicios de ajuste con respecto al precio del mercado diario 2010-2019 (en millones de euros)**

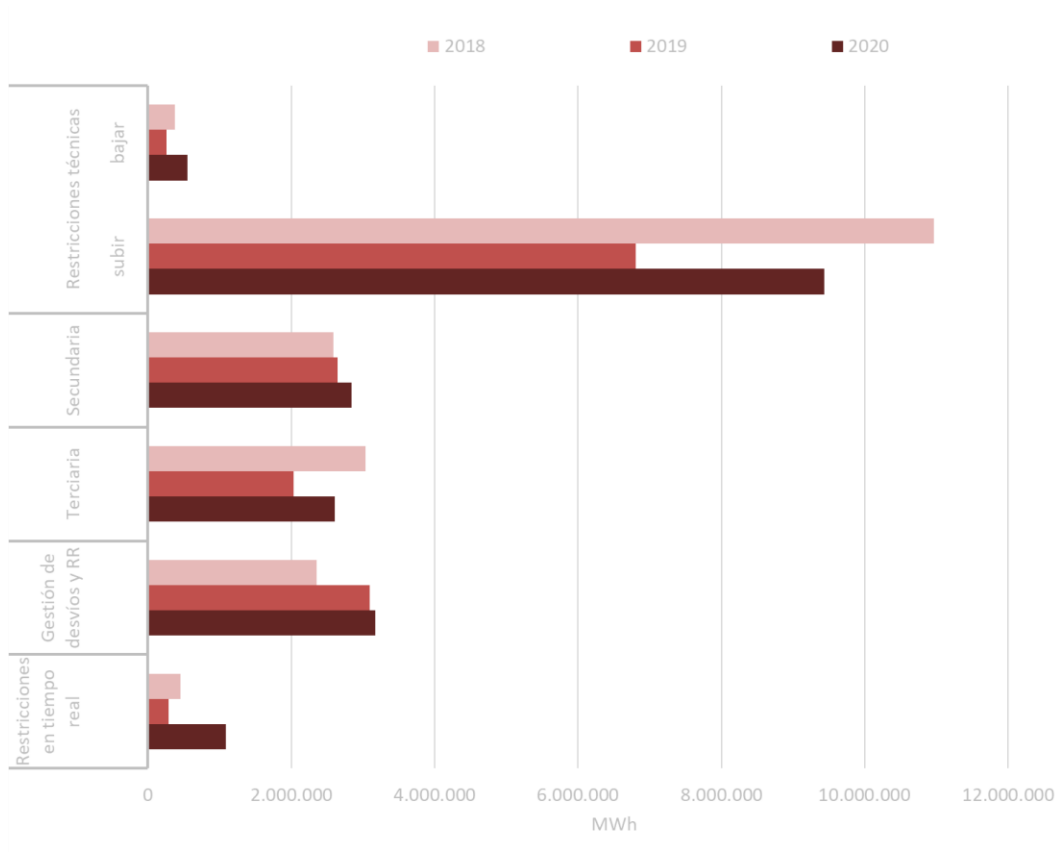
Años	Restricciones al PDBF	Banda de secundaria	Reserva de potencia a subir	Secundaria	Terciaria	Gestión de desvíos y RR	Restricciones en tiempo real
2010	594	181	-	36	107	92	68
2011	469	192	-	33	88	57	60
2012	522	338	62	36	99	66	119
2013	681	350	107	44	100	54	111
2014	809	269	142	36	83	30	89
2015	691	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

Fuente: CNMC

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



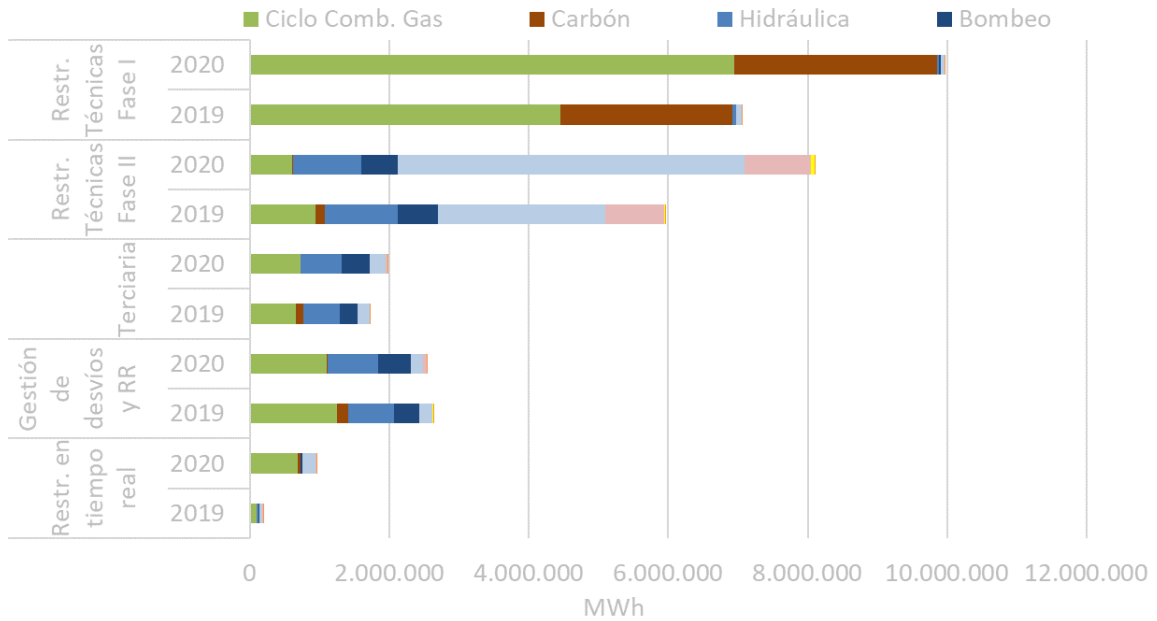
**Gráfico 19. Volumen de energía gestionada en los servicios de ajuste del sistema**



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 20. Energía gestionada en servicios de ajuste por tecnología de generación**

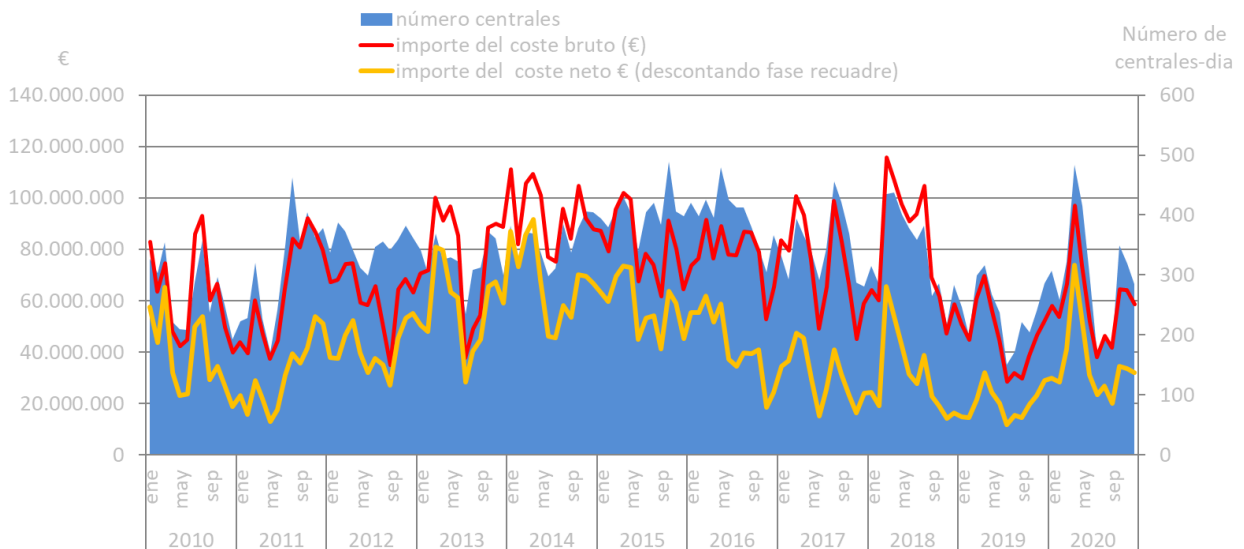


Fuente: CNMC

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

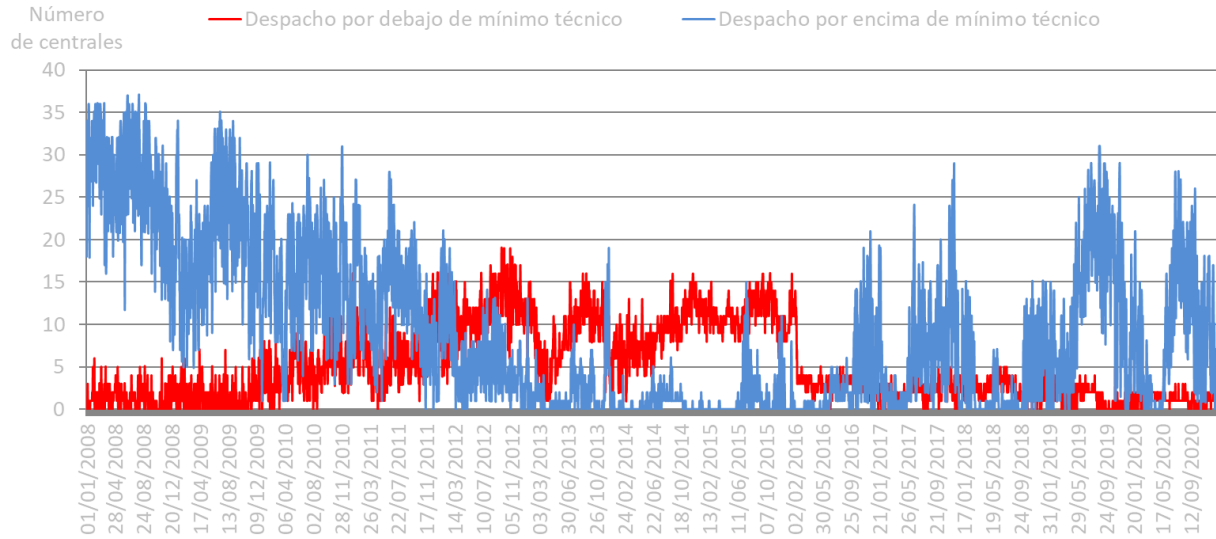
**Gráfico 21. Restricciones técnicas al PDBF: importe del coste bruto y neto frente al número de centrales-día programadas por restricciones en cada mes**



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).

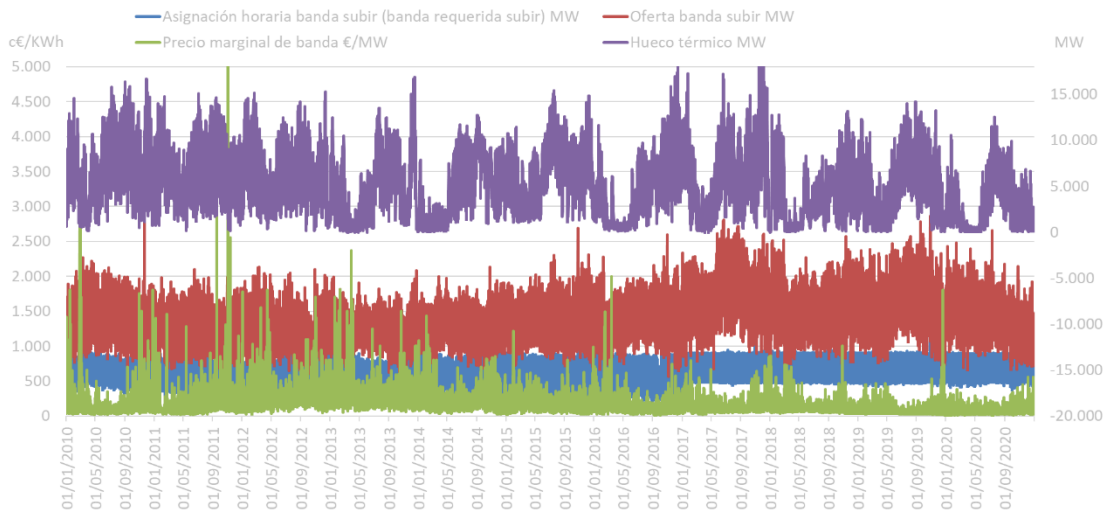
**Gráfico 22. Número diario de centrales de ciclo combinado despachadas en el PDBF con programas factibles (por encima de mínimo técnico) y no factibles (por debajo de mínimo técnico)**



Fuente: CNMC

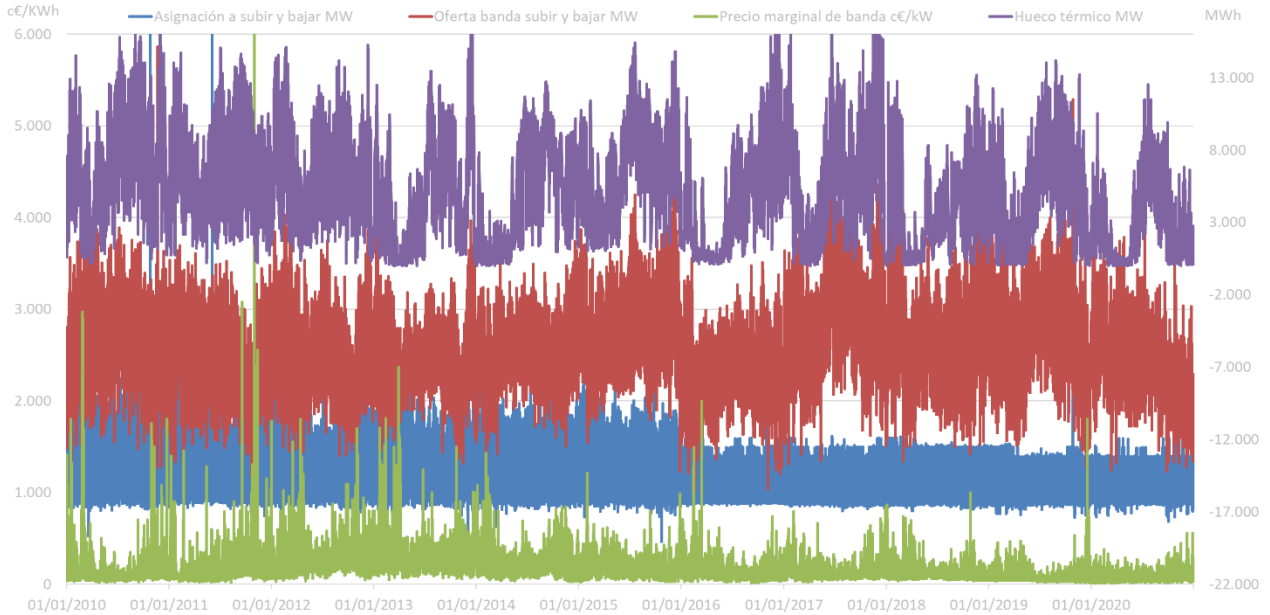
## 2.7.2 Banda de regulación secundaria y energía de regulación secundaria

**Gráfico 23. Requerimiento y ofertas y precio de banda de secundaria a subir**



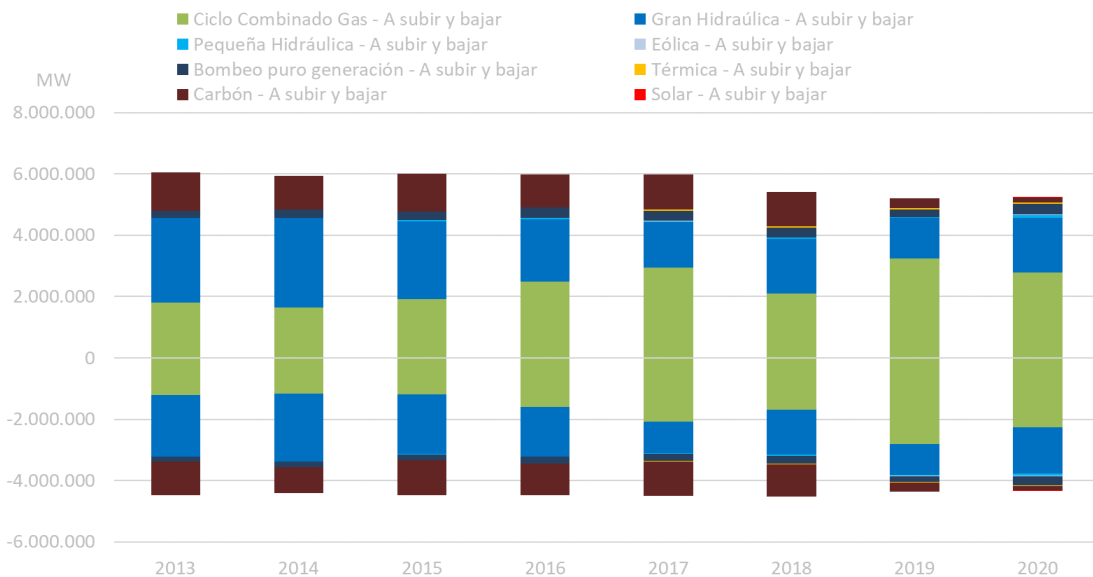
Fuente: CNMC

**Gráfico 24 . Requerimiento y ofertas y precio de banda de secundaria en ambos sentidos, considerando incumplimientos y reserva residual adicional (BS1+BS2)**



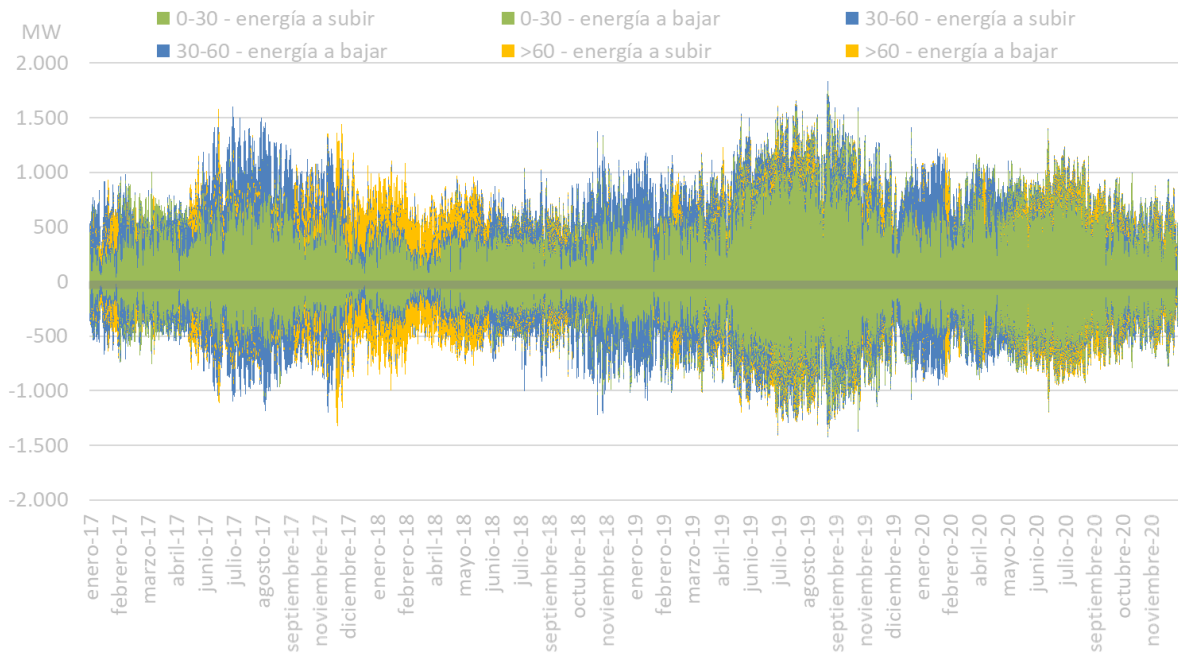
Fuente: CNMC

**Gráfico 25 . Banda secundaria asignada a subir y bajar por tecnología (MW)**



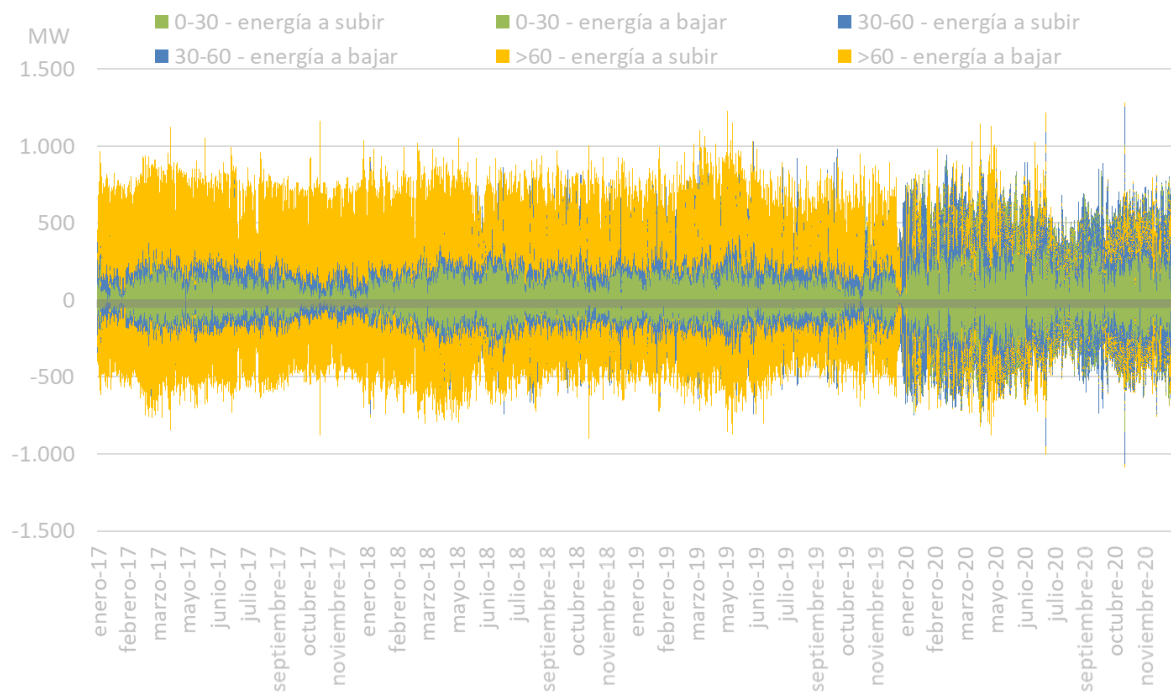
Fuente: CNMC

**Gráfico 26. Volumen de energía (MW) ofertada agrupada por rangos de precio (€/MW) ofertados de banda de secundaria. Centrales térmicas**



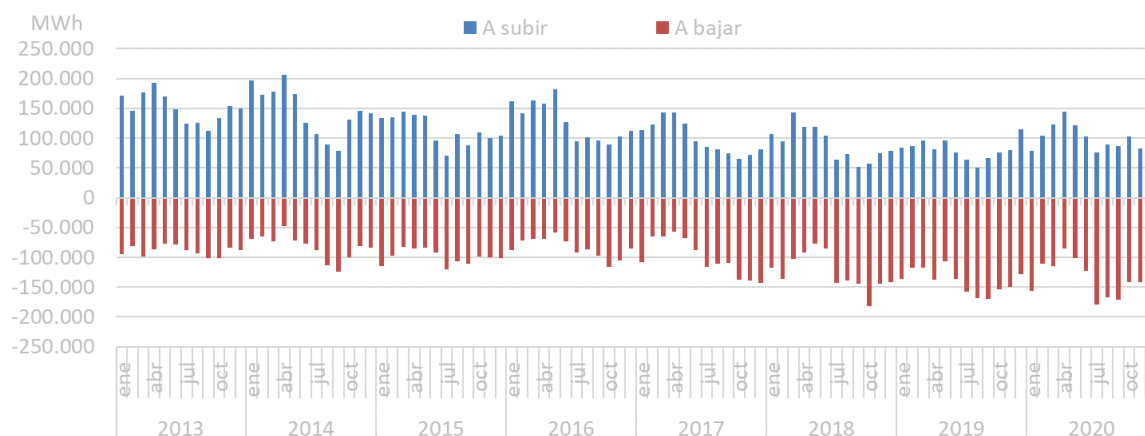
Fuente: CNMC

**Gráfico 27. Volumen de energía (MW) ofertada agrupada por rangos de precio (€/MW) ofertados de banda de secundaria. Centrales hidráulicas**



Fuente: CNMC

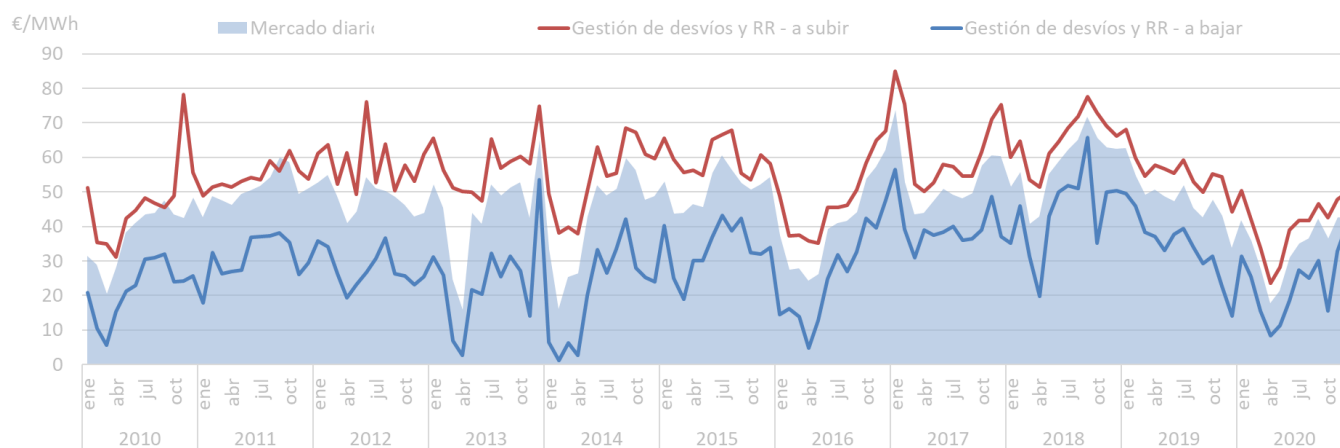
**Gráfico 28. Evolución mensual del volumen programado de energía de regulación secundaria a subir y bajar**



Fuente: CNMC

### 2.7.3 Gestión de desvíos / Reservas de sustitución

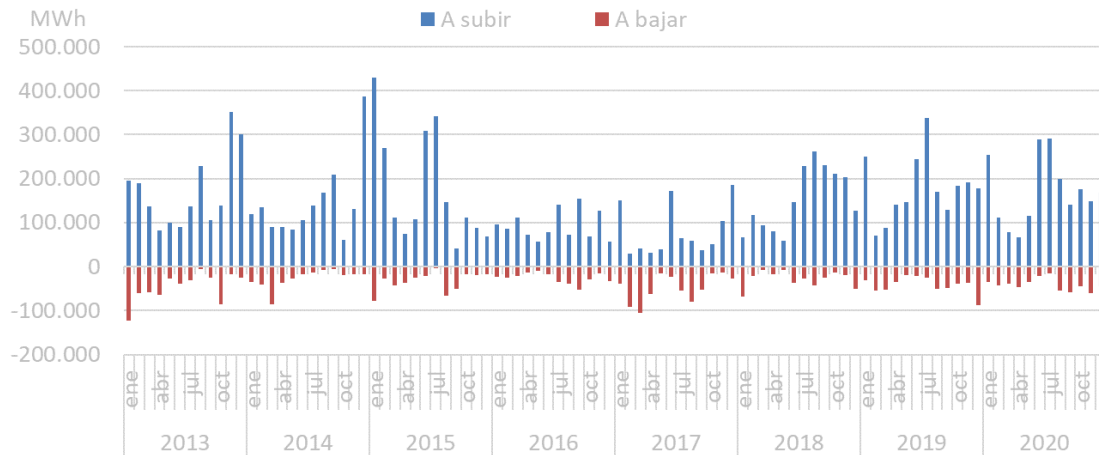
**Gráfico 29. Evolución mensual del precio del servicio de gestión de desvíos**



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.

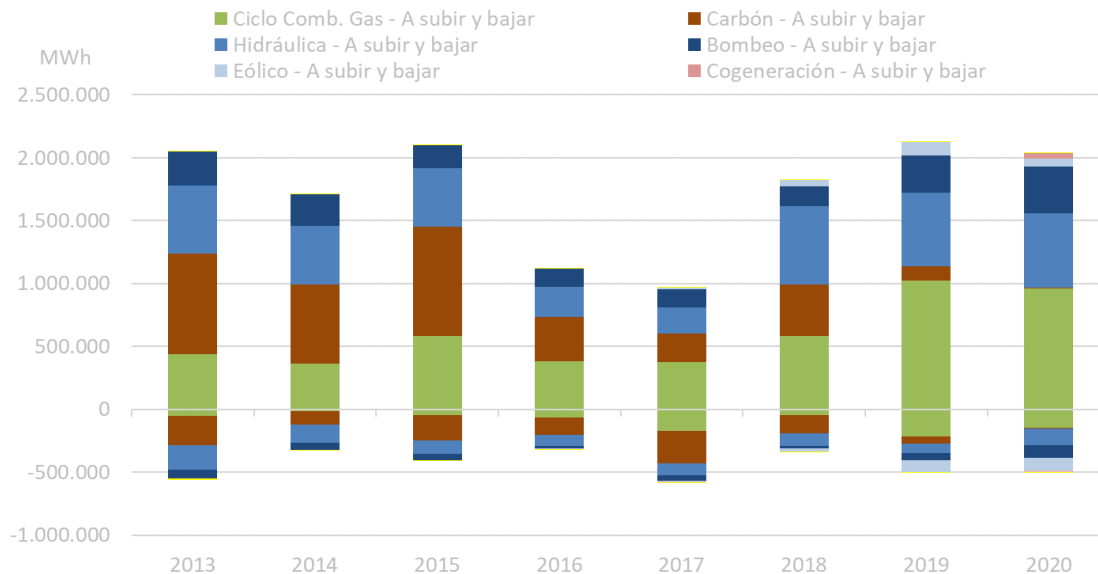
**Gráfico 30. Evolución mensual del volumen programado del servicio de gestión de desvíos y reservas de sustitución<sup>6</sup>**



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.

**Gráfico 31. Evolución de la energía de gestión de desvíos y reservas de sustitución a subir y a bajar asignada por tecnología 2013-2020**

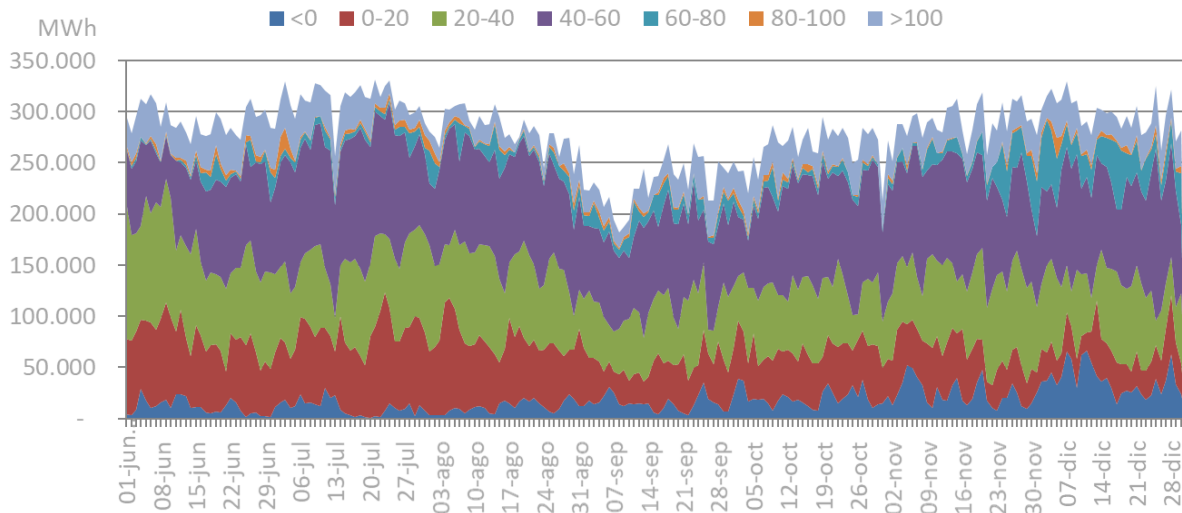


Fuente: CNMC

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

<sup>6</sup> 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.

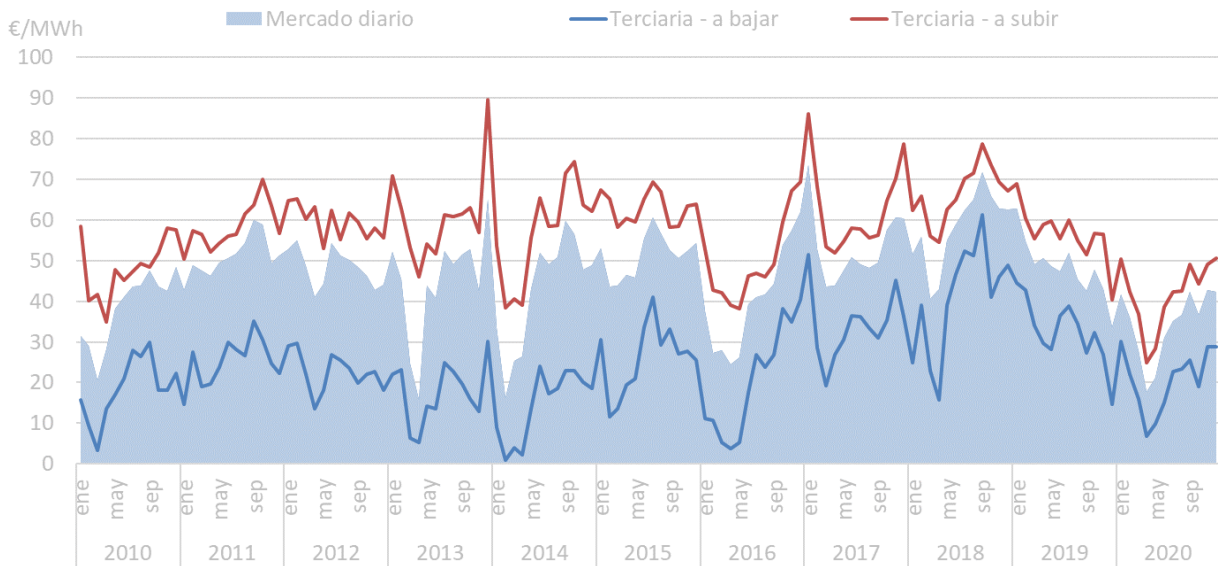
**Gráfico 32. Volumen de oferta RR de los sujetos del sistema español por banda de precio**



Fuente: CNMC

## 2.7.4 Energía de regulación terciaria

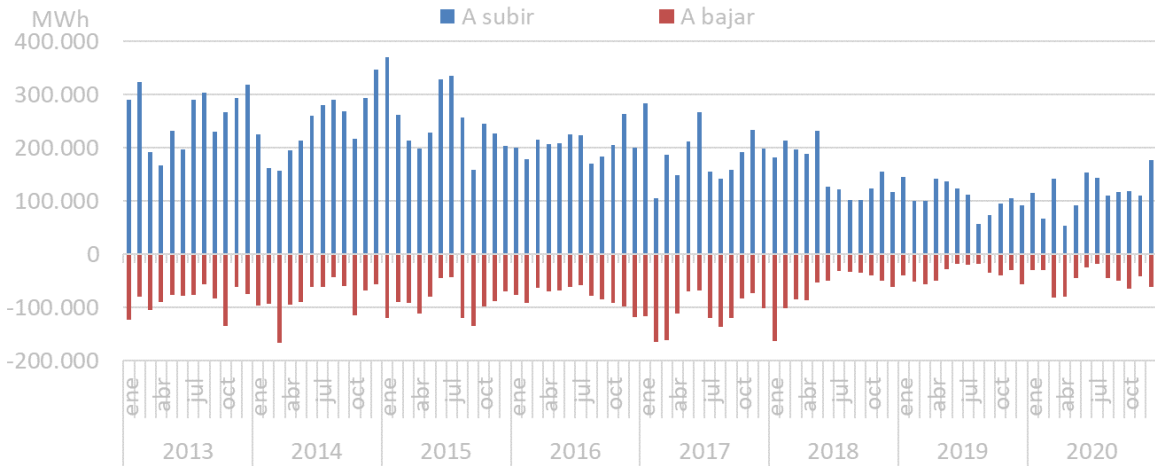
**Gráfico 33. Precios medios ponderados mensuales de la energía de terciaria a subir y bajar frente al precio del mercado diario**



Fuente: CNMC

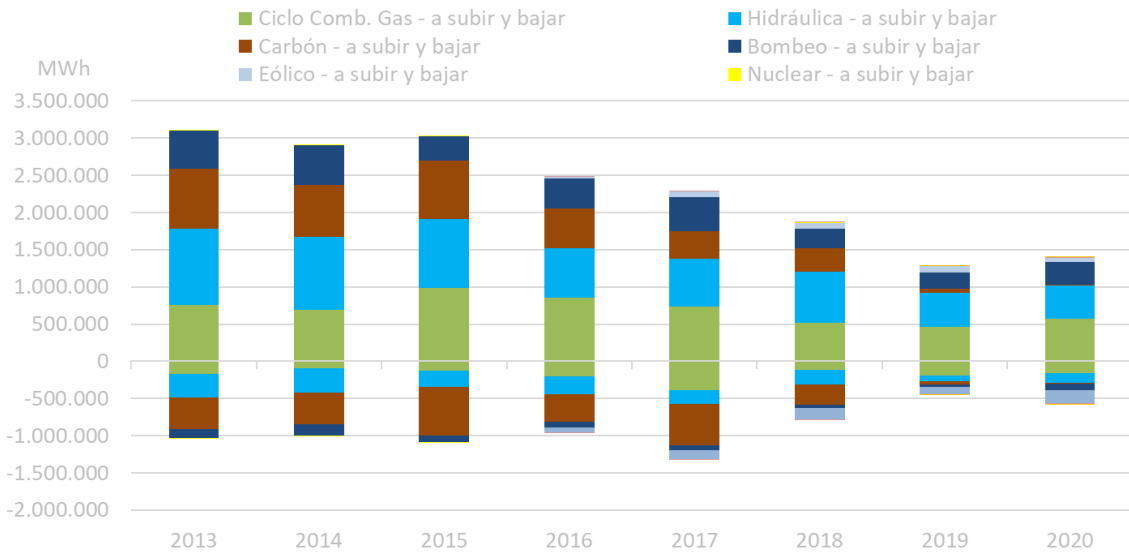


**Gráfico 34. Evolución mensual del volumen programado de energía de regulación terciaria a subir y bajar**



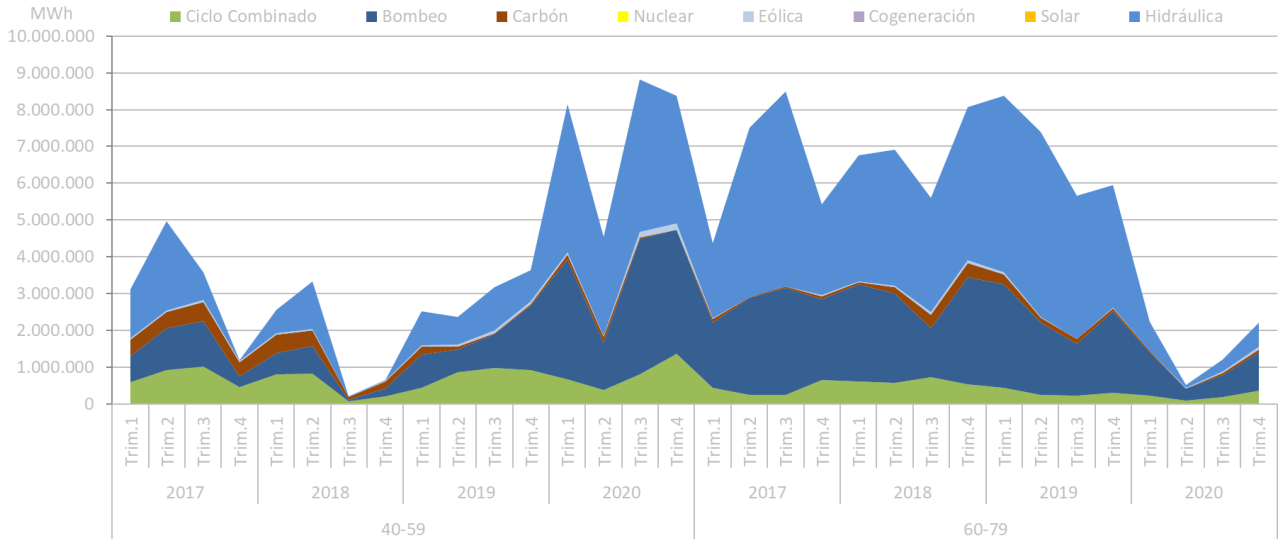
Fuente: CNMC

**Gráfico 35. Evolución de la energía terciaria a subir y a bajar asignada por tecnología 2013-2020**



Fuente: CNMC

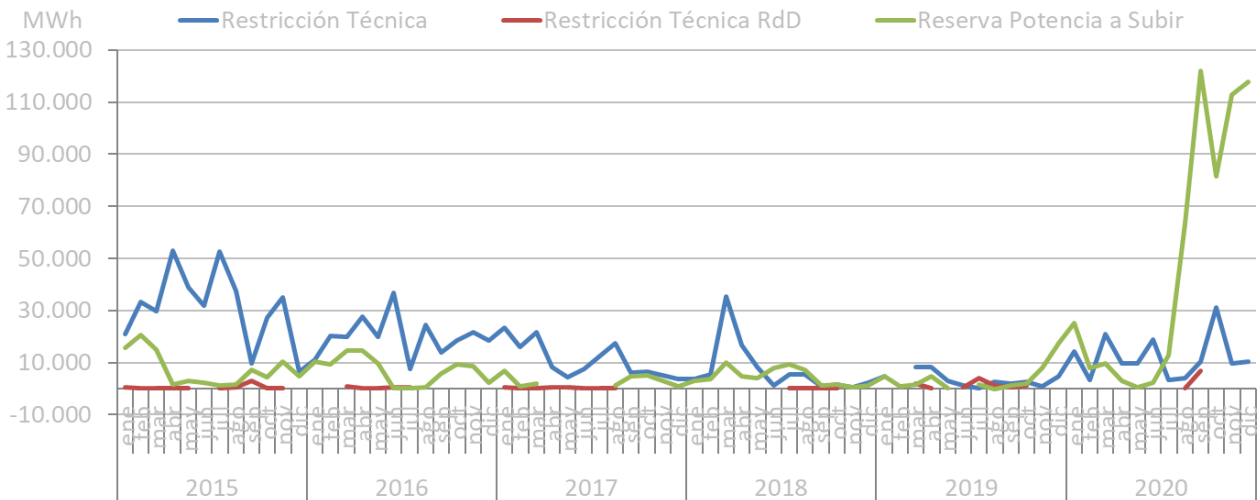
**Gráfico 36. Evolución de la energía ofertada trimestral de terciaria a subir 2017-2019 (Diferenciando bandas de precio 40-59 y 60-79 €/MWh)**



Fuente: CNMC

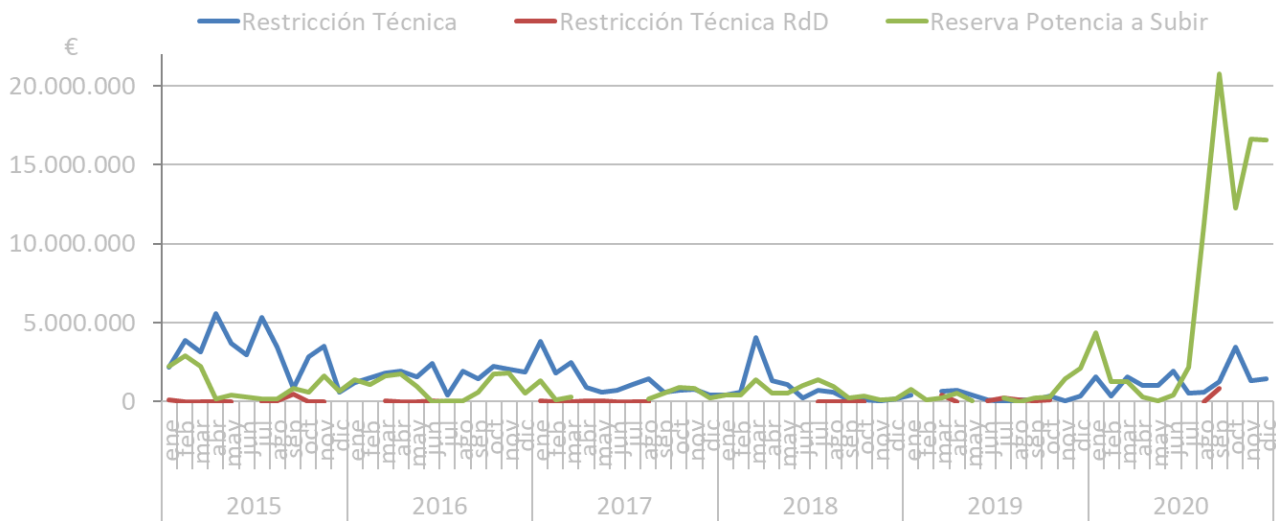
## 2.7.5 Restricciones técnicas en tiempo real

**Gráfico 37. Energía programada en restricciones en tiempo real**



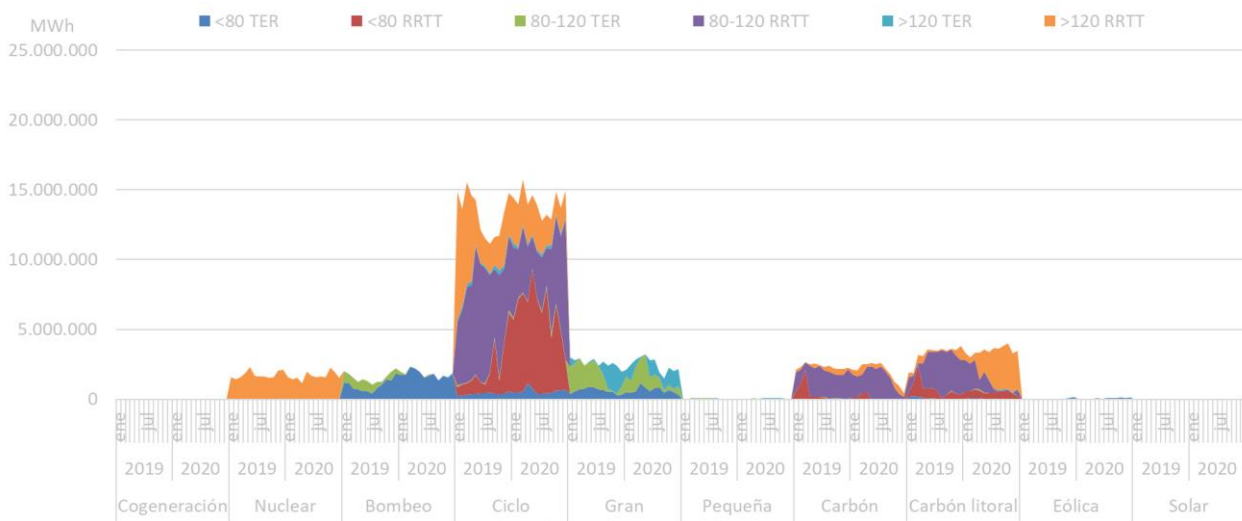
Fuente: CNMC

**Gráfico 38. Importe resultante de la programación en restricciones en tiempo real**



Fuente: CNMC

**Gráfico 39. Volumen de energía disponible de terciaria y restricciones para redespachos en tiempo real por banda de precio (€/MWh). 2019-2020**



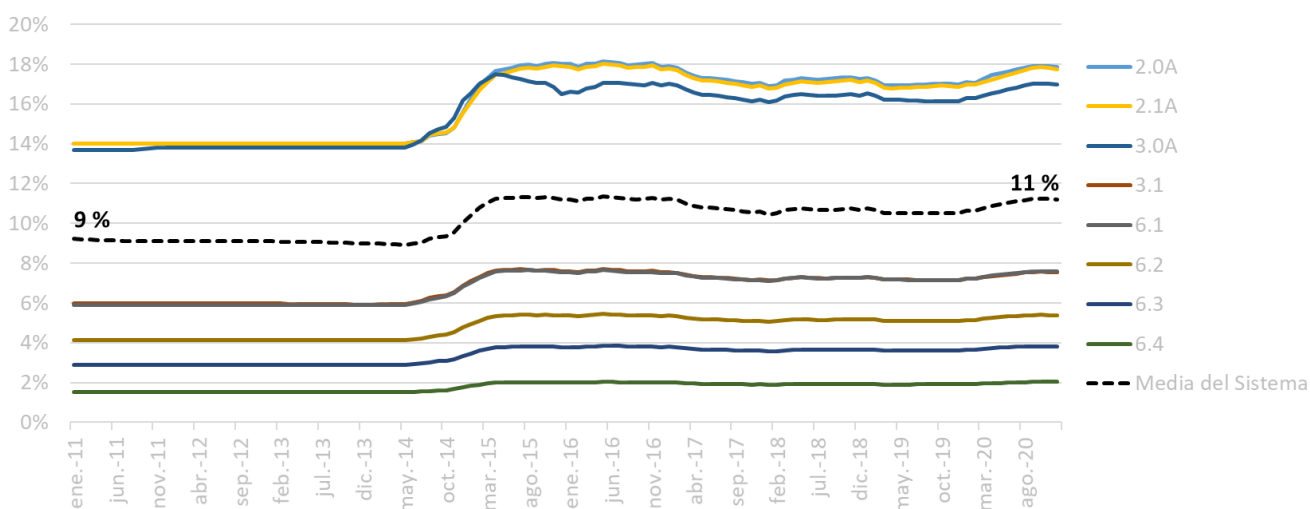
Nota: La valoración económica se ha realizado seleccionando la oferta de terciaria, o en su defecto la oferta a restricciones simple o compleja en caso de programa nulo en programa horario final.

## 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 coincida exactamente con la generación, haciendo así desaparecer el segmento de cierre<sup>7</sup>. 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.

**Gráfico 40. Pérdidas medias registradas durante los 12 meses anteriores a cada fecha para cada tipo de peaje de acceso**



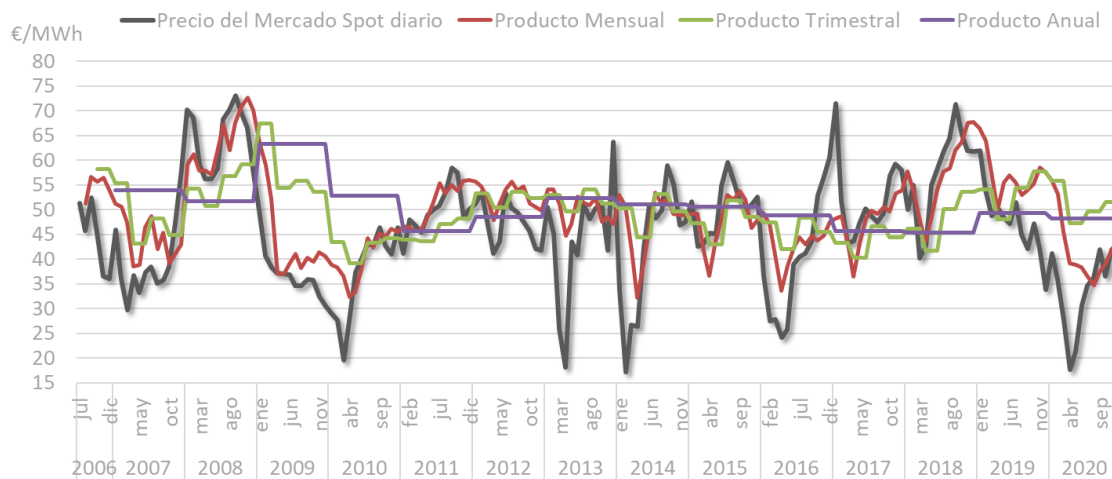
Fuente: CNMC

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.

<sup>7</sup> 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.

## 2.9 Mercados a plazo<sup>8</sup>

**Gráfico 41. 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.

<sup>8</sup> Informes mensuales de Seguimiento de los Mercados a Plazo de energía eléctrica en España de 2020: <https://www.cnmc.es/expedientes/isde00320>

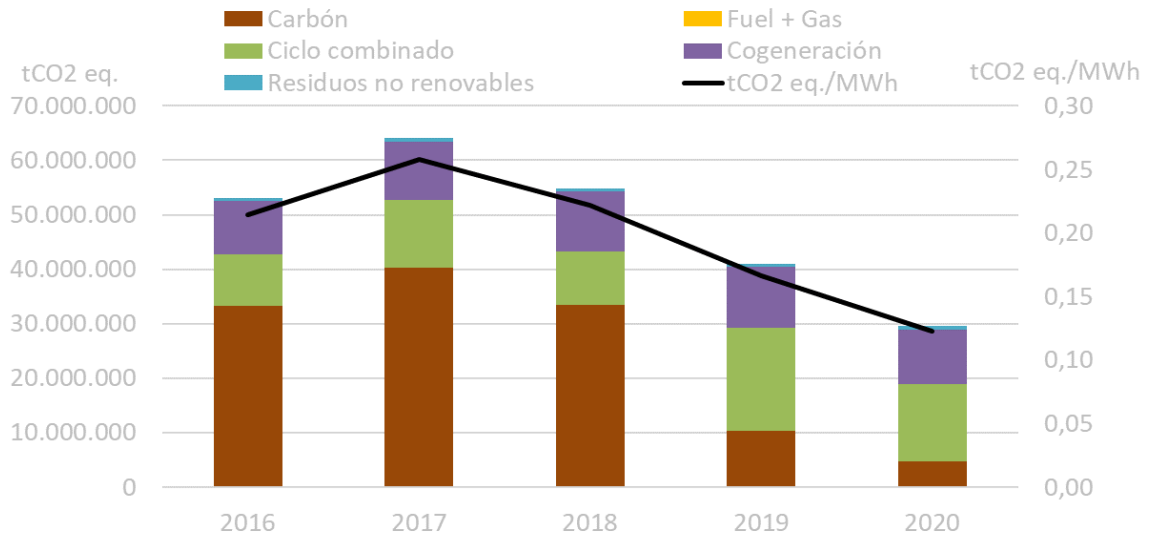
**Gráfico 42. Liquidación financiera de los futuros carga base con subyacente el precio spot negociados en los mercados a plazo por mes de liquidación (en millones de € y €/MWh) a 31 de dic. de 2020**



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

## 2.10 Evolución de las emisiones de CO<sub>2</sub>

**Gráfico 43. Evolución de las emisiones de CO<sub>2</sub> y del factor de emisión de CO<sub>2</sub> en generación eléctrica peninsular por tecnología**



Fuente: REE

**Cuadro 7. Variación de las emisiones de CO<sub>2</sub>**

	2016-2017	2017-2018	2018-2019	2019-2020
Carbón	21%	-17%	-69%	-55%
Fuel + Gas	-98%	0%	0%	33%
Ciclo combinado	32%	-22%	94%	-25%
Cogeneración	9%	3%	2%	-11%
Residuos no renovables	0%	-7%	-10%	37%
tCO <sub>2</sub> eq./MWh	21%	-14%	-25%	-28%

Fuente: REE

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

La valoración del estado de la competencia en los mercados mayoristas pasa por considerar un amplio conjunto de factores de estructura del mercado que se analizan a continuación.

#### 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

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, que 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, comercializadores<sup>9</sup> 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 únicamente de instalaciones gestionables (tecnologías de carbón, ciclo combinado de gas, fuelgas, hidráulica modulable y determinadas centrales del anterior Régimen Especial)<sup>10</sup>, 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.

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.

---

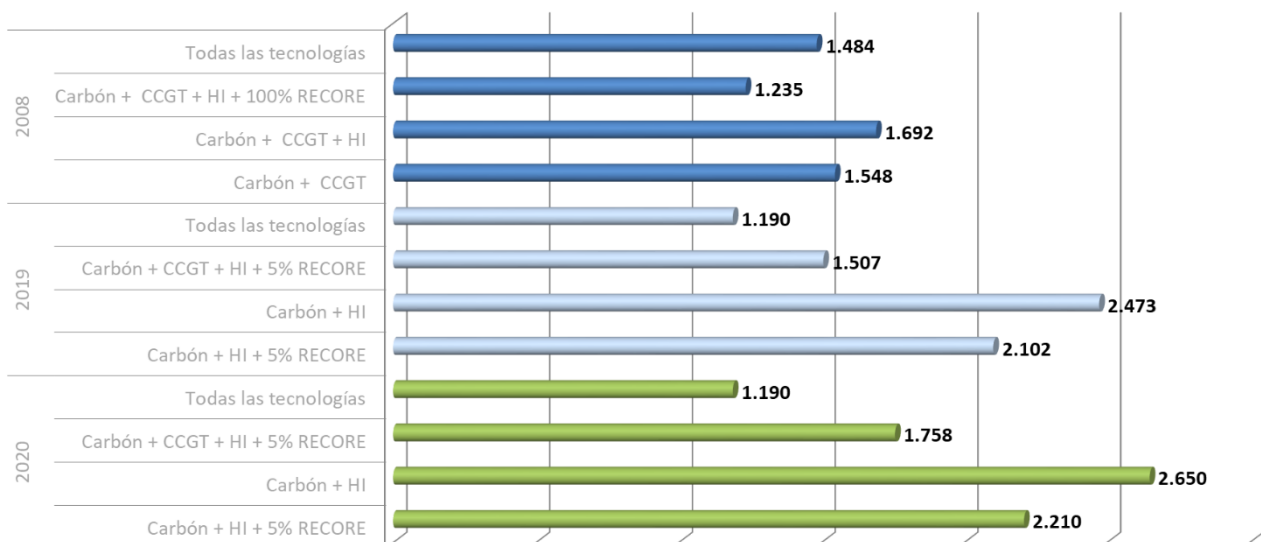
<sup>9</sup> Incluyendo unidades de exportación e importación

<sup>10</sup> 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.

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 peninsular<sup>11</sup>; y el mercado de restricciones técnicas en el ámbito zonal.

### 3.2.1 Programa Diario Base de Funcionamiento<sup>12</sup>

**Gráfico 44. Índices HHI según distintas tecnologías en el PDBF en el ámbito del MIBEL**



Fuente: CNMC

Nota: 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.

<sup>11</sup> 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.

<sup>12</sup> 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	CEPSA	WIND TO MARKET	NEXUS	OTROS	HHI
2008	27%	22%	13%	16%	1%	4%	3%	0%	1%	2%	1%	1%	9%	1.484
2009	20%	23%	13%	11%	4%	7%	3%	0%	2%	2%	2%	1%	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%	3%	2%	2%	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%	2%	3%	2%	7%	1.407
2014	22%	21%	20%	6%	1%	7%	5%	1%	2%	2%	3%	2%	7%	1.445
2015	22%	18%	19%	8%	2%	7%	5%	1%	2%	2%	3%	2%	8%	1.384
2016	19%	21%	19%	7%	2%	8%	5%	1%	3%	2%	3%	2%	8%	1.337
2017	23%	17%	18%	6%	3%	8%	6%	1%	3%	3%	2%	2%	9%	1.306
2018	20%	19%	20%	6%	3%	6%	6%	1%	3%	2%	3%	2%	9%	1.314
2019	17%	19%	19%	6%	0%	8%	5%	5%	3%	3%	2%	2%	11%	1.190
2020	16%	20%	18%	6%	0%	8%	5%	4%	3%	3%	2%	3%	11%	1.190

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	IBERDROLA	NATURGY	VIESGO	REPSOL	AXPO	ACCIONA	CEPSA	ENERGYA VM	WIND TO MARKET	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

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.

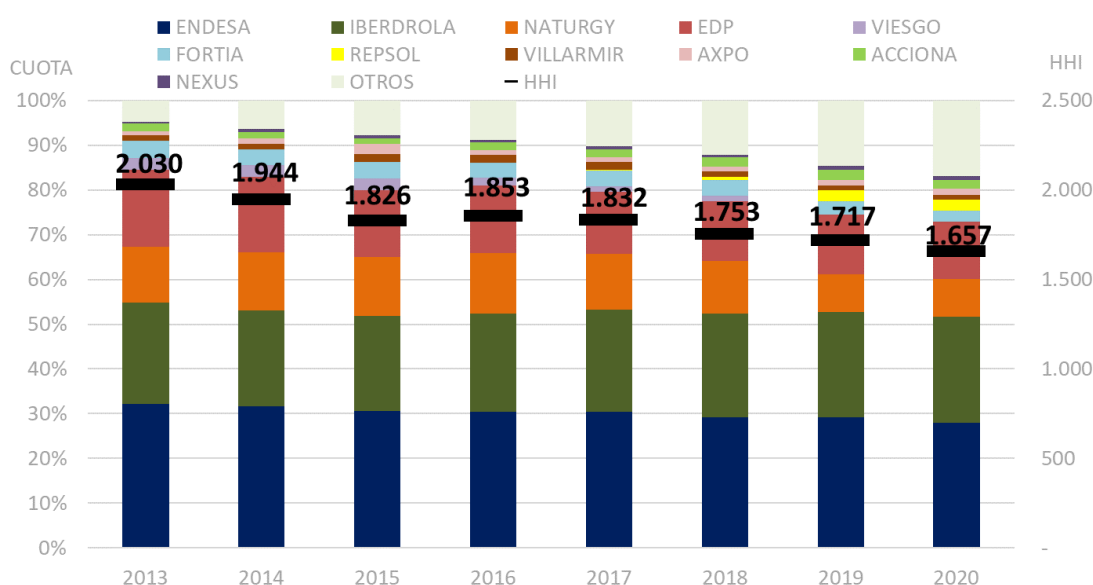
Se han considerado tecnologías marginales, de 2008 a 2010, carbón, ciclos combinados e hidráulica, mientras que de 2011 a 2015 se han considerado tecnologías marginales carbón, hidráulica y el 5% de la producción RECORE y, a partir de 2016, carbón, ciclos combinados, hidráulica y el 5% de la producción 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 45. 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	ENERGYA VM	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

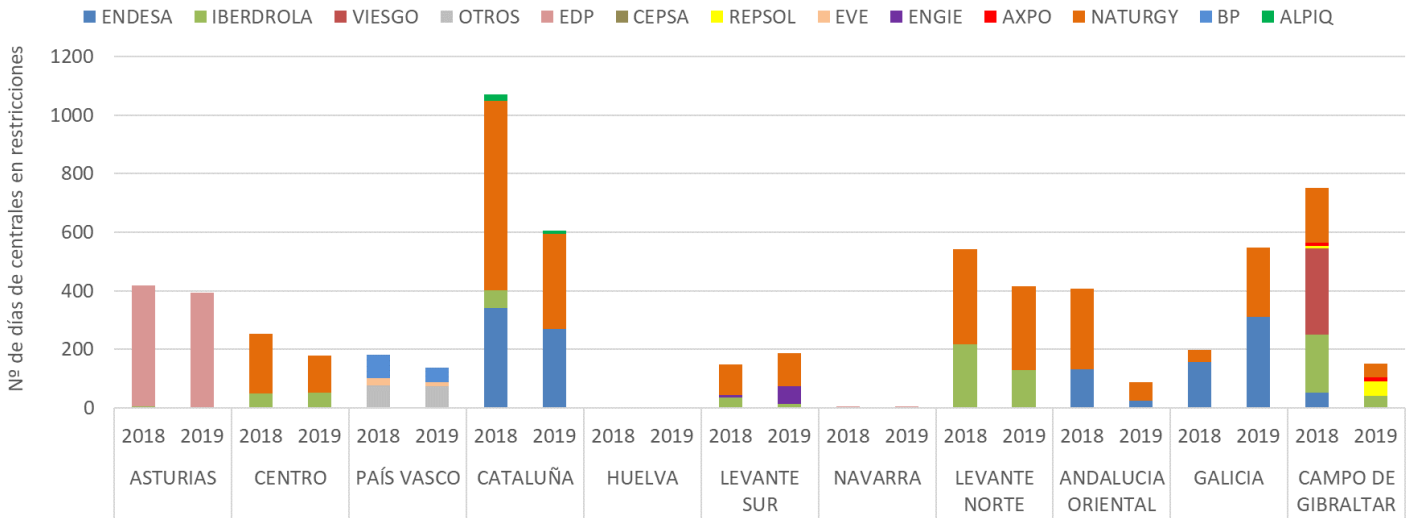
Fuente: CNMC

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.

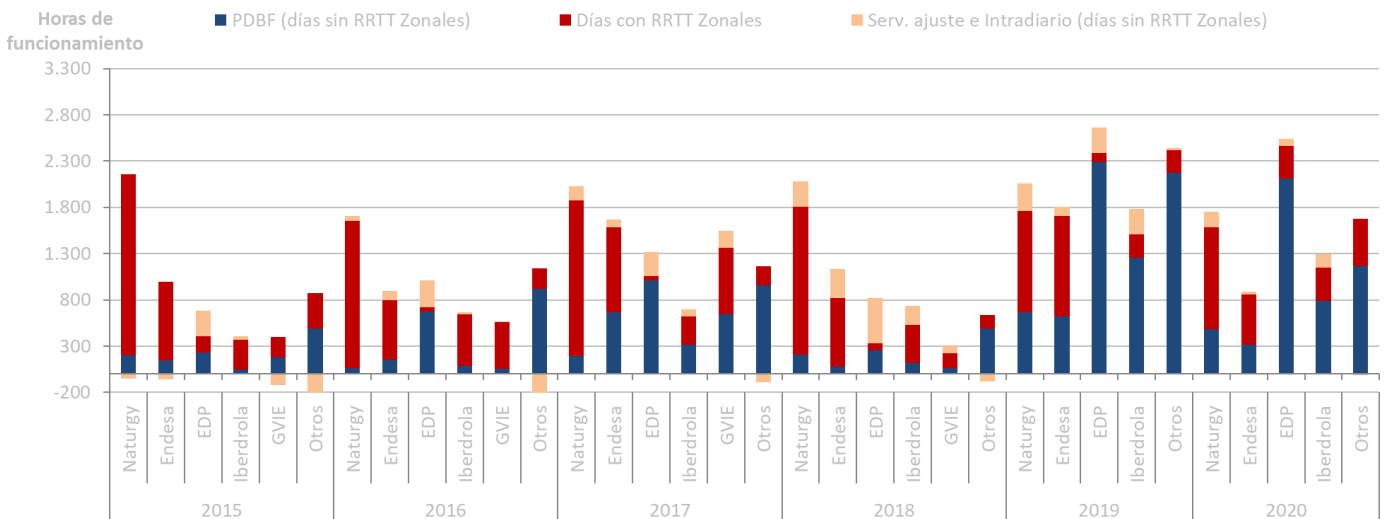
### 3.2.2 Resolución de restricciones técnicas

**Gráfico 46. 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)**



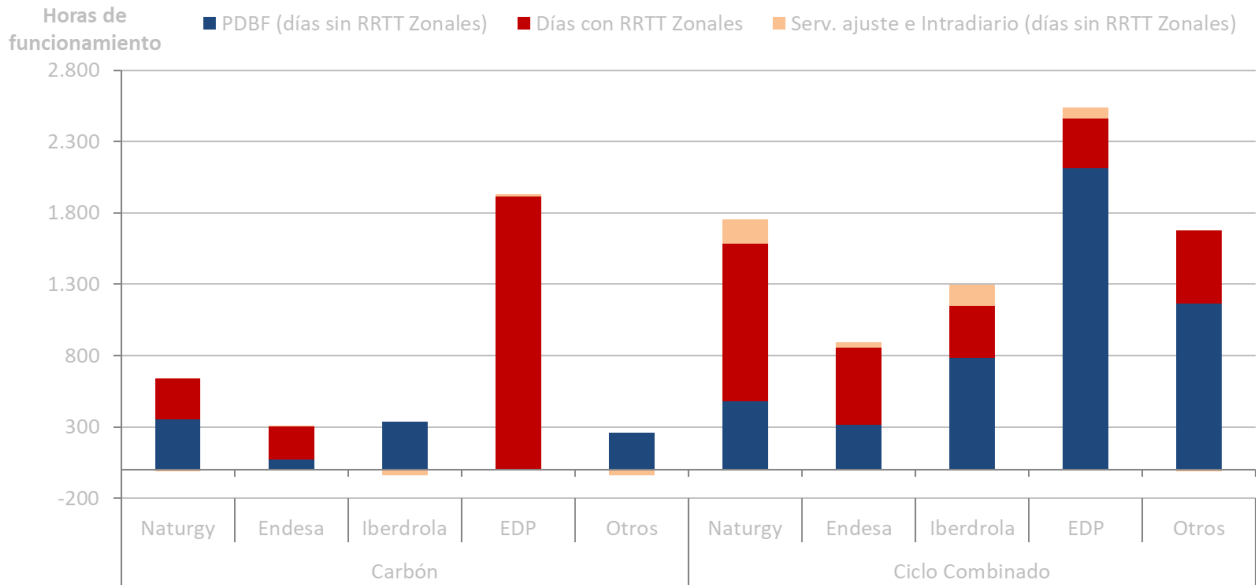
Fuente: CNMC

**Gráfico 47. 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

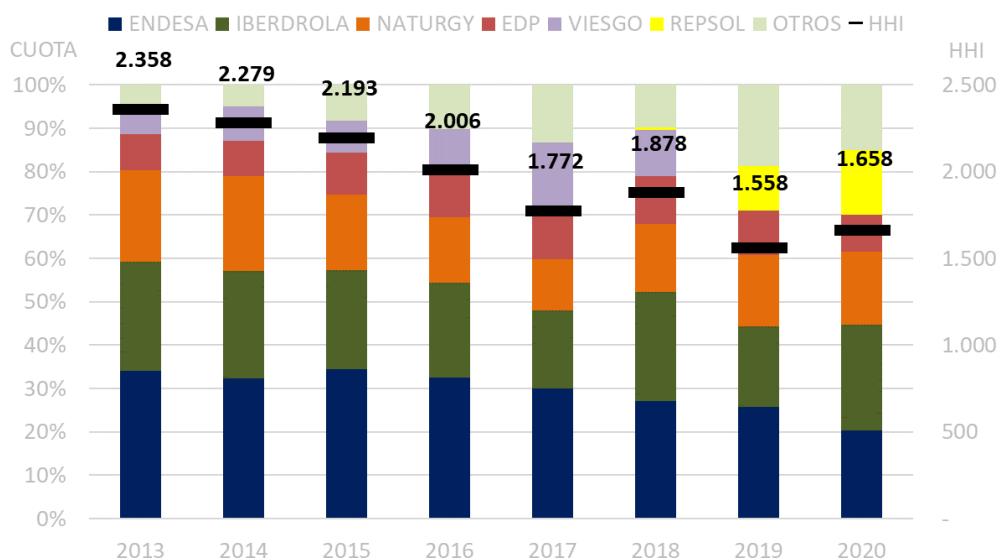
**Gráfico 48. Horas de funcionamiento equivalente a plena carga de las centrales de carbón y de ciclos combinados de cada empresa en 2020 distinguiendo el despacho realizado en días donde ha participado la central en el proceso de restricciones técnicas, despacho realizado en el PDBF, y despacho realizado en otros segmentos**



Fuente: CNMC

### 3.2.3 Banda de Regulación Secundaria y Energía de Regulación Secundaria

**Gráfico 49. Cuotas empresariales e índices HHI en banda secundaria**

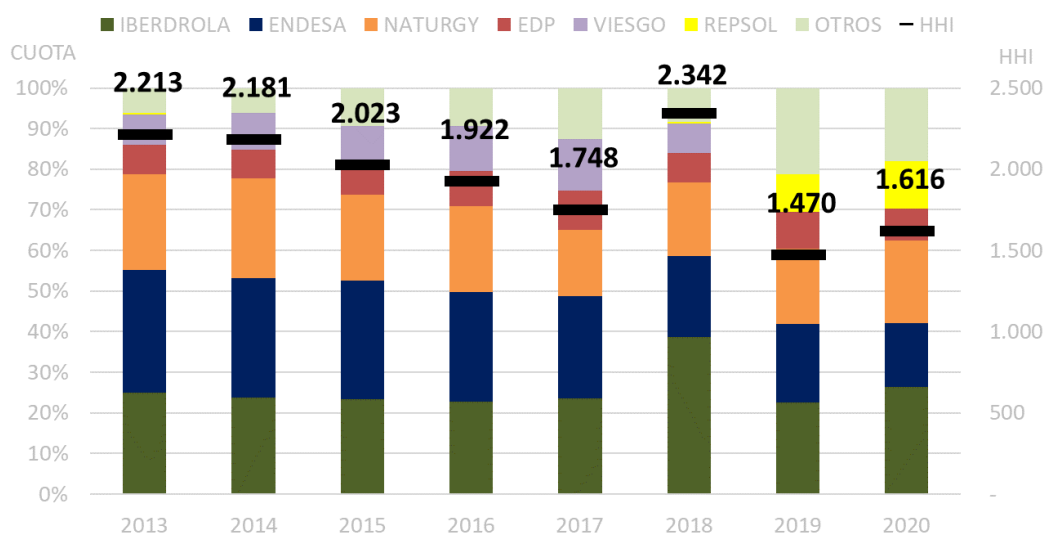


Fuente: CNMC

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 50. Cuotas empresariales e índices HHI en el mercado de energía de regulación secundaria a subir**

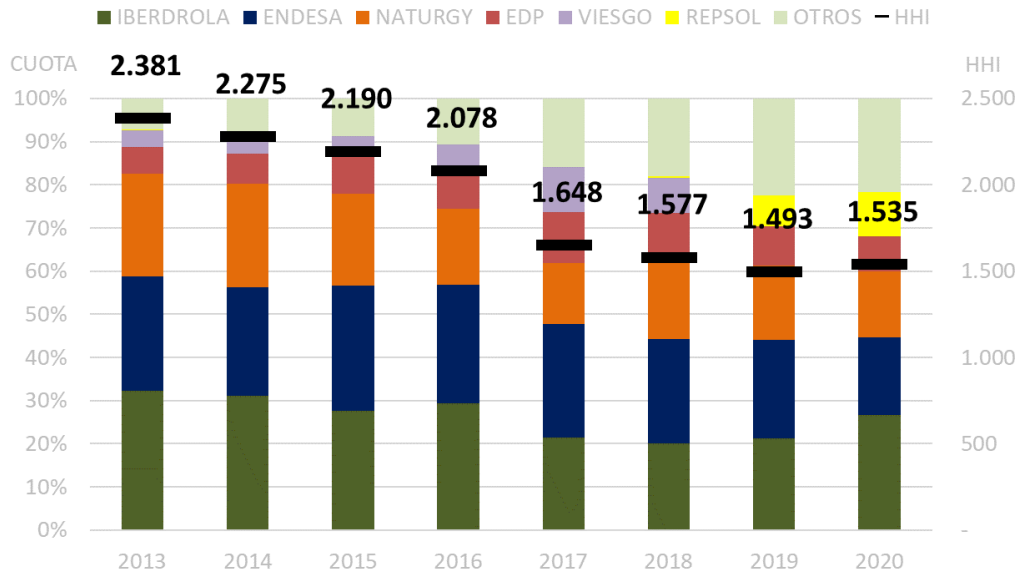


Fuente: CNMC

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 51. Cuotas empresariales e índices HHI en el mercado de energía de regulación secundaria a bajar**



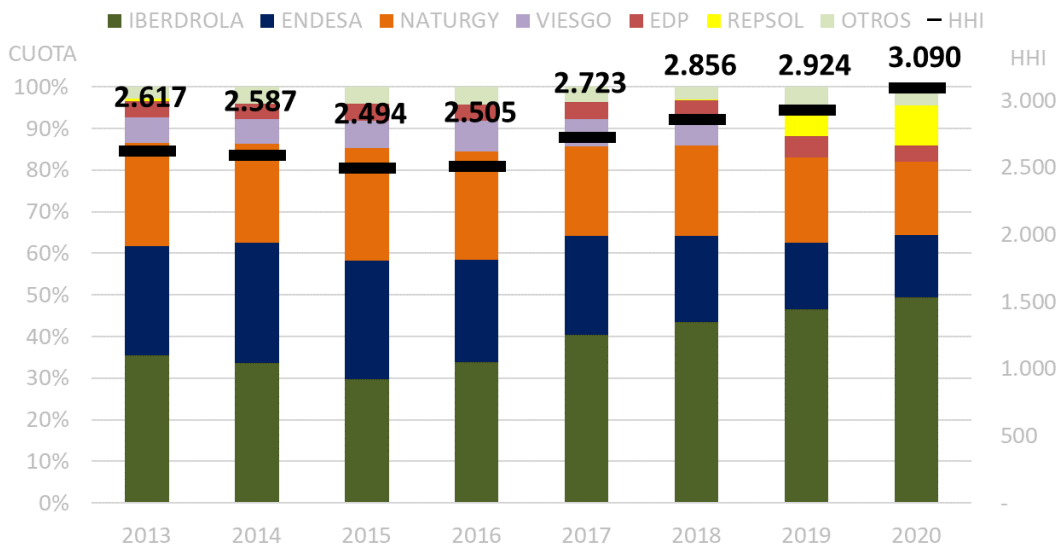
Fuente: CNMC

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 52. Cuotas empresariales e índices HHI en el mercado de energía de regulación terciaria a subir**



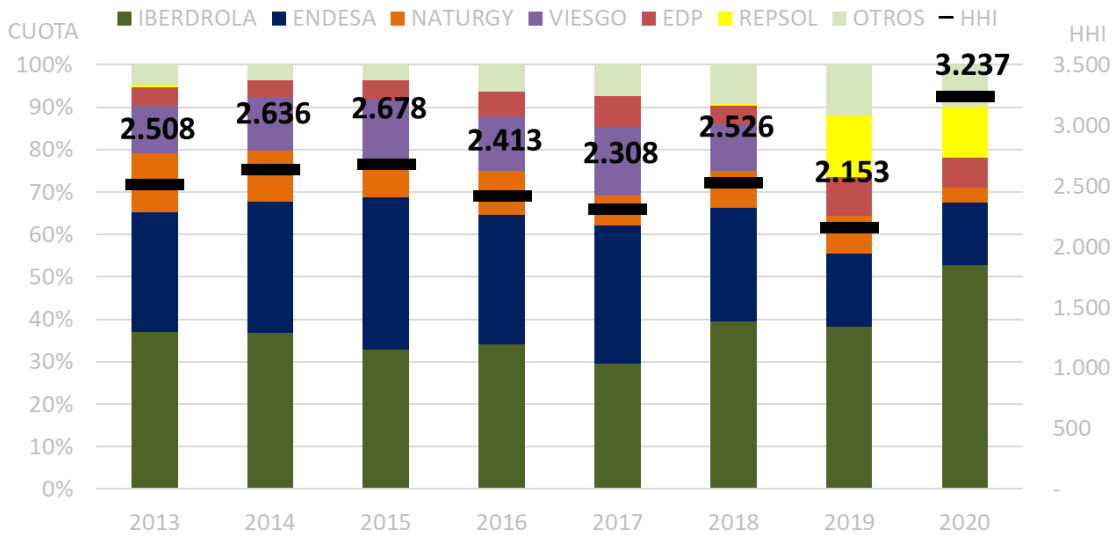
Fuente: CNMC

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 53. Cuotas empresariales e índices HHI en el mercado de energía de regulación terciaria a bajar**



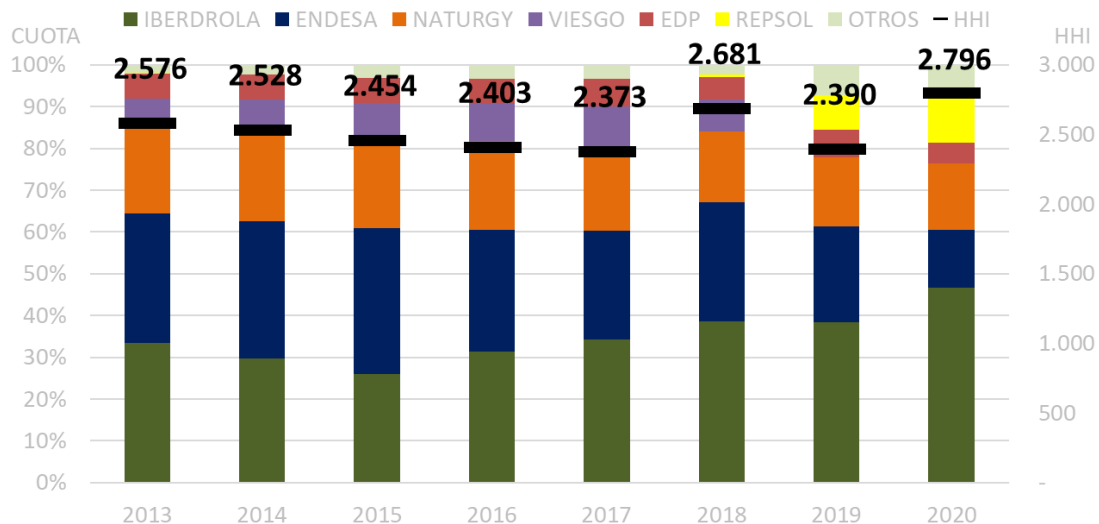
Fuente: CNMC

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

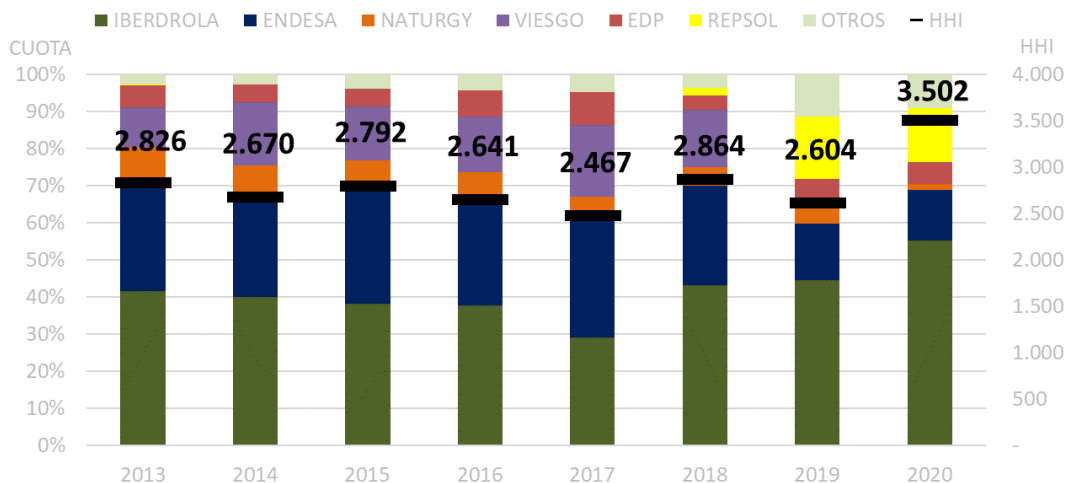


Fuente: CNMC

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



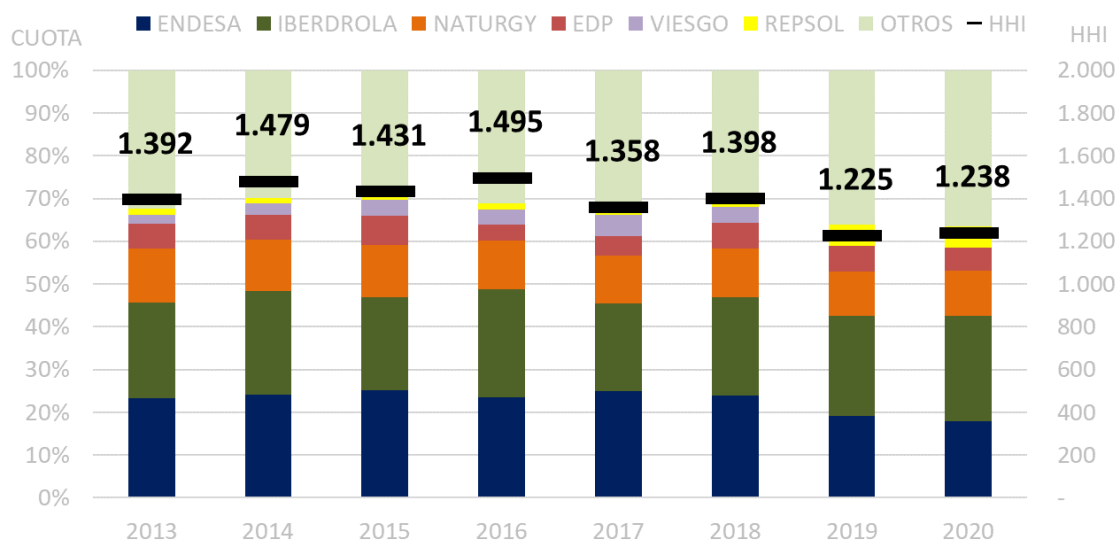
Fuente: CNMC

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 56. 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	ENDESA	IBERDROLA	NATURGY	EDP	VIESGO	AXPO	ACCIONA	REPSOL	ENERGYA VM	WIND TO MARKET	NEXUS	OTROS	HHI
2008	27%	24%	18%	5%	1%	4%	3%	1%	1%	1%	1%	14%	1.689
2009	21%	25%	14%	5%	4%	6%	3%	1%	2%	2%	1%	16%	1.423
2010	19%	25%	13%	5%	3%	7%	5%	1%	2%	2%	2%	16%	1.468
2011	22%	23%	13%	5%	3%	7%	5%	1%	3%	2%	2%	14%	1.474
2012	22%	20%	13%	5%	3%	8%	5%	1%	3%	2%	2%	16%	1.402
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

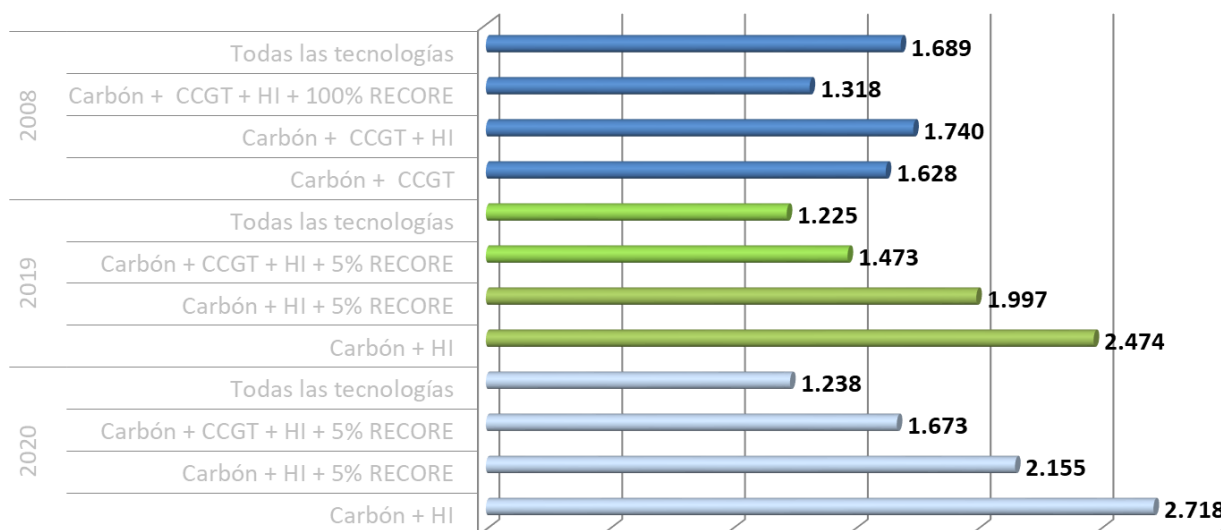
Fuente: CNMC

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.

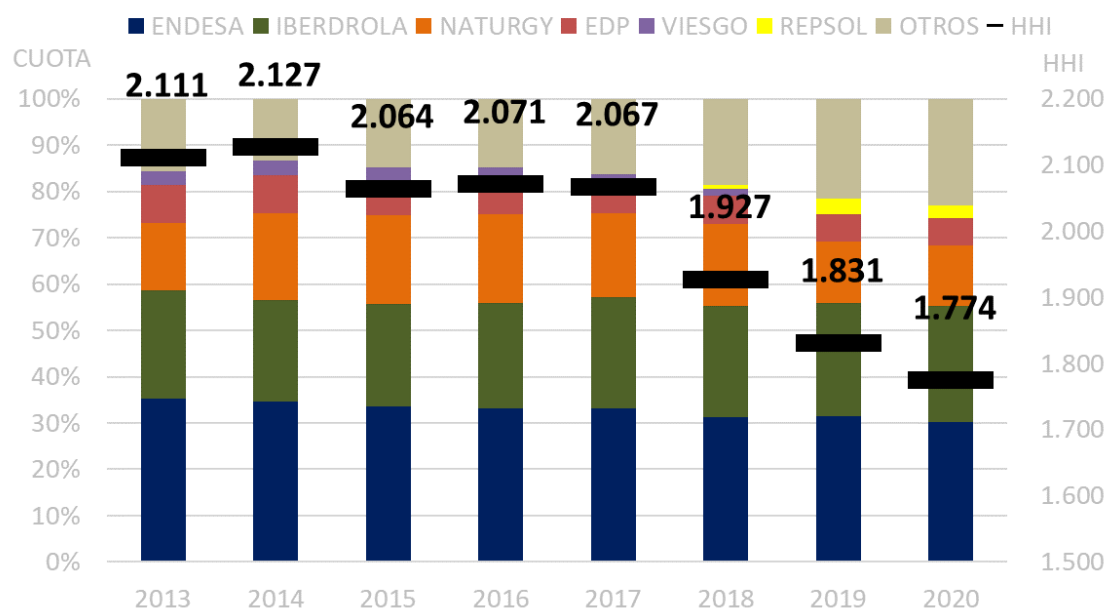
La cuota de las instalaciones RECORE se calcula por agente representante.

**Gráfico 57. Índices HHI de generación según distintas tecnologías en zona española en P48**



Fuente: CNMC

**Gráfico 58. 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**

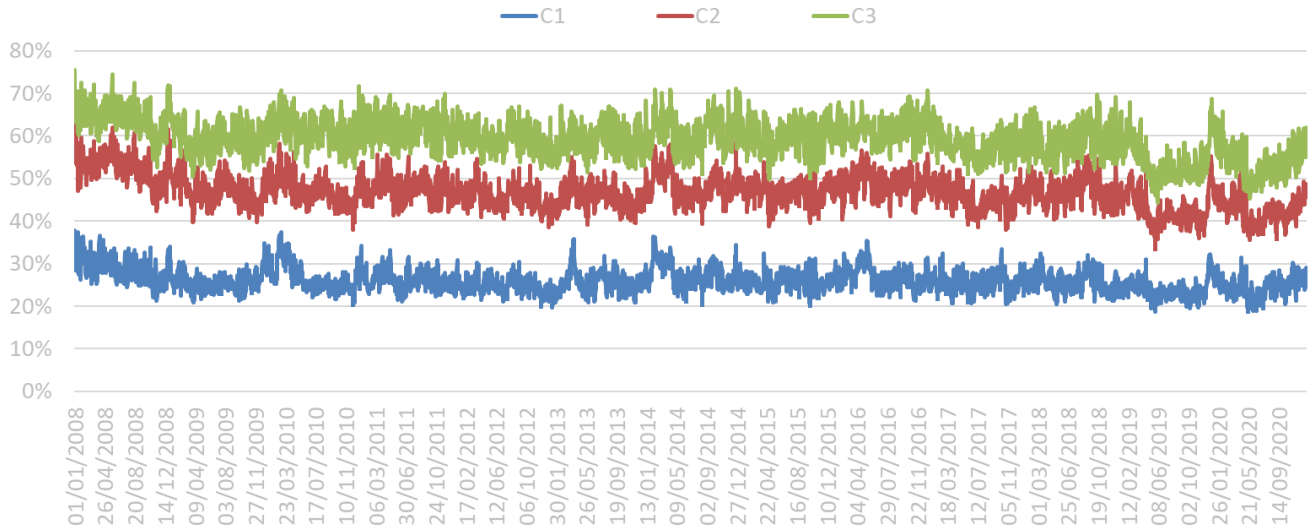
AÑO	ENDESA	IBERDROLA	NATURGY	EDP	VIESGO	REPSOL	FORTIA	ENERGYA VM	ACCIONA	NEXUS	AXPO	ENGIE	OTROS	HHI
2008	38%	30%	18%	7%	1%	0%	3%	0%	0%	0%	0%	0%	3%	2.698
2009	38%	28%	16%	7%	2%	0%	5%	1%	0%	0%	0%	0%	3%	2.437
2010	37%	27%	16%	8%	2%	0%	5%	1%	0%	1%	1%	0%	2%	2.392
2011	36%	26%	15%	8%	2%	0%	4%	1%	0%	1%	1%	0%	6%	2.333
2012	35%	25%	14%	8%	3%	0%	4%	1%	1%	1%	1%	0%	7%	2.234
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

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.

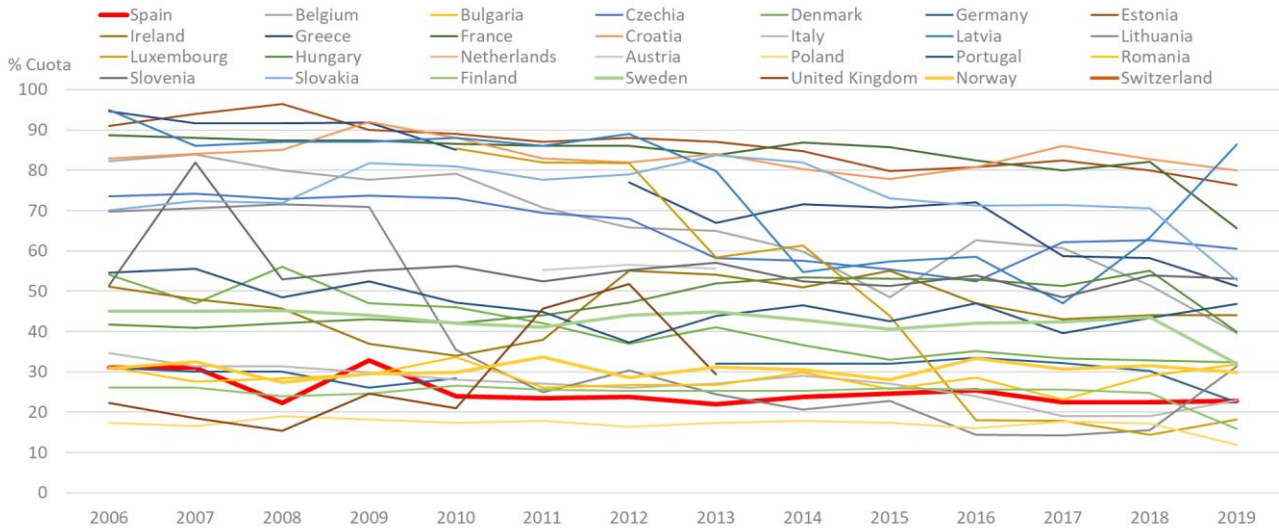
La cuota de las instalaciones RECORE se calcula por agente representante.

**Gráfico 59. Evolución de los índices de concentración diarios de la generación en zona española. P48**



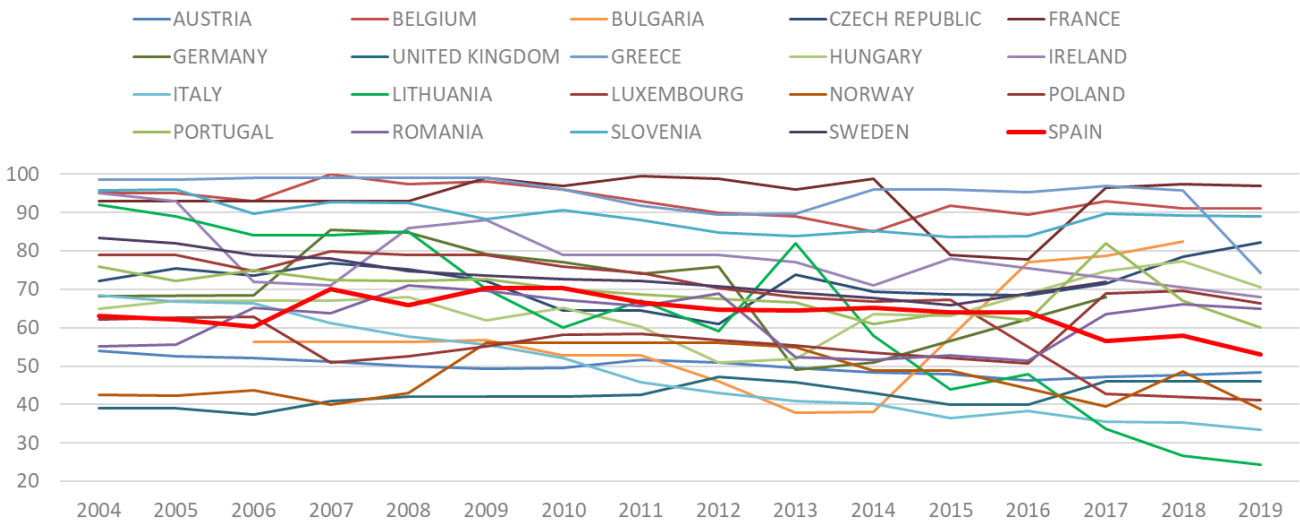
Fuente: CNMC

**Gráfico 60. Comparativa europea del índice de concentración C1, calculado como la cuota anual del mayor productor. P48**



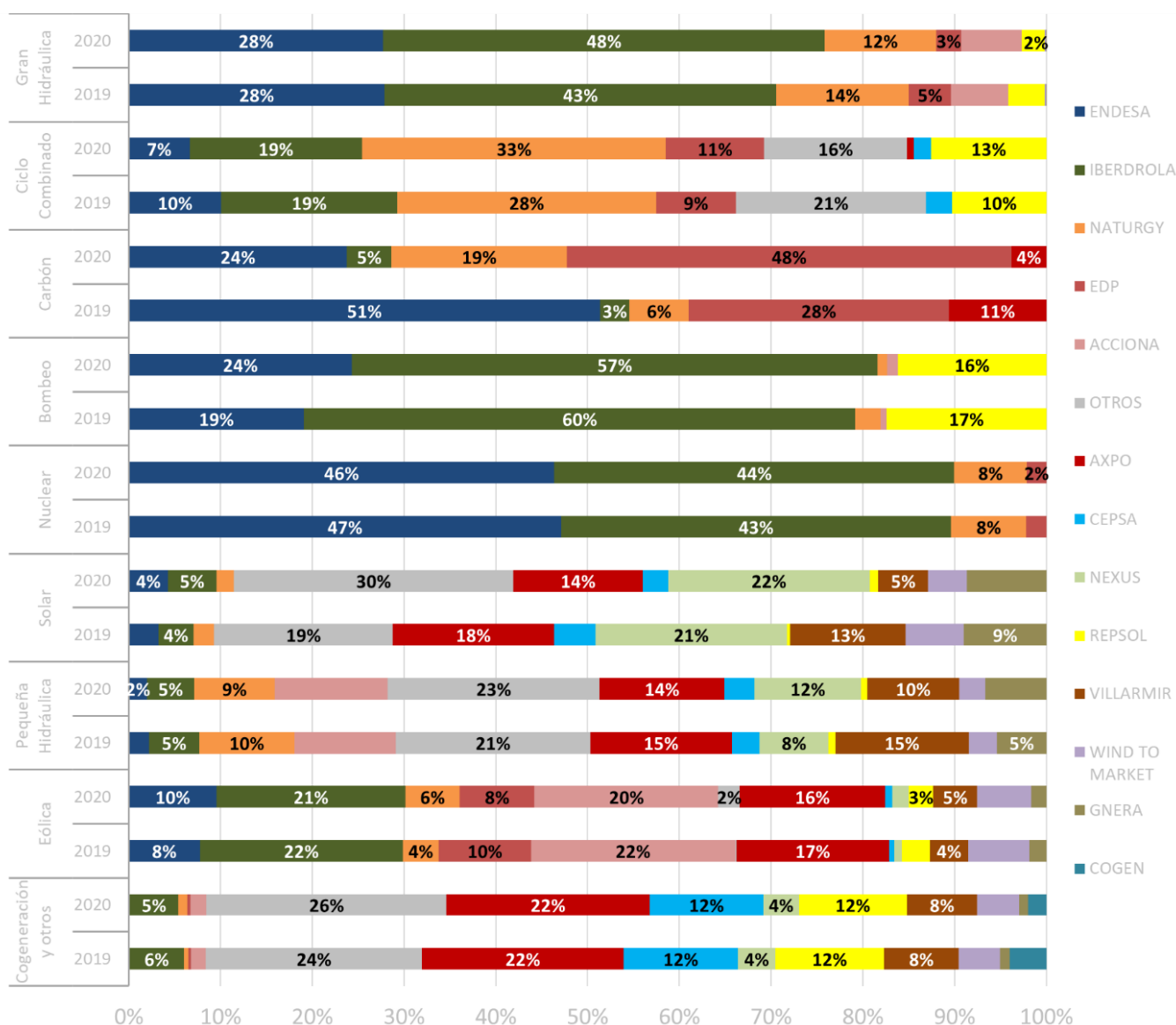
Fuente: Eurostat

**Gráfico 61. Comparativa europea del índice de concentración C3, calculado como la cuota anual de los tres mayores productores. P48**



Fuente: National Reports CEER

**Gráfico 62. Cuotas de producción en P48 zona peninsular por tecnología en 2019 y 2020**

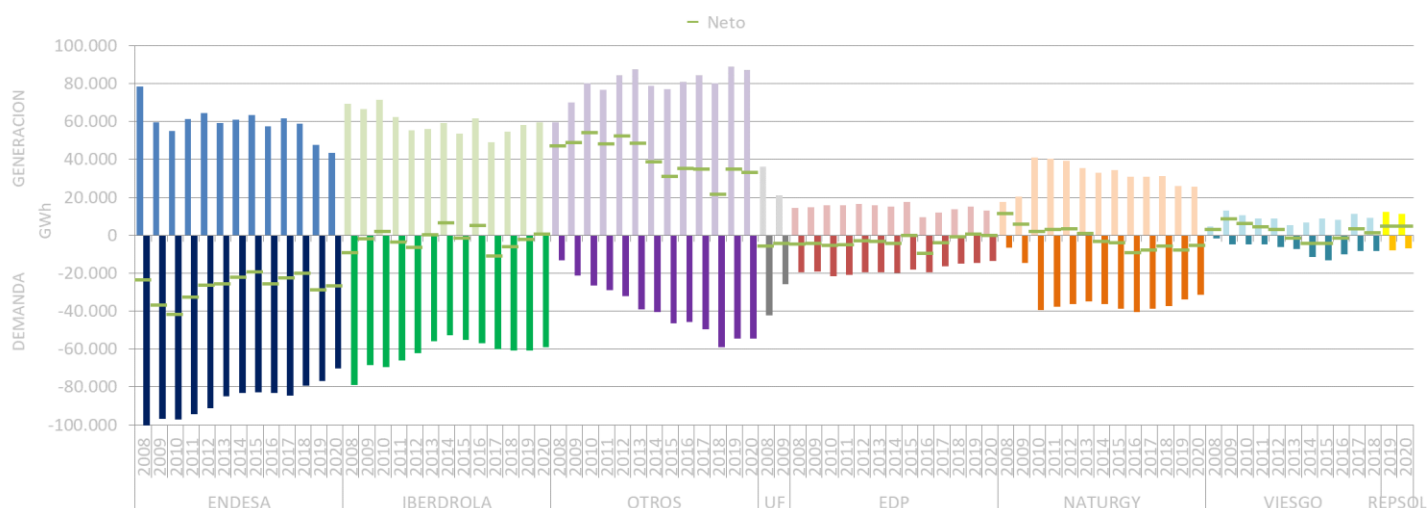


Fuente: CNMC

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 vertical<sup>13</sup> (generación y comercialización)

**Gráfico 63. Evolución anual de compras y ventas y saldo neto por agente en el mercado mayorista spot. Zona española (\*)**



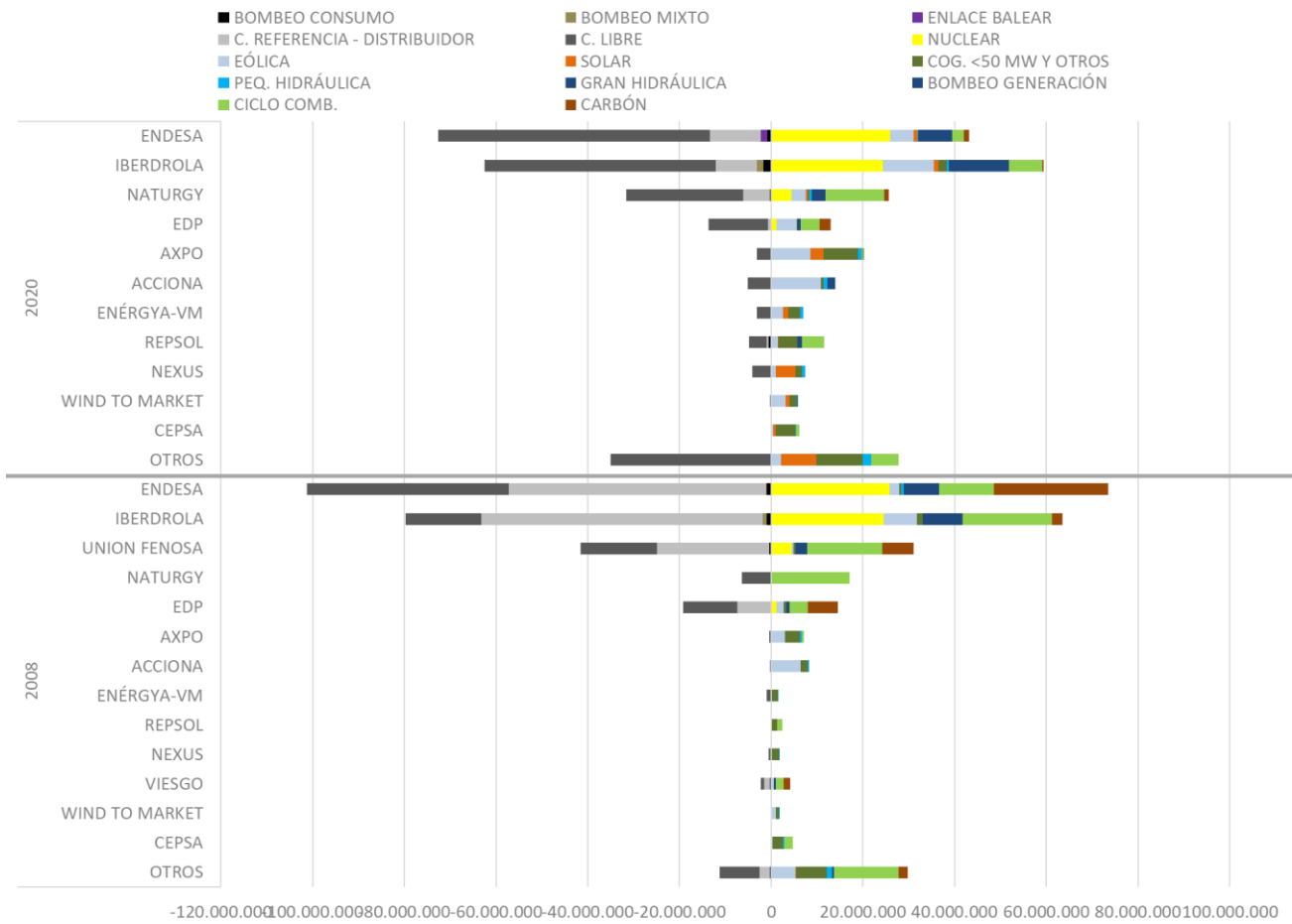
Fuente: CNMC

(\*) 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.

<sup>13</sup> 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.

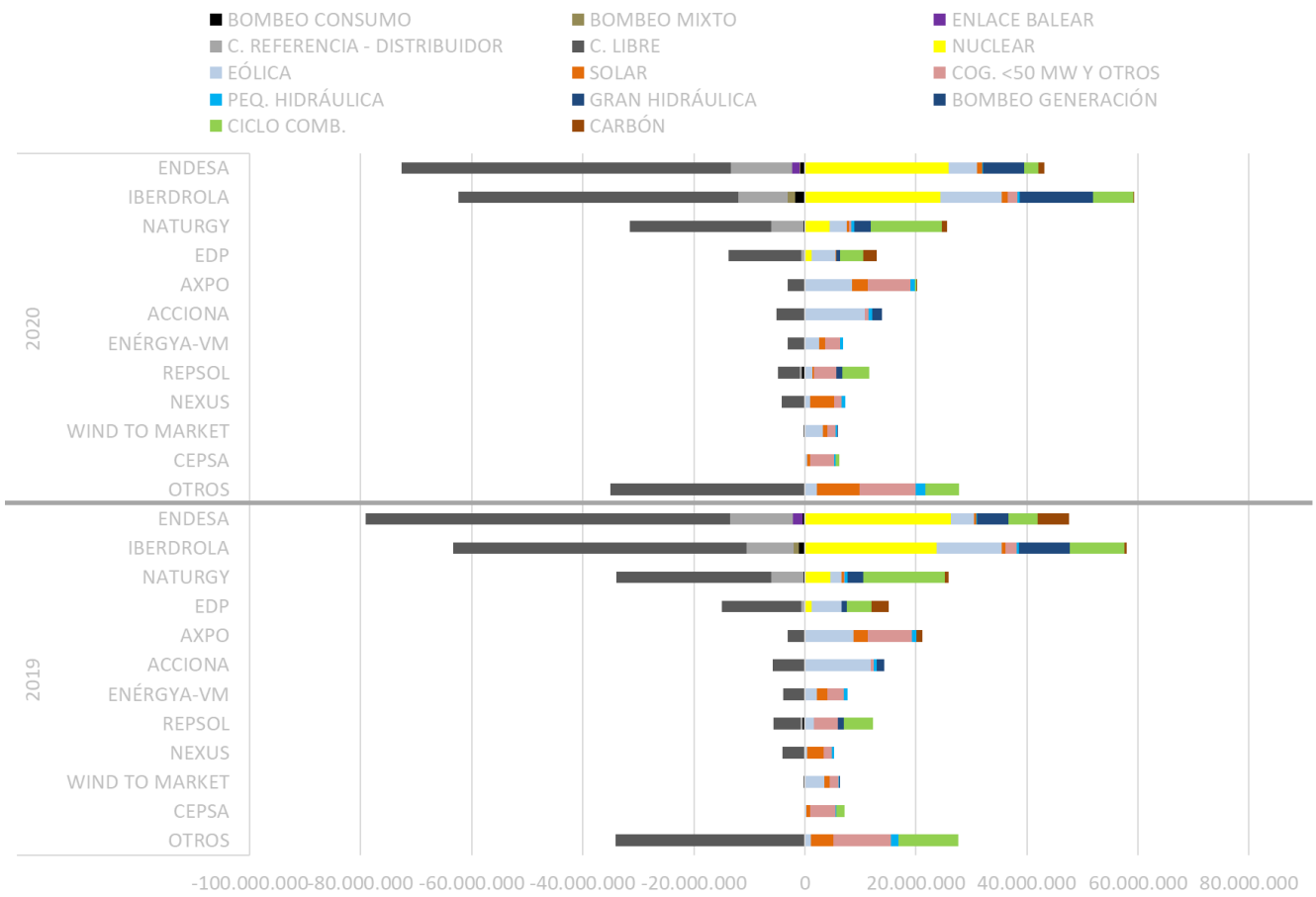


**Gráfico 64. Compras y ventas por agente y tecnología (MWh). Años 2008 y 2020**



Fuente: CNMC

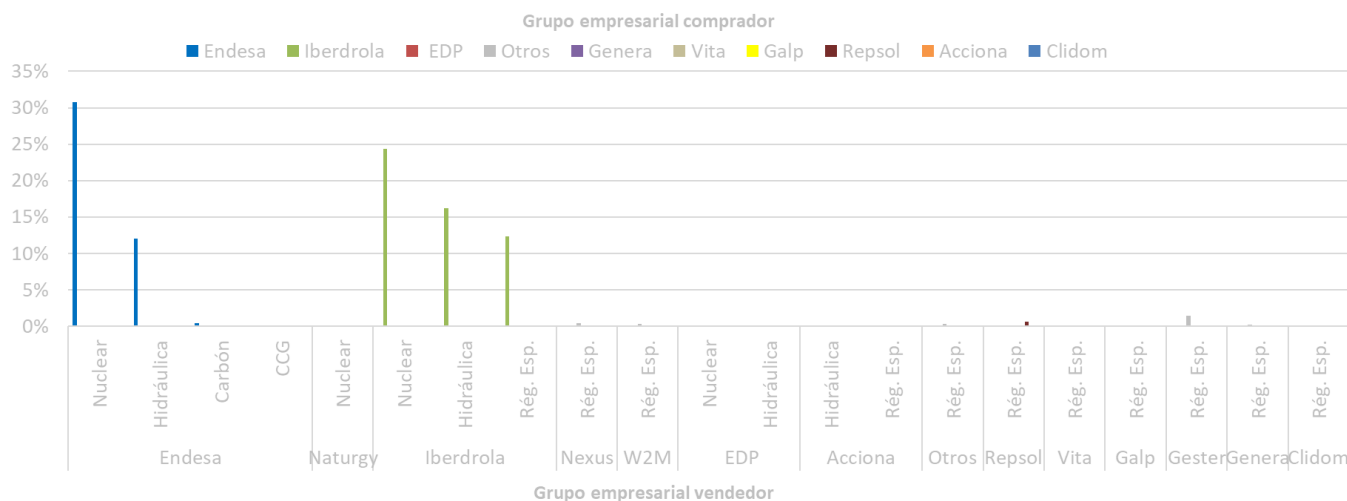
**Gráfico 65. Compras y ventas por agente y tecnología (MWh). Años 2019 y 2020**



Fuente: CNMC

### 3.4 Liquidez en el mercado diario e intradiario

**Gráfico 66. Contratos bilaterales físicos en los que la parte vendedora es una tecnología de generación. Año 2020**



Fuente: CNMC

### 3.5 Evolución del precio del Mercado diario

En 2020 se registró una cuota de generación con tecnologías renovables del 45,5%, superior a la del año anterior, del 39%, y que supuso el record histórico de cuota de generación con este tipo de tecnologías. En PDBF, la cuota de renovables fue, para 2019 y 2020, del 42% y 49%, respectivamente.

Aumentó, con respecto al año anterior, la aportación hidráulica (14% del total, un 26,6% más que en 2019) y la solar fotovoltaica (6% del total, un 74% más que en 2019). El hueco térmico, por su parte, disminuyó hasta representar el 18% de la energía anual (24% en 2019).

La mayor participación de las renovables, por el lado de la oferta, y el importante descenso de la demanda debido a la crisis sanitaria provocada por la COVID-19 –ver anexo para un análisis más detallado– favorecieron la reducción del precio del mercado diario respecto al año anterior, que fue, de media, un 28,8% inferior al de 2019. Además, dicha crisis también afectó a la demanda de combustibles y, por consiguiente, a su precio, por lo que los costes de generación de las centrales térmicas también se vieron reducidos.

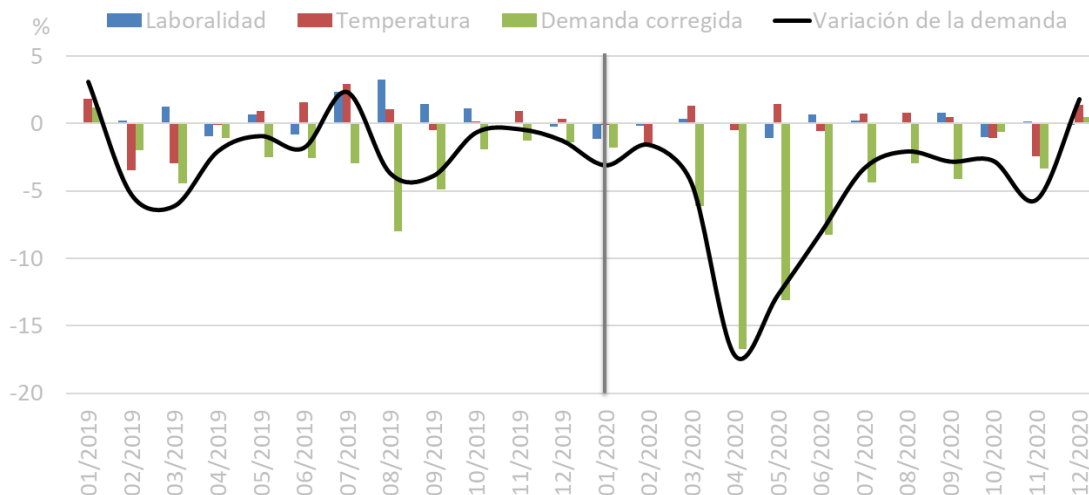
**Gráfico 67. Evolución del precio del mercado diario**



Fuente: CNMC

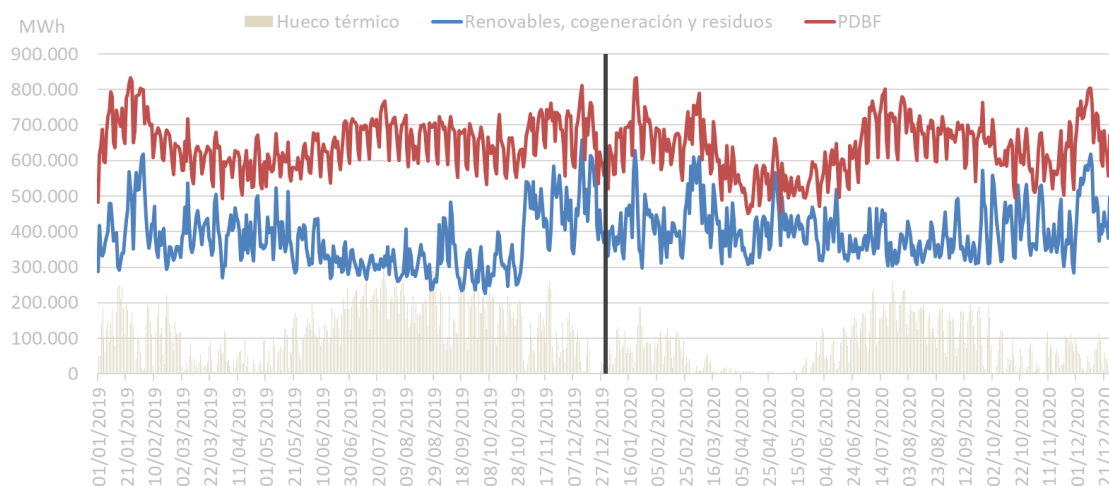
A diferencia del año anterior, en el que el precio medio diario del mercado diario se mantuvo estable a lo largo del año, en 2020 presentó una forma de V en la primera mitad del año, con el mínimo en el mes de mayo, coincidiendo con el descenso de la demanda de electricidad por la crisis sanitaria y el aumento de la generación a partir de fuentes renovables, con especial incremento de la generación solar fotovoltaica. Estos factores provocaron que, durante marzo y abril, se dieran periodos de hueco térmico nulo. Así, el precio medio diario pasó de los 40 €/MWh de principios de 2020 a menos de 5 €/MWh en mayo, recuperándose progresivamente hasta alcanzar nuevamente los 40-50 €/MWh a partir de septiembre.

**Gráfico 68. Variación y componentes de la demanda peninsular en barras de central**



Fuente: REE

**Gráfico 69. 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)**



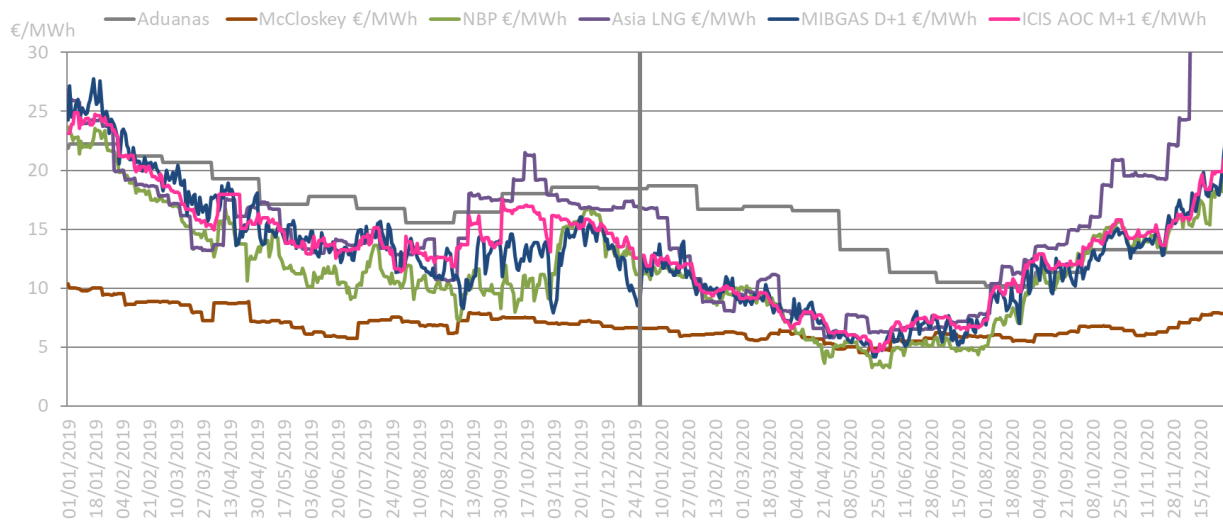
Fuente: CNMC

La demanda global de carbón se redujo en 2020 con motivo de la ralentización económica globalizada debido a la crisis sanitaria, tras haberse incrementado en los últimos años principalmente debido al mayor consumo en países del sudeste asiático como China, India o Indonesia. En lo que al sistema eléctrico español se refiere, tras invertirse el orden de mérito entre carbón y gas natural a principios de 2019, el peso de la generación eléctrica a partir de centrales de carbón fue reduciéndose hasta representar, en 2020, solamente el 2% del total de energía producida, frente al 15,8% del ciclo combinado.

En los mercados spot de Europa de gas natural el precio promedio anual del producto diario en 2020 se situó alrededor de los 9 €/MWh (referencias TTF y NBP), un 41% inferior al precio de 2019. En el mercado español, en términos anuales, se registró de media un precio superior a éste en aproximadamente 1 €/MWh (MIBGAS D+1). El precio del gas natural mantuvo en 2020 una tendencia descendiente a lo largo del primer semestre del año desde los 12 €/MWh en enero a los 5 €/MWh de junio, motivada principalmente por la reducción de la demanda debido a la crisis sanitaria global –en abril y mayo, los meses con medidas de confinamiento más restrictivas, la demanda de gas bajó hasta casi un 20% por debajo de la demanda del año anterior-, las temperaturas suaves, y la fuerte generación renovable. A finales de mayo los precios llegaron a mínimos próximos a 3 €/MWh (situándose incluso por debajo del Henry Hub). A partir de junio, la recuperación de la actividad económica tras la crisis sanitaria propició una recuperación de la demanda de gas natural y, por consiguiente, un moderado aumento de las cotizaciones del gas en los mercados mundiales, más pronunciada a partir de noviembre debido a la proximidad del periodo invernal y

una ola de frío que llevó a desviar varios cargamentos de GNL a Asia, cerrando el año en 20 €/MWh y en tendencia ascendente.

**Gráfico 70. 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 CO<sub>2</sub>, que representan un coste adicional para las centrales térmicas, en 2020 el precio de estas, en media anual, fue de 24,16 €/t, casi idéntico al de 2019 (24,76 €/t). Su evolución durante el año, sin embargo, fue diferente: el precio de las emisiones se desplomó en marzo, coincidiendo con el inicio de los confinamientos derivados de la crisis sanitaria, e inició a partir de ahí una senda ascendente hasta máximos históricos que superaron los 30 €/t. Cabe destacar que estos valores han sido superados por los precios alcanzados en 2021, que hasta septiembre de 2021 han superado los 60 €/t.

**Gráfico 71. Evolución del precio de las emisiones de CO<sub>2</sub>**

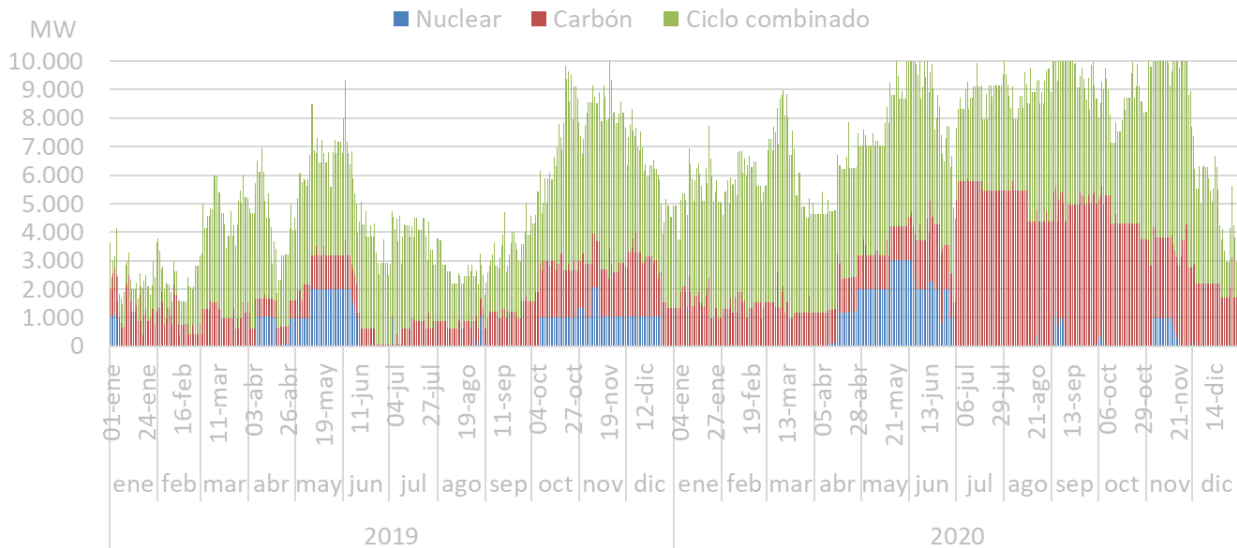


Fuente: CNMC

Así pues, la reducción del precio del gas natural y, por consiguiente, del coste de generación eléctrica a partir de ciclos combinados, junto con una menor demanda peninsular (-5,1% respecto a 2019) derivada de la crisis sanitaria, una participación de energías renovables en el mix de generación superior a la del año anterior y récord histórico (45,5%) –con un importante incremento de la generación fotovoltaica- y una escasa generación a partir de centrales de carbón, provocó que el precio medio aritmético del mercado diario en 2020 fuera de 33,96 €/MWh, un 29% menos que en 2019 (47,68 €/MWh).

### 3.6 Evolución de la potencia indisponible

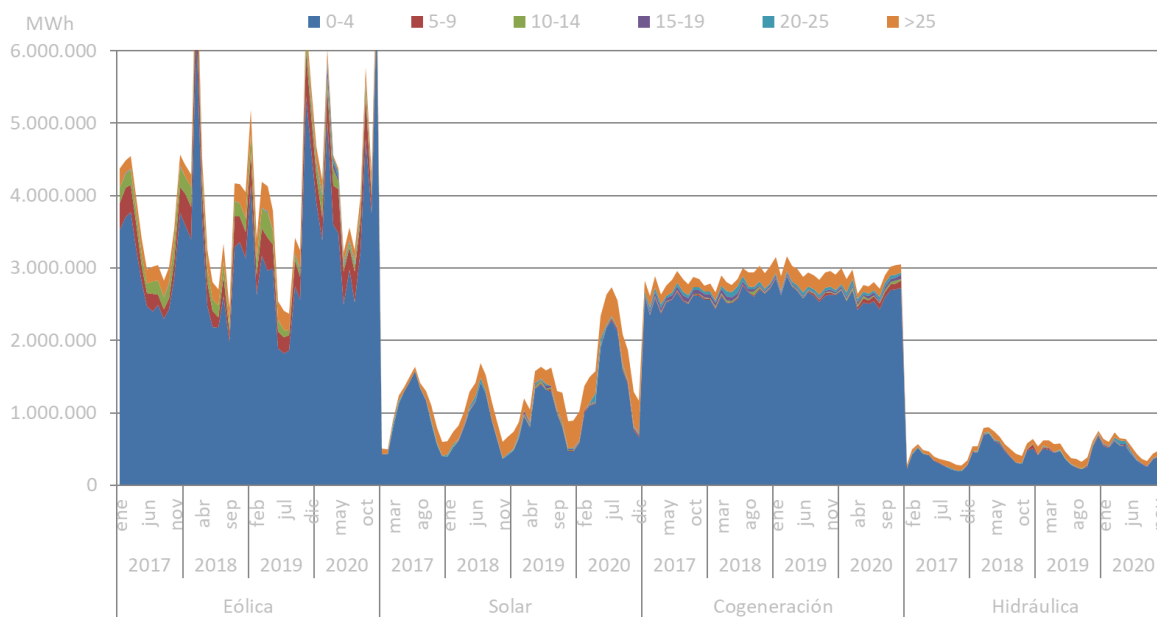
**Gráfico 72. Potencia de generación indisponible programada y sobrevenida**



Fuente: CNMC

### 3.7 Comportamiento de las energías renovables y de la cogeneración en el mercado

**Gráfico 73. 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 2017-2020**



Fuente: CNMC

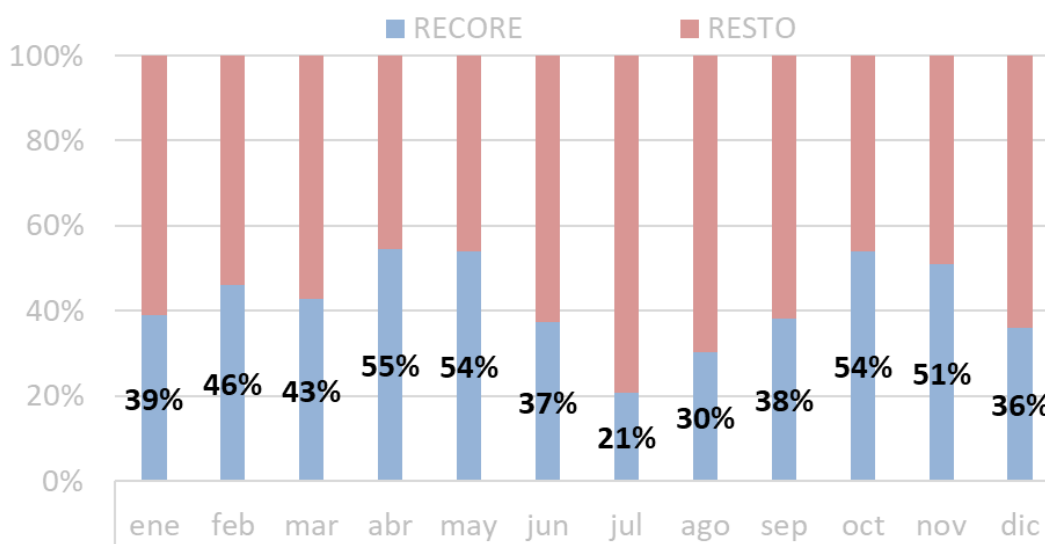


**Cuadro 14. Instalaciones renovables, cogeneración y residuos habilitadas para participar los servicios de ajuste del sistema a diciembre de 2020**

Combustible	Desglose combustible	Potencia instalada (MW)	Potencia habilitada en Fase II de restricciones técnicas (MW)		Potencia habilitada en terciaria y gestión de desvíos (MW)		En zona de regulación (MW)		Potencia habilitada en secundaria (MW)	
Cogeneración	Derivado del petróleo o carbón	682,5	149,5	22%	24,8	4%	74	11%		
	Energía residual	67,4								
	Gas natural	5.422,9	1.332,1	25%	205,8	4%	356,5	7%	285,7	5%
Eólica	Terrestre	26.655,3	15.541,5	58%	14.614,3	55%	8.764,5	33%	420	2%
Hidráulica	Minihidráulica	2.180,6	255	12%	255	12%	195,2	9%	226,3	10%
Otras renovables	Biogás	273,1	7,5	3%			0,4	0,2%		
	Biomasa	704,2	107,3	15%	101,3	14%	26,2	4%	229,2	33%
	Residuos domésticos y similares	237,4	93,5	39%						
Residuos no renovables	Residuos varios	299,7	299,7	100%			19,4	6%		
	Subproductos minería	50	50	100%						
Solar	Fotovoltaica	9.588,6	92,4	1%	92,4	1%	1.214,8	13%	653,8	7%
	Térmica	2.299,4	79,9	3%	79,9	3%				

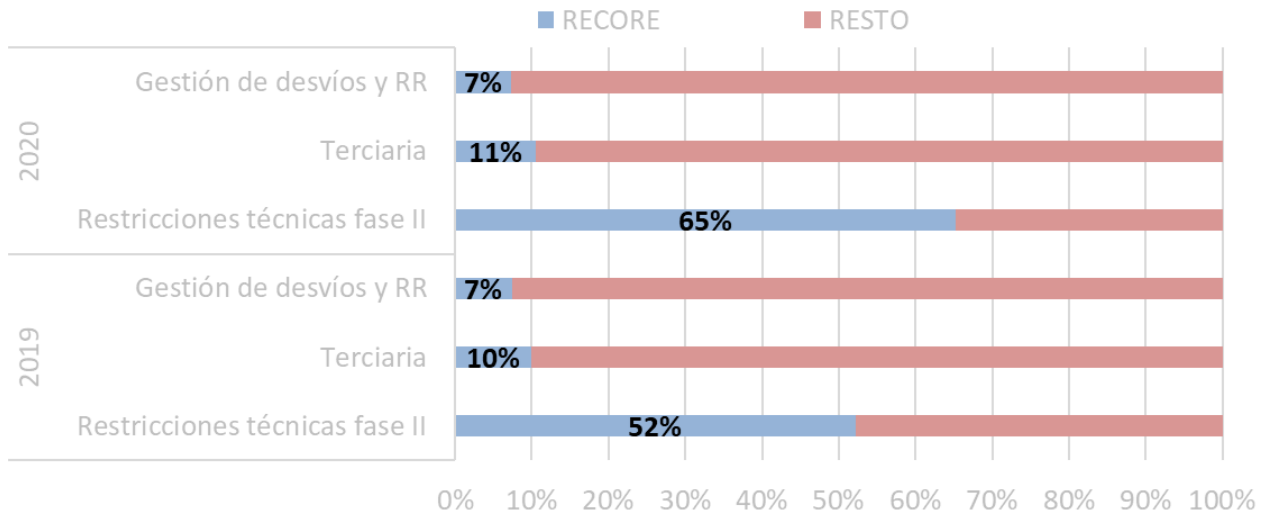
Fuente: CNMC

**Gráfico 74. 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 2020**



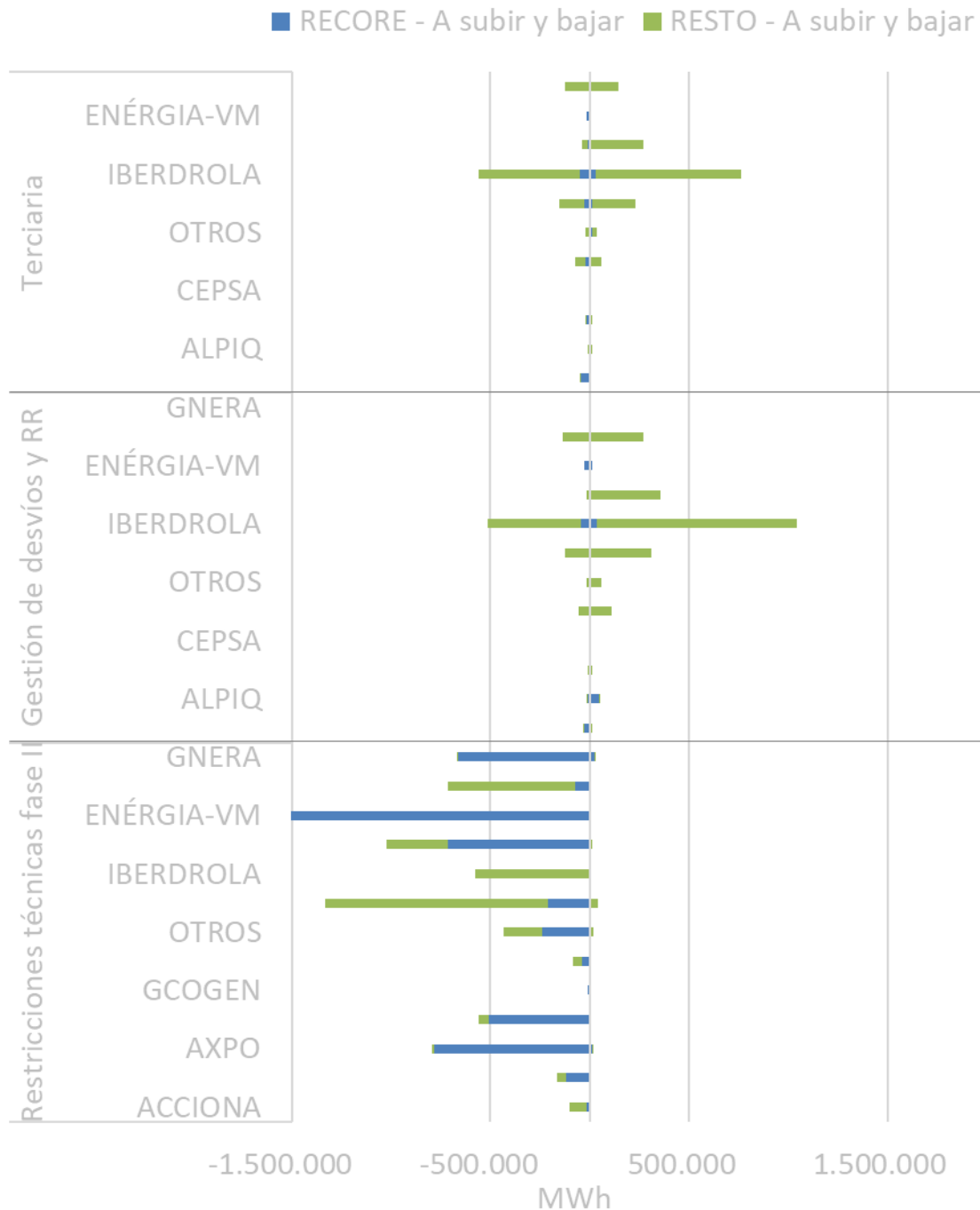
Fuente: CNMC

**Gráfico 75. 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

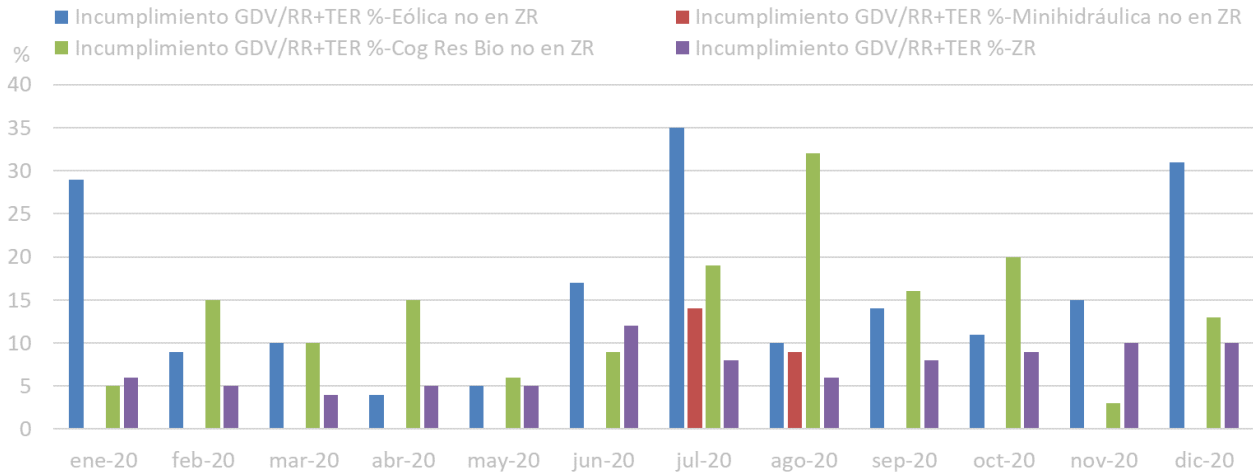
**Gráfico 76. Tecnologías RECORE asignada en la fase II de restricciones técnicas, regulación terciaria y gestión de desvíos y RR por grupo de empresa. Año 2020**



Fuente: CNMC

Nota Por visibilidad del gráfico, el eje de la energía se ha limitado a -1.500.000 MWh.

**Gráfico 77. 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 2020**



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.

### 3.8 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

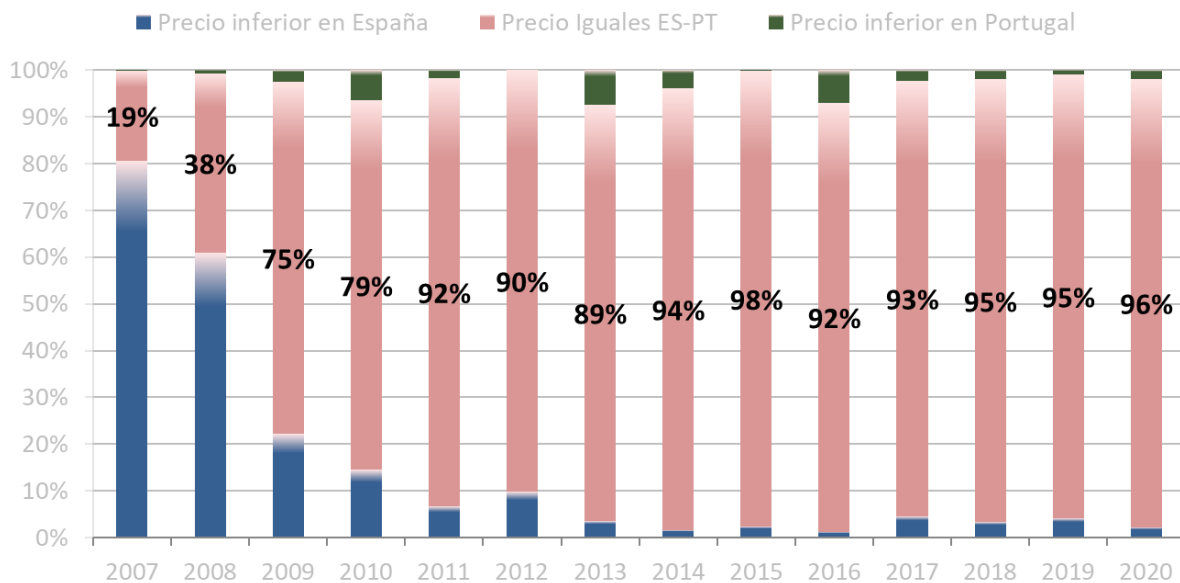
Con respecto a las transacciones en el mercado diario, éstas se han realizado en el ámbito ibérico a través del mecanismo de gestión conjunta de la interconexión basado en subastas implícitas de corto plazo (market splitting<sup>14</sup>), gestionado por OMIE desde el 1 de julio de 2007 hasta mayo de 2014.

<sup>14</sup> 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.

Desde mayo de 2014<sup>15</sup>, 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 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 78. Acoplamiento del mercado diario: evolución anual del porcentaje de horas con precio inferior, igual y superior en España y Portugal**



Fuente: CNMC

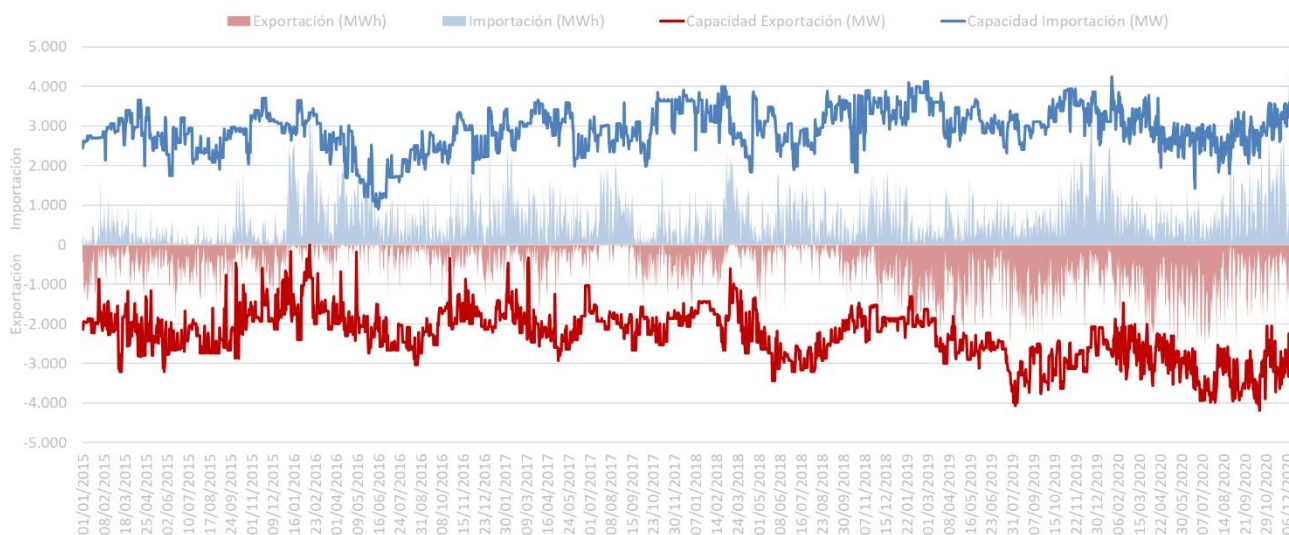
<sup>15</sup> El día 4 de febrero tuvo lugar el acoplamiento del MIBEL con los mercados de la región NWE (North-West Europe, la cual agrupa los mercados de Francia, Bélgica, Países Bajos, Alemania, Luxemburgo, Reino Unido, Noruega, Dinamarca, Suecia y Finlandia) dentro de las actuaciones llevadas a cabo 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.

**Cuadro 15. 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	70,0	5,55
2009	37,0	37,6	0,67
2010	37,0	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	0,10
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	34,0	34,0	0,03

Fuente: CNMC

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



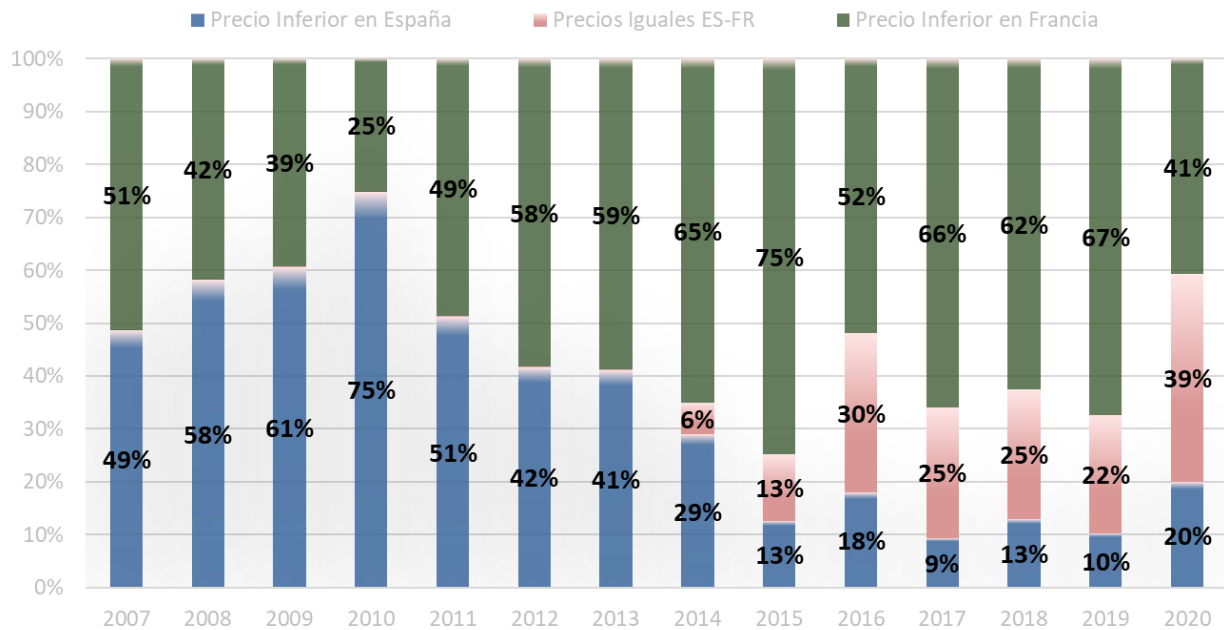
Nota: Puesta en servicio diciembre de 2010, de la línea de 400 kV Adeadávila- Lagoaça.  
Puesta en servicio en enero de 2015 de la Línea de 400 kV Puebla de Guzmán-Tavira.

### 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

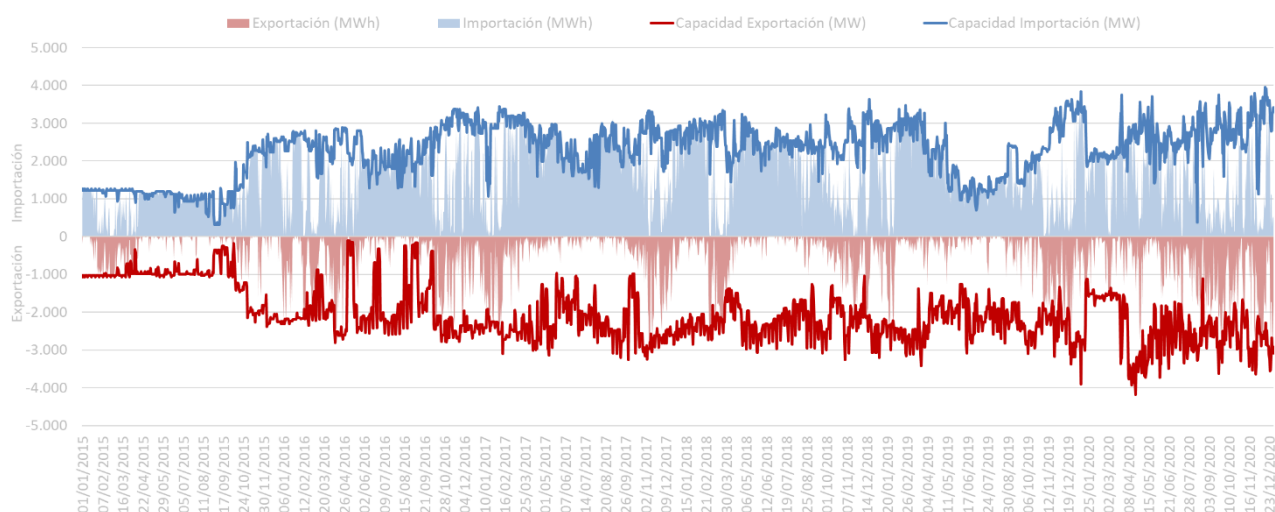
acoplamiento de los mercados diarios (Multi Regional Coupling -MRC-). Las subastas explícitas de capacidad son gestionadas por una plataforma suprarregional de subastas (desde junio de 2015 JAO- Joint Allocation Office-, antes de junio de 2015, CASC.EU.). Las subastas diarias son gestionadas por el Operador del Mercado (OMIE) junto con el resto de operadores europeos incluidos en el proyecto MRC.

**Gráfico 80. Acoplamiento de mercados: evolución anual del porcentaje de horas con precio inferior, igual y superior en España y Francia**



Fuente: CNMC

**Gráfico 81. Capacidad de la interconexión entre España y Francia y utilización media diaria**



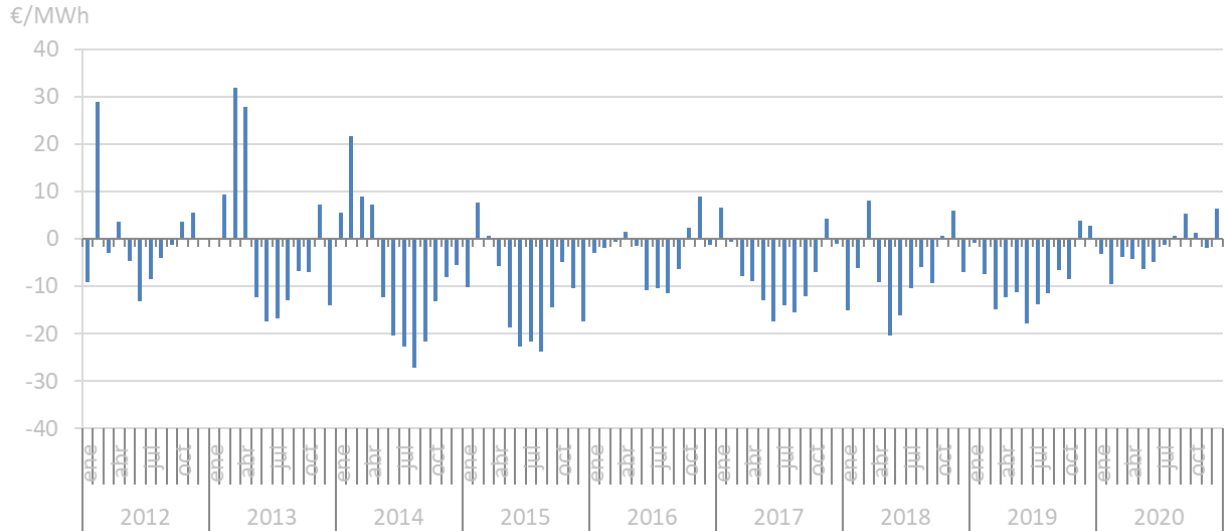
Fuente: CNMC

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 desfasador 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 2020 en el sentido España > Francia fue igual a 3,40 €/MW, valor un 22% inferior al precio de la capacidad en la subasta anual para el año 2019 (4,36 €/MW). En el sentido Francia > España, el precio marginal resultante fue igual a 5,25 €/MW, lo que representa una reducción de un 30% respecto al registrado en ese sentido de flujo en la subasta anual para 2019 (7,51 €/MW). El precio máximo de la capacidad asignada en las subastas mensuales se registró en enero, en el sentido España > Francia con un valor de 6,21 €/MW. En el sentido Francia > España el precio máximo se alcanzó en febrero con 5 €/MW.



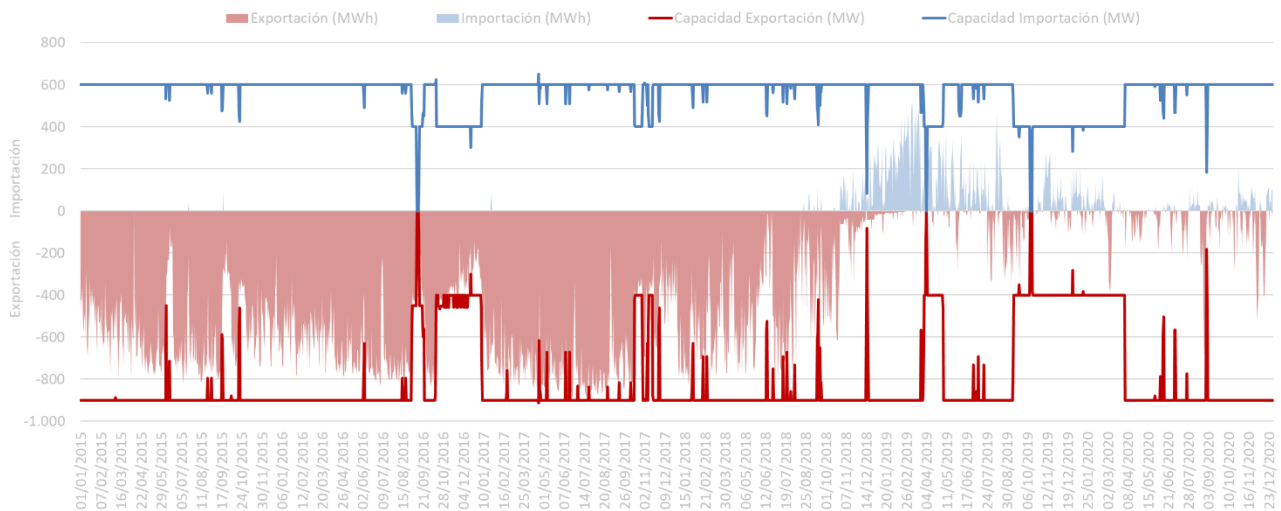
**Gráfico 82. Diferencia de precio del mercado diario entre zonas de precio francesa y española (FR-ES)**



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

**Interconexión con Marruecos**

**Gráfico 83. Capacidad y utilización de la interconexión entre España y Marruecos**

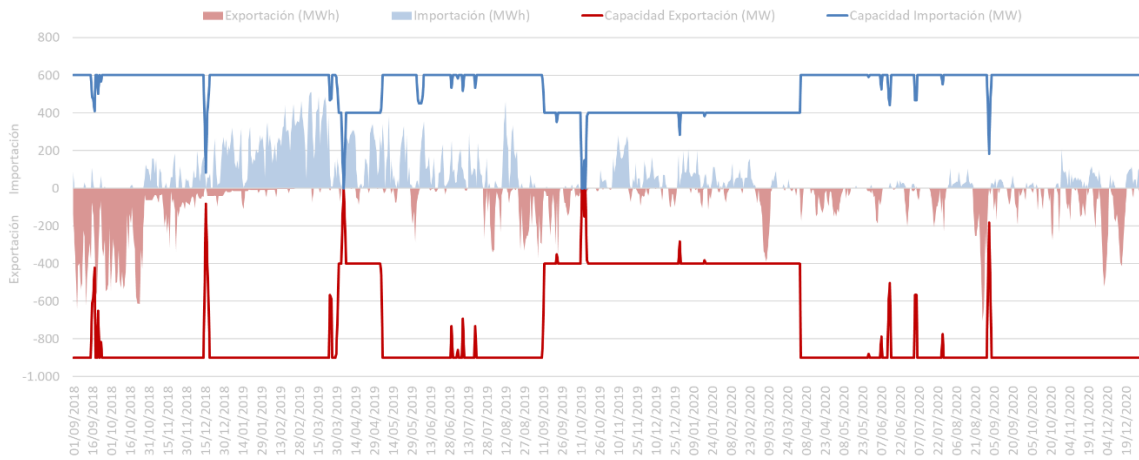


Fuente: CNMC

Nota: Del 14/10/16 al 31/12/16 se reduce la capacidad en ambos sentidos, debido a la avería en la línea.

En 2020 el flujo de la interconexión fue variando a lo largo del año, aunque fue mayoritariamente exportador.

**Gráfico 84. Capacidad y utilización de la interconexión entre España y Marruecos. Septiembre 2018 – diciembre 2020**



Fuente: CNMC

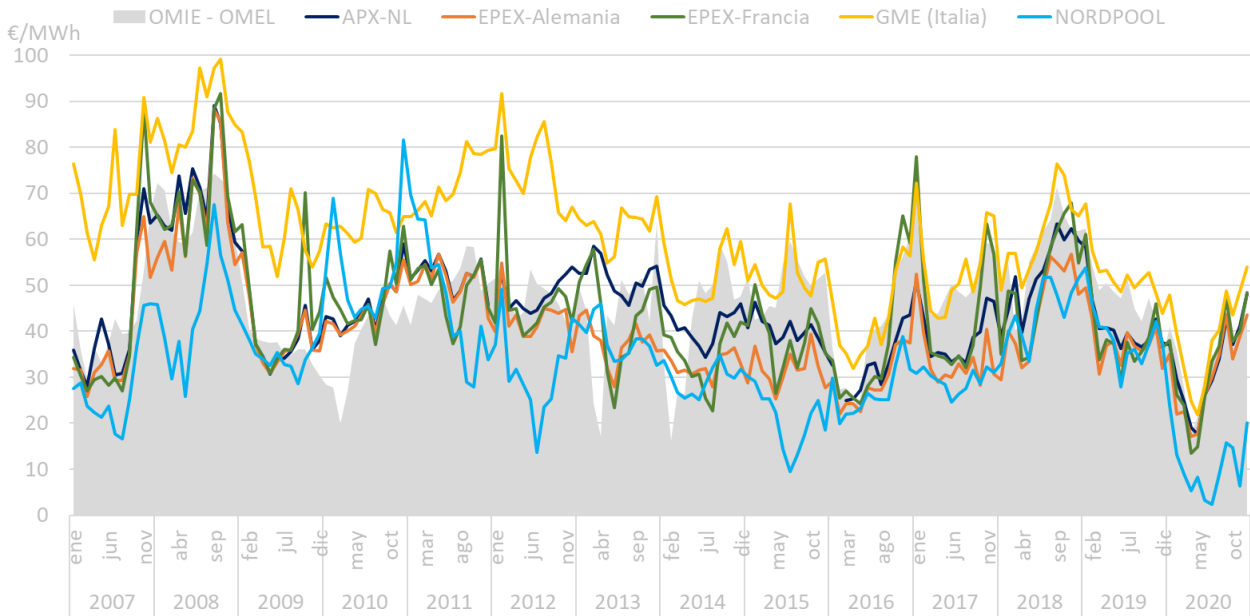
**Gráfico 85. Saldo medio diario del flujo de la interconexión entre España y Marruecos durante 2020**



Fuente: CNMC

**MIBEL y otras referencias europeas**

**Gráfico 86. Evolución de los precios del MIBEL y del resto de mercados europeos**



Fuente: Mercados europeos y CNMC

## **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 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 balance o servicios de ajuste, donde la energía se negocia cerca del tiempo real.

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

- Localización: Los flujos de electricidad deben respetar unas restricciones técnicas de la red.
- Flexibilidad: La capacidad de respuesta que tiene cada generador es diferente.

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

Por otra parte, la electricidad puede ser negociada tanto en los mercados organizados como en el mercado no organizado.

Los mercados a plazo son negociados tanto en el mercado organizado de derivados gestionado por OMIP, los tipos de productos financieros están normalizados y su cámara de compensación es OMIClear, como en los mercados no organizados denominados OTC (Over The Counter). La negociación y contratación de estos últimos se hace directamente entre las partes, sin cámara de compensación, y los contratos no están normalizados.

Los mercados organizados de electricidad de contado programan el suministro y el consumo con cierta antelación atendiendo a criterios económicos, mientras que los servicios de ajuste gestionan reservas para 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 nacional<sup>16</sup>.

En los mercados eléctricos de contado son gestionados por el Operador del Mercado (OMI-Polo Español S.A, OMIE), negociándose la energía entre

---

<sup>16</sup> Para más detalles sobre el proceso de desarrollo normativo de los mercados de electricidad, ver el capítulo de contexto normativo europeo del informe: [https://www.cnmc.es/sites/default/files/3073098\\_0.pdf](https://www.cnmc.es/sites/default/files/3073098_0.pdf)  
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>

compradores y vendedores atendiendo a criterios económicos. En este caso, son los propios agentes quienes definen la oferta (producción) y la demanda (consumo). Los servicios de ajuste son gestionados por el Operador del Sistema (Red Eléctrica de España, REE) quien establece de una manera centralizada el volumen de servicios de ajuste (potencia disponible 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 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” 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 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.

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.

El mercado diario, donde 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 indican el precio al que están dispuestos a producir cada unidad de producción<sup>17</sup> de su central. En las ofertas complejas los generadores pueden incluir condiciones adicionales, como por ejemplo un ingreso mínimo a lo largo del día que la central debe 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 que los generadores incorporan en sus ofertas, cuyo resultado está limitado por la capacidad de las interconexiones entre las zonas de precio.

El mercado intradiario, que 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. 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 de ámbito MIBEL y un mercado intradiario continuo transfronterizo europeo. También es gestionado por el OMIE.

### **Servicios de Ajuste del Sistema, gestionados por el Operador del Sistema<sup>18</sup>**

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 en las condiciones de seguridad necesarias.

Con la finalidad de garantizar la 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

---

<sup>17</sup> Un generador puede diferenciar hasta 25 tramos o unidades de producción distintas en una misma central de producción.

<sup>18</sup> Ver la web de REE para una descripción más detallada del funcionamiento de los servicios de ajuste (“Guía de Ayuda sobre los Mercados de Ajuste del Sistema” <https://www.esios.ree.es/es/documentacion/>)

que tienen por finalidad adaptar los programas de las unidades de producción, resultantes de la participación de los sujetos en las distintas 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 y de bombeo habilitadas para prestarlos. Para llevar a cabo dicha asignación, el OS recibe ofertas de los agentes habilitados para la prestación de estos servicios y las casa con el objetivo de satisfacer su demanda al mínimo coste posible.

Los servicios de ajuste del sistema comprenden la resolución de restricciones técnicas, los servicios de balance (reserva de sustitución y regulación primaria, secundaria y terciaria) y los servicios de no frecuencia (que actualmente están en fase de desarrollo regulatorio):

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 ésta 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 que generar congestión en algunos nudos. En este sentido, a través de este proceso el Operador del Sistema lleva a cabo un proceso mediante el cual elimina las restricciones técnicas identificadas en el sistema mediante la aplicación de redespachos de energía a subir y/o a bajar y el establecimiento de limitaciones a subir o bajar en el programa de determinadas unidades.

Regulación frecuencia-potencia: banda y energía de regulación secundaria y energía de regulación terciaria: El servicio de regulación secundaria tiene por objeto el mantenimiento del equilibrio generación-consumo, corrigiendo 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 con objeto de reconstituir la reserva de regulación secundaria. 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 y gestionado en ámbito europeo 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. En funcionamiento en España desde marzo de 2020, en sustitución del proceso de gestión de desvíos, 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 la programación establecida por el OS, 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 una vez resueltas, en su caso, las restricciones técnicas identificadas y efectuado el reequilibrio posterior.

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 establece 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, se incluyen 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 el servicio de disponibilidad<sup>19</sup>.

---

<sup>19</sup> 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 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 son la integración progresiva de los mercados mayoristas de electricidad en la Unión Europea<sup>20</sup>.

En el contexto del Clean Energy Package (Energía limpia para todos los europeos) se aprobó la modificación del Reglamento de ACER. 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, por lo que gran parte de las que fueron aprobadas durante 2020 y 2021, lo fueron mediante Decisiones de la Agencia. Cabe destacar que, además de seguir participando en el desarrollo de normativa en el marco del ERF (Energy Regulator's Forum), la CNMC participa activamente en la toma de estas decisiones 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](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”<sup>21</sup> 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

---

<sup>20</sup> 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 detalle en el llamado “Market Monitoring Report”, que publica ACER (Agencia para la Cooperación de los Reguladores de la Energía). <https://www.acer.europa.eu/en/Electricity/Market%20monitoring/Pages/Current-edition.aspx>

<sup>21</sup> <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans>

–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>

## Hoja de Ruta MIE, a 18 de marzo 2021



	2019		2020				2021				2022				2023				2024			
	q3	q4	q1	q2	q3	q4	q1	q2	q3	q4	q1	q2	q3	q4	q1	q2	q3	q4	q1	q2	q3	q4
TERRE - Plataforma RR			mar		sept (aPE)																	
IGCC - Plataforma IN						oct																
Demanda en balance (1)							ene															
Fskar (2)								Jun														
Programación QH										oct												
Previsores QH										oct												
Sistema reducc. autom. potencia										oct												
Control tensión										nov												
Armonización del desvío (3)			2 posts							ene												
Redespachos por RRTT										mar												
Agregador independiente (AI)											Jun											
MARI - Plataforma mFRR (4)													oct									Jul
Proyecto SRS														abr								
PICASSO - Plataforma aFRR (4)																					abr	Jul
ISP 15 min (5)																					oct	

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

Con respecto al Reglamento sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía (**REMIT**), cabe destacar la actualización de la Guía de ACER, la sexta edición, de fecha 22 de julio de 2021, centrada en completar y profundizar los capítulos destinados a entender el ámbito de aplicación de REMIT (productos, agentes del mercado, ámbito geográfico, etc.) y su interacción con la normativa financiera, así como el cumplimiento de las prohibiciones y obligaciones relacionadas con la información privilegiada y la manipulación del mercado. La Comisión Europea, a su vez, publicó, el 17 de diciembre de 2020, la Decisión sobre las tasas adeudadas a la Agencia de la Unión Europea para la Cooperación de los Reguladores de la Energía por la recopilación, la gestión, el tratamiento y el análisis de la información notificada con arreglo al Reglamento REMIT, mediante la cual se fija un mecanismo de financiación adicional de la Agencia para cubrir los costes de las actividades relacionadas con REMIT. 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, sigue trabajando en la consecución de los objetivos medioambientales a través de estrategias definidas en el medio y largo plazo –a 2030 y 2050- englobadas en el llamado Pacto Verde Europeo (Green Deal, en inglés). Las primeras iniciativas<sup>22</sup> en este sentido son:

- Ley Europea del Clima, que consagra en una ley el objetivo de neutralidad climática para 2050.
- Pacto Europeo sobre el Clima, que pretende que los ciudadanos y todas las partes de la sociedad se comprometan en la acción por el clima.
- Plan del objetivo climático para 2030 con vistas a seguir reduciendo las emisiones netas de gases de efecto invernadero en un mínimo del 55% de aquí a 2030.
- Estrategia de Adaptación al Cambio Climático de la UE para hacer de Europa una sociedad resistente al cambio climático de aquí a 2050, plenamente adaptada a los efectos inevitables del cambio climático.

### **ANEXO III: IMPACTO DE LA PANDEMIA DE COVID-19**

El año 2020 tuvo como particularidad la crisis sanitaria de nivel global que afectó a la vida de las personas en todos sus ámbitos. Si bien ya se han ido mostrando los efectos que esta situación causó sobre las variables analizadas en este informe, a continuación, se exponen las medidas adoptadas por el gobierno con efecto en el sector energético, las medidas específicas adoptadas por la CNMC y las principales variables del sector eléctrico afectadas durante el periodo de confinamiento.

#### **Medidas extraordinarias COVID-19 con impacto en el sector energético**

En España, las medidas adoptadas por el Gobierno para hacer frente a los efectos del COVID-19 en el sector energético se articularon a través del Real Decreto-ley 8/2020, de 17 de marzo, de medidas urgentes extraordinarias para hacer frente al impacto económico y social del COVID-19, del Real Decreto-ley 11/2020, de 31 de marzo, por el que se adoptan medidas urgentes complementarias en el ámbito social y económico para hacer frente al COVID-19, del Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica, y del Real Decreto-ley 24/2020, de 26 de junio, de medidas sociales de reactivación del empleo y protección del trabajo autónomo y de competitividad del sector industrial.

[Real Decreto-ley 8/2020, de 17 de marzo, de medidas urgentes extraordinarias para hacer frente al impacto económico y social del COVID-19](#)

---

<sup>22</sup> [https://ec.europa.eu/clima/policies/eu-climate-action\\_es](https://ec.europa.eu/clima/policies/eu-climate-action_es)

En esta norma se dispone que no pueden suspenderse los suministros de energía, tampoco de agua, a los consumidores vulnerables y se prorroga hasta el 15 de septiembre de 2020 la vigencia del bono social para aquellos beneficiarios que tuvieran que renovarlo. Asimismo, se congelan las tarifas reguladas del GLP (envasado y canalizado) y del gas natural durante un periodo de 6 meses (hasta octubre de 2020) (art. 4).

Real Decreto-ley 11/2020, de 31 de marzo, por el que se adoptan medidas urgentes complementarias en el ámbito social y económico para hacer frente al COVID-19

En este Real Decreto-ley se disponen las siguientes medidas de aplicación en el sector energético:

- Trabajadores autónomos: derecho a percibir el bono social para el consumo de electricidad en su vivienda habitual aquellos que hayan cesado su actividad o hayan visto reducida su facturación en un 75% en promedio respecto al semestre anterior como consecuencia del COVID-19, siempre que cumplan los requisitos establecidos y por un periodo máximo de 6 meses (art. 28).
- Consumidores de electricidad, gas, GLP y agua: no pueden suspenderse dichos suministros para su vivienda habitual, por motivos distintos a la seguridad del suministro (art. 29)<sup>23</sup>.
- Autónomos y empresas: en relación a sus puntos de suministro de gas y de electricidad podrán, sin costes y sin necesidad de boletín eléctrico, (i) suspender temporalmente el contrato y reactivarlo a los 3 meses de finalizar el estado de alarma; (ii) contratar otra oferta con el comercializador vigente y volver a su contrato anterior a los 3 meses de finalizar el estado de alarma; y (iii) solicitar cambio de potencia, caudal o peajes, y volver a cambiarlos a los 3 meses de finalizar el estado de alarma, sin que proceda la repercusión de coste alguno sobre el consumidor, a excepción de determinados supuestos. Se dotará una partida en los Presupuestos Generales del Estado con el fin de compensar en el Sistema la reducción de ingresos como consecuencia de esta medida (arts. 42 y 43).
- Autónomos y Pymes: derecho a aplazar el pago de las facturas que contengan días integrados en el estado de alarma. Las cantidades adeudadas se regularizarán a partes iguales en las facturas emitidas por las comercializadoras, una vez finalizado el estado de alarma, en los siguientes 6 meses (art. 44).
- Comercializadoras de gas y electricidad: quedarán eximidas de la obligación de abonar el peaje de acceso de electricidad o del término de conducción de peaje de gas hasta que el consumidor abone la factura, así como del pago de IVA más los impuestos especiales hasta que abone el consumidor o transcurridos 6 meses desde la finalización del estado de

---

<sup>23</sup> Se amplía el ámbito de consumidores a los que no se les puede suspender el suministro, que estaba limitado en el Real Decreto-ley 8/2020 a los consumidores vulnerables.

alarma. Podrán solicitar líneas de avales por el importe que hayan visto reducidos sus ingresos (art. 44).

- Distribuidoras de electricidad, y distribuidoras y transportistas de gas natural: derecho a solicitar líneas de avales por el importe en el que hayan visto reducidos sus ingresos provisionales por recaudación de peajes (art. 44).
- En los meses de mayo y junio, las especificaciones de gasolinas, gasóleos, fuelóleos y GLP que sean diferentes en verano e invierno, se entenderá que se adecúan a especificaciones si respetan el límite mínimo para verano y el límite máximo para invierno (art. 45).
- Consumidores de GLP y consumidores de gas acogidos a la TUR: solo se permite la actualización de los precios regulados del GLP envasado y la tarifa de último recurso de gas natural en caso de que el nuevo precio resultante sea inferior al actualmente vigente (disposición final primera)<sup>24</sup>.
- Se amplían los plazos previstos en la disposición transitoria octava de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del sector eléctrico en relación con los permisos de acceso y conexión a las redes eléctricas otorgados antes de la entrada en vigor de dicha ley (disposición final quinta).

Por otro lado, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico editó una guía para facilitar la interpretación de las medidas adoptadas, en el ámbito energético, para paliar los efectos de la pandemia, que puede consultarse en la página web de dicho Ministerio (<https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/medidas-covid19/>).

Real Decreto-ley 23/2020, de 24 de junio, por el que se aprueban medidas en materia energética y en otros ámbitos para la reactivación económica

En esta normativa, con el fin de compensar la caída que se producirá en términos absolutos en la inversión en las redes, motivada por el fuerte descenso del PIB causado por la COVID-19, en la disposición adicional segunda de este Real Decreto-ley se amplían los límites máximos expresados como porcentaje del PIB para mantener el ritmo inversor previsto originalmente y poder acometer las inversiones necesarias para la integración de la nueva generación renovable. Asimismo, a través de su disposición final cuarta, para las instalaciones acogidas al régimen retributivo específico cuyos costes de explotación dependen esencialmente del precio del combustible, esta norma modifica excepcionalmente los valores del número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo y del umbral de funcionamiento a aplicar al año 2020, que quedan reducidos en un 50% respecto a los valores previstos en la Orden TED/171/2020, de 24 de febrero.

---

<sup>24</sup> Revisa lo dispuesto en el Real Decreto-ley 8/2020 de no permitir actualizaciones, de forma que se permiten si son a la baja.

Real Decreto-ley 24/2020, de 26 de junio, de medidas sociales de reactivación del empleo y protección del trabajo autónomo y de competitividad del sector industrial

Mediante este Real Decreto-ley se creó, en su título III, el Fondo Español de Reserva para Garantías de Entidades Electrointensivas (FERGEI), como mecanismo, con garantía del Estado, para la cobertura de la contratación a medio y largo plazo que realicen los consumidores electrointensivos con generadores renovables, que de acuerdo al preámbulo de la norma se encuadra dentro de las políticas industriales a implementar con urgencia para paliar los efectos de la paralización económica causada por la COVID-19.

### **Medidas de ámbito específico**

En cuando a las medias articuladas por la CNMC, en relación con la suspensión de plazos administrativos establecida en la disposición adicional tercera del Real Decreto 463/2020, de 14 de marzo, por el que se declara el estado de alarma para la gestión de la situación de crisis sanitaria ocasionada por la COVID-19, el Pleno de la CNMC acordó, el 6 de abril de 2020, continuar con la tramitación de los procedimientos que sean indispensables para la protección del interés general o para el funcionamiento básico de los servicios. En particular:

- Actuaciones o requerimientos de información para la supervisión y control de todos los mercados, tanto desde la óptica general de defensa y promoción de la competencia, como desde el marco específico de la regulación sectorial en los sectores y mercados contemplados en los artículos 6 a 11 de la Ley 3/2013, de 4 de junio.
- Aprobación de las circulares normativas previstas en el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, respecto a los sectores energéticos, que son necesarias para cumplir con objetivos o prescripciones de la normativa europea, así como de los actos de ejecución de las circulares aprobadas en el año 2019 y 2020.
- Mantenimiento de las funciones de liquidación de los diferentes costes regulados de electricidad y gas natural, de expedición de garantías de origen de la electricidad, y de aprobación de informes, en particular aquellos que soliciten otras administraciones públicas u organismos.

Por otro lado, a finales del mes de marzo de 2020, la CNMC centralizó en un buzón ([covid.competencia@cnmc.es](mailto:covid.competencia@cnmc.es)) todas las denuncias y consultas relacionadas exclusivamente con la aplicación de las normas de competencia en el contexto del COVID-19, con el objetivo de canalizar a través de él cualquier denuncia por conductas anticompetitivas en el contexto de la pandemia, así como de remitir cualquier consulta acerca de la compatibilidad con las normas de competencia de posibles acuerdos de cooperación transitorios que las empresas estén valorando llevar a cabo para hacer frente a los efectos de la pandemia.

