



**COMISIÓN NACIONAL DE LOS  
MERCADOS Y LA COMPETENCIA**



**INFORME SOBRE EL RESULTADO DE LA SUBASTA  
PARA EL OTORGAMIENTO DEL RÉGIMEN  
ECONÓMICO DE ENERGÍAS RENOVABLES,  
CELEBRADA EL 26 DE ENERO DE 2021, Y SU  
EFECTO EN EL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO  
ELÉCTRICO Y EN EL FOMENTO DE ENERGÍAS  
RENOVABLES**

**4 de marzo de 2021**

**Expediente SUB/DE/001/21**

## Índice

1	Habilitación competencial _____	3
2	Antecedentes normativos y características de la subasta _____	4
3	Evolución y resultados de la subasta _____	6
4	Efecto de la subasta en el funcionamiento del mercado eléctrico y en el fomento de energías renovables _____	8
4.1	<i>Sobre el efecto de la subasta en el funcionamiento del mercado eléctrico</i> ____	8
4.2	<i>Sobre el efecto de la subasta en el fomento de energías renovables</i> ____	10
5	Propuestas de mejoras para las siguientes subastas _____	14
5.1	<i>Sobre la comunicación de los resultados de la subasta</i> _____	15
5.2	<i>Sobre la salvaguarda de competencia en la subasta</i> _____	16
5.3	<i>Sobre la sincronización del calendario indicativo con la ordenación de las solicitudes de acceso</i> _____	17
5.4	<i>Sobre la celebración de subastas específicas o subastas neutras, y el establecimiento de reservas mínimas</i> _____	18
5.5	<i>Sobre el número de tramos a ofertar en la subasta</i> _____	19
5.6	<i>Sobre la duración del periodo de inserción de pujas</i> _____	20
5.7	<i>Sobre el coste imputable a la organización de la subasta</i> _____	20
5.8	<i>Sobre los instrumentos para la formalización de las garantías</i> _____	21
5.9	<i>Sobre posibles arbitrajes que pudieran producirse en los mercados mayoristas</i> _____	21
5.10	<i>Sobre las unidades de producción resultantes de la adjudicación en las subastas que finalmente han sido puestas en marcha</i> _____	21
	ANEXO I. Evolución de la subasta para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables _____	23
	ANEXO II. Propuesta de mejoras a incorporar en la II subasta para el otorgamiento del Régimen Económico de Energías Renovables (OMIE) ____	40
	ANEXO III. [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL] _____	41

## **INFORME SOBRE EL RESULTADO DE LA SUBASTA PARA EL OTORGAMIENTO DEL RÉGIMEN ECONÓMICO DE ENERGÍAS RENOVABLES, CELEBRADA EL 26 DE ENERO DE 2021, Y SU EFECTO EN EL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO Y EN EL FOMENTO DE ENERGÍAS RENOVABLES**

Expediente SUB/DE/001/21

### **SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA**

#### **Presidente**

D. Ángel Torres Torres

#### **Consejeros**

D. Mariano Bacigalupo Saggese

D. Bernardo Lorenzo Almendros

D. Xabier Ormaetxea Garai

D<sup>a</sup>. Pilar Sánchez Núñez

#### **Secretario**

D. Joaquim Hortalà i Vallvé

En Madrid, a 4 de marzo de 2021

Al amparo de lo dispuesto en el artículo 8.12 del Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, por el que se regula el régimen económico de energías renovables para instalaciones de producción de energía eléctrica, la Sala de Supervisión Regulatoria ha acordado emitir el siguiente informe sobre el resultado de la subasta para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables, celebrada el 26 de enero de 2021, y su efecto en el funcionamiento del mercado eléctrico y en el fomento de energías renovables.

### **1 Habilitación competencial**

El artículo 11 del Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, por el que se regula el régimen económico de energías renovables (en adelante REER) para instalaciones de producción de energía eléctrica (en adelante Real Decreto 960/2020), determina que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia será la entidad supervisora de la subasta, a efectos de confirmar que el proceso ha sido objetivo, transparente, y no discriminatorio, y que la subasta se ha desarrollado de forma competitiva, no habiéndose apreciado el uso de prácticas que puedan suponer restricciones a la competencia u otras faltas en el desarrollo de la misma.

Por otro lado, el artículo 8.12 del mencionado Real Decreto, establece que, en el ámbito de sus funciones como entidad supervisora, la CNMC debe elaborar un informe valorando su resultado y los efectos de las subastas en el funcionamiento

del mercado eléctrico y en el fomento de energías renovables. Asimismo, podrá incluir propuestas de cambios normativos para las siguientes subastas, que podrán ser considerados en futuras revisiones de la orden por la que se regule el mecanismo de subasta.

El objeto del presente informe es, por un lado, analizar el resultado de la subasta para el otorgamiento del REER, celebrada el 26 de enero de 2021, y su efecto en el funcionamiento del mercado eléctrico y en el fomento de energías renovables y, por otro lado, realizar propuestas de mejora para las siguientes subastas.

## **2 Antecedentes normativos y características de la subasta**

El Real Decreto 960/2020 regula el régimen económico de energías renovables, que se basa en el reconocimiento a largo plazo de un precio fijo (en €/MWh) para una cantidad determinada de energía a entregar en un plazo definido. El artículo 4 de dicho Real Decreto establece que mediante orden ministerial se regulará el procedimiento de subasta para el otorgamiento del REER y las características de dicho régimen económico.

En desarrollo del citado artículo 4 del Real Decreto 960/2020, el 4 de diciembre fue aprobada la Orden TED/1161/2020, por la que se regula el primer mecanismo de subasta para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables y se establece el calendario indicativo para el periodo 2020-2025 (en adelante, Orden TED/1161/2020).

El artículo 4.2 del Real Decreto 960/2020, determina que las subastas desarrolladas al amparo de la citada orden ministerial serán convocadas mediante resolución de la persona titular de la Secretaría de Estado de Energía (SEE). Dicha resolución concretará determinados parámetros retributivos que no hubieran sido aprobados en la Orden TED/1161/2020, de conformidad con el artículo 4.2 de la misma. Adicionalmente, en el artículo 6 de la citada orden se establece que la convocatoria de la subasta para el otorgamiento del REER se establecerá mediante resolución de la SEE, la cual definirá aspectos de la subasta como la fecha de celebración de la misma, el cupo de producto a subastar y, en su caso, reservas mínimas, las especificidades de detalle y los formularios a cumplimentar para participar en la subasta, el precio de reserva y el precio de riesgo o el porcentaje de exceso del cupo en el proceso de casación, entre otros.

Con fecha 12 de diciembre, se publicó en el BOE la Resolución de 10 de diciembre de 2020, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se convoca la primera subasta para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables al amparo de lo dispuesto en la Orden TED/1161/2020, de 4 de diciembre (en adelante, Resolución de la SEE, de 10 diciembre de 2020).

En la subasta para la asignación del REER, celebrada el 26 de enero de 2021, se subastó un único cupo de producto de 3.000 MW de potencia instalada, con dos reservas mínimas, de 1.000 MW cada una, para las tecnologías fotovoltaica y eólica terrestre. El porcentaje de exceso sobre el cupo a subastar se estableció en un 6%, por lo que la potencia finalmente a asignar no podía superar los 3.180 MW.

En esta primera subasta podían calificarse para participar instalaciones nuevas o ampliaciones de instalaciones ya existentes de generación a partir de fuentes renovables, situadas en el territorio eléctrico peninsular, y sin almacenamiento o con almacenamiento exclusivamente utilizado para almacenar la energía producida por la instalación.

En la subasta, que se realiza mediante el “método de casación simple” o de sobre cerrado con precio *pay-as-bid*<sup>1</sup>, los participantes presentan una única oferta por cupo de producto a subastar, que puede dividirse hasta en 100 tramos, divisibles e indivisibles (con un límite máximo de 180 MW para los tramos indivisibles). Cada tramo incluye la cantidad ofertada de potencia (en bloques de 1 kW), el precio ofertado por la energía (en €/MWh, con dos decimales), un identificador relativo a la divisibilidad del tramo y la identificación de la tecnología por la que se puja.

De conformidad con lo establecido en el artículo 8.6 del Real Decreto 960/2020, la Resolución de la SEE, de 10 de diciembre de 2020, limita el volumen de producto adjudicado a una misma empresa o grupo empresarial a un máximo de 1.500 MW<sup>2</sup>.

Para la casación se eliminan los tramos con precio superior al precio de reserva<sup>3</sup>, y se revisan el cupo de producto y las reservas mínimas para asegurar el cumplimiento de la relación mínima exigible entre el volumen de producto ofertado y el volumen subastado<sup>4</sup>. Una vez cumplida la condición de volumen ofertado, se construye la curva ordenando los tramos de las ofertas de menor a mayor precio. En primer lugar, se integran los tramos de oferta vinculados a la casación de las reservas mínimas y, a continuación, se seleccionan los tramos de oferta restantes hasta cubrir el volumen a subastar, en orden creciente de

---

<sup>1</sup> Cada oferta adjudicataria de la subasta tiene un precio de adjudicación coincidente con su precio ofertado.

<sup>2</sup> El volumen de producto adjudicado a una misma empresa o grupo empresarial no podrá ser superior al 50% del volumen total subastado.

<sup>3</sup> El precio de reserva es un parámetro confidencial que se fija, en cada subasta, para cada tecnología.

<sup>4</sup> De acuerdo con el artículo 8.3 de la Orden TED/1161/2020, el volumen de producto ofertado debe ser superior en un 20% al volumen total de producto subastado. En caso de que no se cumpla dicha relación, se reduce el volumen de producto a subastar hasta el valor necesario para que se cumpla.

precios. Por último, se asigna el volumen adjudicado y se determinan los precios de adjudicación, que serán coincidentes con el precio de oferta de cada tramo.

### **3 Evolución y resultados de la subasta**

Con fecha 26 de enero de 2021, desde las 9:00 horas hasta las 11:04 horas, se celebró la subasta en los términos indicados en la Resolución de la SEE, de 10 de diciembre de 2020, convocada al amparo de lo dispuesto en el Real Decreto 960/2020 y en la Orden TED/1161/2020, así como en la demás normativa de aplicación.

La CNMC, como entidad supervisora de la subasta, confirmó que el proceso había sido objetivo, transparente, y no discriminatorio, y que la subasta se había desarrollado de forma competitiva, no habiéndose apreciado el uso de prácticas que puedan suponer restricciones a la competencia u otras faltas en el desarrollo de la misma. En consecuencia, procedió a validar los resultados de la subasta y el procedimiento seguido en la misma<sup>5</sup>, remitiendo el informe de validación a la SEE, a la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEyM), y a la entidad administradora de la subasta, conforme lo establecido en el artículo 8.9 del Real Decreto 960/2020 y en el apartado 7.4 de las Especificaciones de detalle de la subasta (aprobadas en el Anexo I de la Resolución de la SEE, de 10 de diciembre de 2020).

#### ***Participación y ofertas presentadas***

Los indicadores de competencia de la calificación **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**. En particular, se calificaron para la participación en la subasta **[CONFIDENCIAL]** agentes (**[CONFIDENCIAL]** grupos empresariales), con un volumen total calificado de **[CONFIDENCIAL]** kW **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** (véase Cuadro 4 del Anexo I).

En la subasta participaron **[CONFIDENCIAL]** agentes calificados, **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**. El volumen de producto ofertado ascendió a **[CONFIDENCIAL]** kW, el **[CONFIDENCIAL]**% del volumen total calificado (**[CONFIDENCIAL]** kW) y el **[CONFIDENCIAL]**% del volumen de producto a subastar. En particular, el **[CONFIDENCIAL]**% (**[CONFIDENCIAL]** kW) de las ofertas presentadas fue para instalaciones de tecnología fotovoltaica, el **[CONFIDENCIAL]**% (**[CONFIDENCIAL]** kW) para instalaciones de potencia eólica **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** (véase Cuadro 5 del Anexo I). **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**. Por tanto, el cupo del producto y de las reservas mínimas de producto excedía la relación mínima

---

<sup>5</sup> Acuerdo de la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC por el que se emite informe al amparo de lo dispuesto en el artículo 8 del Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, sobre la primera subasta para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables (Confidencial).

exigible entre el volumen de producto ofertado y el volumen de producto subastado (20%).

### **Adjudicación**

Al cierre de la subasta, 109 tramos resultaron adjudicados a 32 participantes por un total de 3.034.178 kW de potencia, a un precio medio ponderado de 24,75 €/MWh (véanse Cuadro 10 y Cuadro 11 del Anexo I). El precio medio ponderado fue inferior al precio medio del mercado diario en 2020 (33,96 €/MWh) y a las cotizaciones de los contratos con liquidación a más largo plazo (a partir de 2026) que se situaban el día de la subasta en torno a 39-40 €/MWh en el mercado organizado de OMIP.

De los 32 agentes que resultaron adjudicatarios, 24 lo fueron exclusivamente de potencia fotovoltaica, 5 exclusivamente de eólica terrestre y 3 resultaron adjudicatarios de ambas tecnologías.

El 67,1% (2.036.264 kW) de la potencia fue adjudicada a la tecnología fotovoltaica a un precio medio ponderado de 24,47 €/MWh; y el 32,9% (997.914 kW) a la tecnología eólica terrestre, a un precio medio ponderado de 25,31 €/MWh. Los precios medios de ambas tecnologías fueron similares, lo que revela que hubo competencia entre ellas por la adjudicación. **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.

En la adjudicación, 292 MW (casi el 10% de la cantidad total adjudicada), de los cuales 272 MW corresponden a la tecnología solar fotovoltaica, fueron adjudicados a un precio igual o inferior a 21 €/MWh (véase Gráfico 12 del Anexo I). Se trata de valores apreciablemente inferiores al precio promedio de adjudicación, lo que aconsejaría el seguimiento de las garantías y requerimientos establecidos para asegurar una elevada ratio de ejecución de los proyectos, esperando al cumplimiento de los siguientes hitos de ejecución de los proyectos para convocar la próxima subasta dentro del calendario establecido, de modo que en el caso de que los proyectos no se lleven a cabo, se pueda acumular la potencia asociada a los mismos en la siguiente subasta programada.

Los participantes en la subasta presentaron estrategias de pujas heterogéneas, en términos de número de tramos presentados y precios (véanse el Cuadro 14 y el Gráfico 4 y sucesivos del Anexo I). El GRUPO CAPITAL ENERGY, que participaba con dos sociedades (CAPITAL ENERGY, S.L.U y GREEN CAPITAL POWER S.L.U.), fue el mayor adjudicatario de la subasta, con una cuota del 20,5% de la potencia total adjudicada<sup>6</sup>, concretamente de tecnología eólica

---

<sup>6</sup> La cuota del GRUPO CAPITAL ENERGY fue inferior a la limitación establecida en el artículo 8.6 del Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, que establece que el volumen de producto adjudicado a una misma empresa o grupo empresarial, según la definición del artículo 42.1 del Código de Comercio, no podrá ser superior al 50% del volumen total del producto subastado.

terrestre, a un precio medio de 24,59 €/MWh, inferior al precio medio de adjudicación (véase Cuadro 12 del Anexo I).

Las ofertas adjudicadas estuvieron en el rango comprendido entre 14,89 €/MWh y 28,90 €/MWh, correspondiendo el tramo más elástico de la curva de oferta al comprendido entre 24 €/MWh y 26 €/MWh, con pujas en dicho tramo para las tecnología fotovoltaica y eólica terrestre (véase Gráfico 5 del Anexo I). **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.

#### **4 Efecto de la subasta en el funcionamiento del mercado eléctrico y en el fomento de energías renovables**

##### **4.1 Sobre el efecto de la subasta en el funcionamiento del mercado eléctrico**

El 67,1% (2.036.264 kW) de la potencia fue adjudicada a la tecnología fotovoltaica a un precio medio ponderado de 24,47 €/MWh; y el 32,9% (997.914 kW) a la tecnología eólica terrestre, a un precio medio ponderado de 25,31 €/MWh.

Los 2.036.264 kW de tecnología fotovoltaica adjudicados en la subasta tienen el 28 de febrero de 2023 como fecha límite para estar disponibles, mientras que la fecha límite de disponibilidad de los 997.914 kW de tecnología eólica terrestre es el 29 de febrero de 2024. La incorporación de esta potencia contribuirá a bajar el precio del mercado diario cuando desplace a tecnologías marginales más caras. Además, la liquidación de la energía de la subasta generará un ingreso para los comercializadores (o una obligación de pago) si el precio de la subasta es inferior (o superior) al precio en el mercado diario.

Cada tramo de cada instalación adjudicataria debe constituirse como una unidad de oferta para participar en los mercados diario, intradiario, de servicios de ajuste y de balance, y el titular de dicha instalación no podrá declarar contratos bilaterales con esas mismas unidades de programación. En particular, como resultado de la subasta celebrada el 26 de enero de 2021, al menos 94 de los 109 tramos que resultaron adjudicados a 32 participantes deben constituirse en unidades de oferta<sup>7</sup>. El operador de mercado liquidará la diferencia entre el precio a percibir por la energía vendida en los mercados diario e intradiario, definido en el artículo 18 del Real Decreto 960/2020, y los precios de los mercados diario e intradiario. Los ingresos u obligaciones de pago resultantes se distribuirán entre las unidades de adquisición nacionales en proporción a su programa horario final después del mercado intradiario continuo.

---

<sup>7</sup> Cabe señalar que, de los 109 tramos que resultaron adjudicados, 94 tramos fueron ofertados a precios diferentes, dado que las reglas de la subasta permiten que los tramos indivisibles puedan ofertarse a un mismo precio.

En este sentido, resulta prematuro anticipar conclusiones sobre el efecto en el funcionamiento del mercado eléctrico más allá de las consideraciones sobre la liquidación de la subasta que fueron recogidas en el Informe de la CNMC de 30 de julio de 2020<sup>8</sup>, que se resumen a continuación:

### **Efecto sobre el mercado mayorista**

La energía vendida en el mercado diario e intradiario suele diferir de la energía realmente producida y medida en contador por diversos motivos, tales como la participación en servicios de ajuste o desvíos atribuibles a causas imprevistas. Al retribuir al precio de la subasta la energía vendida en el mercado diario e intradiario, independientemente de que esta llegue o no a producirse, pueden surgir arbitrajes entre la energía ofertada en estos mercados y la energía del desvío, siempre que el coste del desvío sea inferior al precio de la subasta. Si bien el porcentaje de ajuste del 5% (o 25%)<sup>9</sup> puede mitigar esta actuación, su impacto en los ingresos de las instalaciones es limitado (únicamente el 5% - o 25% - de la energía vendida está expuesta a los precios del mercado percibiendo el resto de la energía los precios de la subasta). Por tanto, puede existir un incentivo en las horas de precios reducidos (inferiores al de adjudicación de la subasta) a sobreestimar la producción, y a infravalorarla en las horas de precios altos. Todo ello, sin menoscabo de que el artículo 21.4 del Real Decreto 960/2020 recoge la obligación genérica a realizar la mejor previsión<sup>10</sup> y de que el artículo 21.7<sup>11</sup> prevé que el operador del sistema comunique a la CNMC cualquier actuación contraria al correcto funcionamiento de los mercados. En este sentido, toda vez que la potencia adjudicada en subasta esté disponible en el mercado, es recomendable realizar un seguimiento de la diferencia entre la energía vendida en el mercado diario e intradiario, y la energía realmente producida, y medida en contador, por los adjudicatarios en las subastas REER, así como para el resto de agentes, al objeto de analizar si la adjudicación en las subastas incentiva arbitrajes.

---

<sup>8</sup> “Acuerdo por el que se emite informe sobre el Proyecto de Real Decreto por el que se regula el régimen económico de energías renovables para instalaciones de producción de energía eléctrica” (IPN/CNMC/014/20).

<sup>9</sup> La Orden TED/1161/2020, así como la Resolución de la primera subasta, establecen el porcentaje de ajuste de mercado en un 25% para las tecnologías con capacidad de gestión de su nivel de producción y en un 5% para las que no dispongan de dicha capacidad.

<sup>10</sup> El artículo 21.4 del Real Decreto 960/2020 establece que: “Las instalaciones acogidas al régimen económico de energías renovables ofertarán en el mercado diario e intradiario con su mejor previsión de producción y de acuerdo a las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de producción de energía eléctrica.”

<sup>11</sup> 7. El operador del sistema comunicará a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia cualquier actuación contraria al correcto funcionamiento de los servicios de ajuste y de balance, así como al correcto funcionamiento del mecanismo de retribución establecido en este real decreto, al objeto de valorar si dicha actuación puede ser constitutiva de infracción sancionable por el organismo correspondiente.

### ***Efecto sobre el mercado minorista***

Desde la perspectiva de la comercialización, la liquidación a los adjudicatarios de la subasta se traduce en un recargo (si el precio de adjudicación de la subasta es superior al precio del mercado) o en un descuento (si el precio de adjudicación de la subasta es inferior al precio del mercado)<sup>12</sup>, de modo que no podrán cuantificar este recargo o descuento hasta después de que se haya celebrado la casación de los mercados diario e intradiario. Por tanto, la liquidación de la subasta también tendrá un efecto sobre la demanda y, en concreto, sobre la cobertura de los comercializadores que verán una divergencia entre el precio del mercado y el precio de la demanda por la liquidación del REER, por lo que deberán internalizar esta incertidumbre en sus ofertas. Si bien la redacción final del Real Decreto 960/2020 establece un reparto diario del excedente/déficit económico entre las unidades de adquisición, en lugar de horario como establecía la propuesta remitida a la CNMC para informe y, por tanto, suaviza el impacto entre los comercializadores (al netarse unas horas con otras), no deja de existir una incertidumbre asociada al volumen de energía correspondiente al REER. Para dar información simétrica a todos los agentes, de forma que puedan hacer sus coberturas y realizar sus ofertas, se debería garantizar, por el operador del mercado, la información de las distintas unidades de producción resultantes de la adjudicación de las sucesivas subastas que finalmente han sido puestas en marcha e incluidas en este régimen económico, entre otros, la potencia final, el precio de adjudicación y el inicio de la operación.

Por último, la incorporación al sistema de esta potencia renovable asignada en la subasta tendrá un:

### ***Efecto sobre las emisiones de CO<sub>2</sub>***

La instalación de 3.034.178 kW renovables contribuirá a reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> en un volumen estimado<sup>13</sup> entre un millón y millón y medio de toneladas anuales (la horquilla depende de si se toman como referencia las horas mínimas o máximas equivalentes contempladas para las instalaciones acogidas al REER).

## **4.2 Sobre el efecto de la subasta en el fomento de energías renovables**

De acuerdo con los objetivos del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030, la potencia instalada de fuentes de energía renovable debe haberse aumentado en un 108% en 2030 respecto a 2020. Esto supone, de

---

<sup>12</sup> Cabe señalar que, debido al porcentaje de ajuste del mercado establecido en el artículo 18 del Real Decreto 960/2020, el recargo (o descuento) para los comercializadores se reduce entre el 5 y el 25% (dependiendo de si las instalaciones renovables tengan o no capacidad de gestión), si el precio de la subasta es superior (o inferior) al precio en el mercado diario.

<sup>13</sup> La estimación se basa en la emisividad media registrada para el sistema eléctrico español en 2019, de aproximadamente 0,19 tCO<sub>2</sub>eq/MWh.

acuerdo con la senda marcada en el PNIEC, haber alcanzado en 2025 una potencia instalada renovable de 82.363 MW, y de 112.914 MW en el año 2030 (véase Cuadro 1).

**Cuadro 1 Objetivos de potencia instalada procedente de fuentes de energía renovable. PNIEC 2025 y 2030 (MW totales instalados)**

POTENCIA RENOVABLE PNIEC (MW total)	2020	2025	2030	INCREMENTO
				POTENCIA vs. 2020
Eólica	28.033	40.633	50.333	22.300
Solar fotovoltaica	9.071	21.713	39.181	30.110
Termosolar	2.303	4.803	7.303	5.000
Hidráulica	14.109	14.359	14.609	500
Biomasa	613	815	1.408	795
Otras renovables	0	40	80	80
<b>SUMA (MW total)</b>	<b>54.129</b>	<b>82.363</b>	<b>112.914</b>	<b>58.785</b>

Fuente: elaboración propia a partir de datos del PNIEC

En la medida 1.1 “*Desarrollo de nuevas instalaciones de generación eléctrica con renovables*”, apartado c), del PNIEC se establece un objetivo mínimo anual de potencia renovable a través procedimientos de concurrencia competitiva (subastas) de 3.000 MW<sup>14</sup>.

En virtud de lo previsto en el artículo 12 del Real Decreto 960/2020, y con el objetivo de dar cumplimiento a lo previsto en el PNIEC, en el artículo 23 de la Orden TED/1161/2020 se establece el calendario indicativo para la asignación del REER, con los volúmenes mínimos de potencia acumulada para cada tecnología en el periodo 2020-2025<sup>15</sup>. En dicho calendario indicativo, se establecen volúmenes mínimos de potencia que oscilan entre un mínimo de 2.000 MW en 2020 (aunque ya se indica en el texto que el volumen a subastar en 2020 es como mínimo de 3.000 MW), y un máximo de 3.660 MW en 2021 (véase Cuadro 2).

<sup>14</sup> El 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, establece la obligación de desarrollar reglamentariamente un marco retributivo para la generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, distinto al régimen retributivo específico, basado en el reconocimiento a largo plazo de un precio por la energía, que se otorgará mediante procedimientos de concurrencia competitiva. Dicho marco retributivo ha sido desarrollado por el Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, por el que se regula el régimen económico de energías renovables para instalaciones de producción de energía eléctrica.

<sup>15</sup> El calendario se actualizará, al menos, anualmente, mediante orden TED, tal y como se recoge en el artículo 23 de la Orden TED/1161/2020.

**Cuadro 2 Calendario indicativo para la asignación del REER 2020-2025**

		Volúmenes mínimos de potencia (MW)					
		2.020	2021	2022	2023	2024	2025
Eólica.	Incremento.	1.000	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500
	Acumulado.	1.000	2.500	4.000	5.500	7.000	8.500
Fotovoltaica.	Incremento.	1.000	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800
	Acumulado.	1.000	2.800	4.600	6.400	8.200	10.000
Solar Termoeléctrica.	Incremento.		200		200		200
	Acumulado.		200	200	400	400	600
Biomasa.	Incremento.		140		120		120
	Acumulado.		140	140	260	260	380
Otras tecnologías (biogás, hidráulica, mareomotriz, etc.).	Incremento.		20		20		20
	Acumulado.		20	20	40	40	60

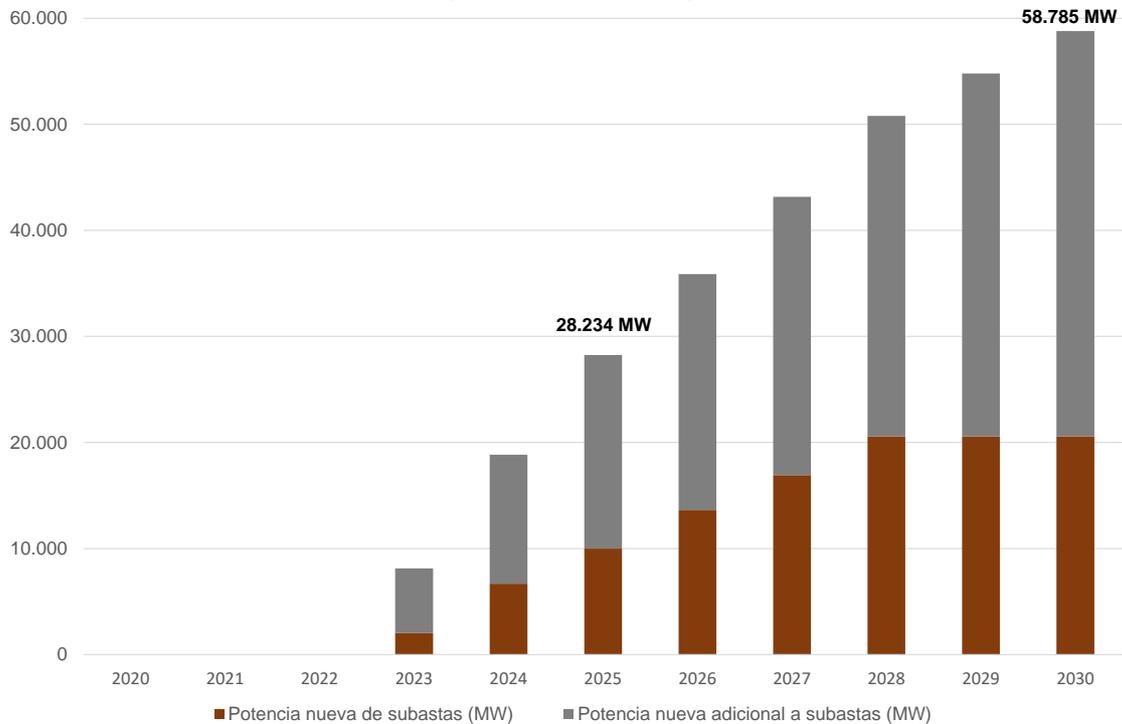
Fuente: artículo 23 de la Orden TED/1161/2020

En la subasta celebrada el 26 de enero de 2021, el volumen adjudicado ascendió a 3.034 MW, por lo que, teniendo en cuenta el calendario indicativo para la asignación del REER, la potencia mínima acumulada en 2025, a través de dicho mecanismo, se situaría en 20.574 MW.

Si se considera la senda de crecimiento de la potencia renovable a subastar del calendario indicativo, la fecha límite de disponibilidad de la potencia subastada en la primera subasta, y una hipótesis de neutralidad tecnológica y de un plazo medio de inicio de la producción, desde la celebración de las subastas, de alrededor de 3 años para el resto de potencia a subastar del calendario indicativo (2021-2025), para alcanzar el objetivo a 2025 de 82.363 MW renovables, habría que sumar a la potencia obtenida a partir de las subastas, otros 6.080 MW/año a iniciar en cada año del periodo 2023-2025. Por tanto, las cifras de incremento acumulado a 2025 procedentes de subasta serían 9.994 MW (y 18.240 MW mediante otros mecanismos). Por su parte para alcanzar el objetivo de 112.914 MW instalados en 2030 sería necesario añadir a la potencia instalada, obtenida a través de las subastas, 3.994 MW/año a instalar en cada uno de los años entre 2026 y 2030<sup>16</sup>. La evolución de la nueva potencia instalada renovable que entraría en producción, en base a las hipótesis comentadas, sería la que se refleja en el Gráfico 1.

<sup>16</sup> En realidad, si las subastas continuaran más allá de 2025, asumiendo un ritmo de entre 3,3 y 3,6 GW/año, en los últimos años de esta década más de la mitad de la potencia añadida vendría de subastas, siendo el mecanismo principal de incorporación de nueva potencia.

**Gráfico 1 Previsión de evolución de la nueva potencia renovable instalada (MW acumulados)**



Fuente: elaboración propia a partir de datos del PNIEC y del calendario indicativo del artículo 23 de la Orden TED/1161/2020

Por tanto, con las hipótesis expuestas, habría una potencia renovable anual, adicional a la prevista en las subastas REER, que debería incorporarse al mercado para cumplir los objetivos del PNIEC, pudiendo cerrar contratos de tipo PPA o acudir directamente a los mercados a plazo de electricidad para asegurarse un precio de largo plazo.

De acuerdo con el artículo 23.1 de la Orden TED/1161/2020, los volúmenes de potencia renovable previstos en el calendario indicativo del mencionado artículo, *“se complementarán, en su caso, con los que se deriven de otros instrumentos de apoyo a las renovables que puedan establecerse empleando otros esquemas de financiación, justificados por las disponibilidades presupuestarias, la madurez tecnológica, la estructura de costes o cualquier otra característica específica de las tecnologías”*.

Por tanto, cabría plantearse, de forma complementaria a los mecanismos de subasta previstos en el Real Decreto 960/2020, articular un mecanismo de concurrencia competitiva, en el que participasen de manera voluntaria tanto la oferta (potencia renovable existente que va a mercado) como la demanda<sup>17</sup>. En

<sup>17</sup> Esta propuesta se incluyó en el Estudio sobre comparativa de los precios MIBEL (contado y plazo) con otros mercados europeos y su relación con el mercado único, de julio de 2009, elaborado por el Consejo de Reguladores del MIBEL.

relación a esta última, cabe mencionar que en el Real Decreto 1106/2020, de 15 de diciembre, por el que se regula el Estatuto de los consumidores electrointensivos, al objeto de que los consumidores industriales contribuyan al cumplimiento de los objetivos de energía y clima asumidos en el PNIEC 2021-2030, tal y como se recoge en el preámbulo de la norma, se establece la obligación (artículo 12), para los consumidores electrointensivos que se acojan a cualquiera de los mecanismos regulados por el Real Decreto, de acreditar la contratación de, al menos, un 10% de su consumo anual de electricidad mediante instrumentos a plazo, directa o indirectamente, de electricidad de origen renovable con una duración mínima de cinco años.

## **5 Propuestas de mejoras para las siguientes subastas**

En la elaboración de la propuesta de mejoras que realiza la CNMC sobre las próximas subastas para el otorgamiento del REER, se ha tenido en cuenta la información disponible previamente, durante y posteriormente a la celebración de la 1ª subasta, así como el informe remitido por la entidad administradora de la subasta, tras la celebración de la misma: *"Propuesta de mejoras a incorporar en la II subasta para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables"*, de 19 de febrero de 2021, que se presenta en el Anexo II.

En el informe de la entidad administradora de la subasta se recogen, entre otras, las siguientes mejoras: (i) disponer de un calendario de fechas de los procesos de subasta conocido con suficiente antelación por los potenciales participantes; (ii) considerar en días hábiles el periodo de precalificación y calificación; (iii) incluir en la redacción de las especificaciones de detalle de la subasta que la utilización de instrumentos para formalizar garantías sea únicamente por medios electrónicos; (iv) ampliar de 3 a 5 días hábiles el plazo máximo de devolución de las garantías; (v) publicar información adicional a lo establecido en las reglas de subasta con el fin de aumentar la transparencia de la misma (en particular, proponen publicar las curvas de ofertas de todos los agentes, en su opinión para aumentar la transparencia de la misma y evitar especulaciones al respecto) y (vi) limitar el volumen de calificación al volumen máximo por el que puede resultar adjudicada una misma empresa o grupo empresarial.

Por otro lado, en el mencionado informe se recogen las respuestas remitidas por cinco agentes participantes en la subasta al cuestionario enviado por la entidad administradora, junto con la valoración de esta a las respuestas recibidas.

La CNMC valora positivamente las mejoras propuestas por la entidad administradora de la subasta relativas a los procedimientos de participación en la subasta (calendario, plazos y redacciones aclaratorias).

Igualmente, se valora de forma positiva la propuesta de limitar el volumen de calificación al volumen máximo de producto que una empresa o grupo empresarial puede adjudicarse, que de acuerdo con el artículo 8.6 del Real Decreto 960/2020, así como con el artículo 8.5 de la Orden TED/1161/2020, de

4 de diciembre de 2020, no podrá superar el 50% del volumen total del producto subastado. Cabe mencionar que este tema ya fue comentado por la CNMC en el Informe sobre la propuesta de resolución de la Secretaría de Estado de Energía por la que se convoca la primera subasta para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables al amparo de lo dispuesto en la orden TED/1161/2020, de 4 de diciembre de 2020 (SUB/DE/003/20), ante la discrepancia que existía entre la redacción recogida en la propuesta de resolución y la reflejada en la normativa ya aprobada (Real Decreto 960/2020 y Orden/TED/1161/2020).

No obstante, respecto a la mejora relativa a la publicación de información adicional, la CNMC considera que la información facilitada a los agentes sobre la subasta, en aras de la transparencia del proceso, es suficiente, no siendo recomendable la publicación de información adicional del detalle del proceso de la subasta, al objeto de evitar posibles comportamientos estratégicos de los agentes en futuras subastas similares a la realizada el 26 de enero de 2021 (véase a este respecto el apartado siguiente 5.1).

### **5.1 Sobre la comunicación de los resultados de la subasta**

Según OMIE, algunos participantes en la subasta han solicitado una mayor transparencia de la información de detalle de la subasta una vez resuelta la misma.

Conforme se establece en el artículo 7.2.e) de la Orden TED/1161/2020, y en el ejercicio de las competencias que le atribuye el artículo 8.11 del Real Decreto 960/2020, la DGPEyM dictó la resolución por la que se resuelve la subasta. En dicha resolución, tal y como se detalla en el punto 7.4 “Confirmación y comunicación del resultado de la subasta” de las reglas de la misma, se reflejan los resultados de la subasta, para cada producto y una o varias tecnologías, indicando el nombre de los participantes que hayan resultado adjudicatarios, la cantidad adjudicada por cada participante, y la potencia y el precio de adjudicación de cada tramo de oferta adjudicada a cada participante. Todos los datos relativos al desarrollo de la subasta, que se consideran confidenciales conforme a lo establecido en las reglas de la subasta, serán puestos únicamente a disposición de la entidad supervisora y de la DGPEyM por la entidad administradora, para el ejercicio de las funciones que tienen encomendadas de acuerdo al Real Decreto 960/2020 y demás normativa de las subastas REER.

Adicionalmente a la información de detalle sobre los resultados de la subasta, publicados por Resolución de la DGPEyM, los agentes disponen de información, antes de la celebración de la subasta, sobre el exceso del cupo en el proceso de casación, el precio de riesgo o precio mínimo y la garantía de competencia establecida en un 20% de exceso sobre el cupo subastado. Asimismo, tras la celebración de la subasta, en base a los resultados del volumen total adjudicado, los agentes pueden deducir si ha sido necesaria o no la aplicación de la regla de competencia (reducción del cupo subastado por no superar el 20% establecido)

y si ha aplicado o no el exceso de cupo. Todo esto, unido a la información sobre el detalle del volumen y el precio por tramo adjudicado por tecnología y agente adjudicatario, les proporciona información relevante sobre el grado de competencia en la subasta, tanto en volumen como en precio.

La publicación de información adicional de detalle sobre el desarrollo de la subasta, tal y como podrían solicitar algunos participantes, implicaría dar a conocer los tramos de oferta no adjudicados. El detalle de los tramos de oferta no adjudicados proporciona información valiosa sobre la potencia susceptible de concurrir en próximas subastas y, por tanto, información sobre su presión competitiva que puede condicionar la participación en dichas subastas. En este sentido, se podría desincentivar la participación en subastas futuras si el volumen de ofertas no adjudicatarias es grande en relación al cupo a subastar y el participante potencial prevé mucha competencia y, por tanto, precios bajos (en relación a sus costes). Por el contrario, se podría incentivar la participación en subastas futuras si el volumen de ofertas no adjudicatarias es pequeño en relación al cupo a subastar y el participante potencial prevé poca competencia y, por tanto, precios altos. Adicionalmente, la publicación de dicha información podría ayudarles a inferir el precio de reserva por tecnología, que es un parámetro de salvaguarda de la subasta que debe mantenerse confidencial. **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL].**

Finalmente es importante destacar la heterogeneidad de agentes participantes en la subasta, y el impacto asimétrico que podría suponer un exceso de transparencia (conocer las ofertas de todos los agentes) en el desarrollo de las subastas futuras, entre agentes de menor tamaño y menos recursos para analizar las estrategias de ofertas, respecto a otros agentes. Ello teniendo en cuenta, además, que se van a realizar subastas de similares características en el futuro.

## **5.2 Sobre la salvaguarda de competencia en la subasta**

En el artículo 8.6 del Real Decreto 960/2020 se establece que para garantizar la efectiva competencia en la subasta el volumen de producto ofertado deberá superar en, al menos, un 20% al volumen de producto a subastar; y en el caso de no satisfacerse esta relación, se reducirá el volumen de producto a subastar hasta el valor necesario para que se satisfaga. Asimismo, el artículo 8.6 indica que se podrá establecer un aumento de dicho porcentaje en la orden por la que se regule el mecanismo de subasta. Asimismo, en el artículo 8.2 de la Orden TED/1161/2020 se establece que, para garantizar la efectiva competencia en la subasta, el volumen de producto calificado deberá superar en, al menos, un 20% al volumen de producto a subastar; y en el caso de no satisfacerse esta relación, se reducirá el volumen de producto a subastar hasta el valor necesario para que se satisfaga<sup>18</sup>, siendo comunicado dicho volumen reducido a los sujetos calificados.

---

<sup>18</sup> Incluidas las reservas mínimas.

En caso de que aplicara la salvaguarda de competencia y se redujera el volumen de producto a subastar, los participantes con un volumen calificado igual o superior al 20% del volumen subastado sabrían que son pivotaes<sup>19</sup> y, por tanto, podrían actuar de forma estratégica en la subasta, aumentando el precio de su oferta, para resultar adjudicados a dicho precio.

En tanto en cuanto el volumen máximo de producto que una empresa o grupo empresarial puede adjudicarse, que de acuerdo con el artículo 8.6 del Real Decreto 960/2020, así como con el artículo 8.5 de la Orden TED/1161/2020, es el 50% del volumen total del producto subastado, se propone que la garantía de competencia se establezca en al menos un 50% por encima del volumen de producto a subastar, al objeto de que se garantice que ningún participante calificado sea y, por tanto, conozca que es pivotal.

**[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**<sup>20</sup>.

### **5.3 Sobre la sincronización del calendario indicativo con la ordenación de las solicitudes de acceso**

De acuerdo con el artículo 23.1 de la Orden TED/1161/2020, el calendario indicativo para la asignación del REER con los volúmenes mínimos de potencia acumulada para cada tecnología, se actualizará, al menos, anualmente, mediante orden TED.

A este respecto, cabe mencionar, tal y como señaló esta Comisión en su Informe de 30 de julio de 2020<sup>21</sup>, entre finales de septiembre<sup>22</sup> y el cierre del año 2020, se tuvo un primer indicio respecto a la firmeza de los proyectos más maduros con permiso de acceso concedido. Cabría considerar dicha información, en la revisión que pudiera realizarse del calendario indicativo antes de la celebración de la próxima subasta, al objeto de modular los cupos de capacidad que se definan en las subastas que se celebren con posterioridad, así como para

---

<sup>19</sup> Un agente es pivotal si su volumen resulta imprescindible para llegar a cubrir el volumen subastado.

<sup>20</sup> **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.

<sup>21</sup> “Acuerdo por el que se emite informe sobre el Proyecto de Real Decreto por el que se regula el régimen económico de energías renovables para instalaciones de producción de energía eléctrica” (IPN/CNMC/014/20).

<sup>22</sup> El artículo 1 del RD-ley 23/2020 otorga a los titulares de los permisos de acceso y conexión la posibilidad de renunciar a los mismos en un plazo de tres meses desde su entrada en vigor (plazo que se cumplió el 25 de septiembre de 2020), si no se vieran capaces de cumplir los hitos requeridos en los plazos previstos. Además, a las instalaciones que obtuvieron el permiso de acceso entre el 28 de diciembre de 2013 (fecha de entrada en vigor de la LSE) y el 31 de diciembre de 2017 se les conceden también 3 meses (que serían 6 para las instalaciones que lo obtuvieron con posterioridad al citado 31 de diciembre de 2017) para que les sea admitida la autorización administrativa previa.

determinar los mecanismos de fomento de las renovables que más se adecúan a las necesidades de nueva potencia.

Asimismo, debe considerarse para la actualización del mencionado calendario indicativo, la información sobre el cumplimiento de la obligación de solicitud de inscripción en el Registro electrónico del REER en estado de preasignación, de acuerdo con lo previsto en el artículo 13 de la Orden TED/1161/2020. Los adjudicatarios de la subasta, de acuerdo con el artículo 11 de la mencionada orden, disponen de un plazo de 2 meses desde la fecha de publicación en el BOE de la resolución de la DGPEyM, por la que se resuelve la subasta. Puesto que la Resolución de la DGPEyM, de 26 de enero de 2021, por la que se resuelve la primera subasta REER, fue publicada en el BOE el 28 de enero de 2021, se dispondrá de información sobre el cumplimiento de la obligación de inscripción en el Registro electrónico del REER en estado de preasignación el 28 de marzo de 2021.

Por tanto, se aconseja el seguimiento de las garantías y requerimientos establecidos para asegurar una elevada ratio de ejecución de los proyectos, de modo que en el caso de que los proyectos no se lleven a cabo, se pueda acumular la potencia asociada a los mismos en la siguiente subasta programada.

#### **5.4 Sobre la celebración de subastas específicas o subastas neutras, y el establecimiento de reservas mínimas**

En la subasta para la asignación del REER, celebrada el 26 de enero de 2021, se subastó un único cupo de producto de 3.000 MW de potencia instalada, con dos reservas mínimas, de 1.000 MW cada una, para tecnologías fotovoltaica y eólica terrestre, respectivamente. Por tanto, únicamente para 1.000 MW pudieron competir todas las tecnologías elegibles para dicha subasta (ver Cuadro 3 del Anexo I).

El nivel de precios de las ofertas de las tecnologías fotovoltaica y eólica terrestre en la subasta estuvo alineado, siendo los precios medios de adjudicación de ambas tecnologías similares, lo que indica que existe competencia potencial entre ambas tecnologías y que las reservas mínimas no fueron vinculantes<sup>23</sup>.  
**[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL].**

A la vista de los resultados obtenidos en la primera subasta, cabría concluir que para subastas futuras no habría necesidad de establecer reservas mínimas para las tecnologías eólica y fotovoltaica, mientras que cabría valorar el establecimiento de reservas mínimas, o bien la convocatoria de subastas específicas, para otras tecnologías, incluidas en el calendario indicativo del

---

<sup>23</sup> En la subasta la oferta más cara casada correspondió a potencia fotovoltaica (28,90 €/MWh), **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**, observándose competencia entre las dos tecnologías para las que se habían previsto reservas mínimas. **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL].**

artículo 23.1 de la Orden TED/1161/2020, así como en el PNIEC, si el objetivo de política energética es alcanzar una mayor diversificación tecnológica o fomentar tecnologías inmaduras.

No obstante lo anterior, tal y como reflejó esta Comisión en el “IPN/CNMC/004/20 Informe sobre el Anteproyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética”, de 9 de marzo de 2020, teniendo en cuenta que la potencia con acceso ya concedido a eólica y solar fotovoltaica supera los objetivos del PNIEC a 2030<sup>24</sup>, cabría analizar en el marco de cada convocatoria concurrencial, si dinámicamente determinadas tecnologías son competitivas, no solo desde el punto de vista de precios sino también de volumen de energía vendida, ya que con la incorporación de mayor potencia renovable se contempla un posible incremento de los vertidos<sup>25</sup>.

### **5.5 Sobre el número de tramos a ofertar en la subasta**

El número de tramos que se pueden presentar en esta subasta (100 según lo establecido en el artículo 9.1.b. de la Orden TED/1161/2020) es superior que el de las subastas en los mercados diario e intradiario, donde las ofertas simples de compra o venta de energía tienen hasta un máximo de 25 tramos.

En este sentido, cabría valorar reducir el número de tramos que se permiten ofertar **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** por comparación al número que se permite en otras subastas. Asimismo, el número de tramos sería excesivo aun considerando el volumen máximo de producto adjudicado a una misma empresa o grupo empresarial (1.500 MW) y la escalabilidad de los proyectos (20 MW).

---

<sup>24</sup> De acuerdo con el documento de Red Eléctrica de España sobre la ‘Evolución de la tramitación de los procedimientos de acceso a la red de la generación eólica y solar fotovoltaica gestionados por Red Eléctrica’, a diciembre de 2019, hay más de 134 GW de potencia en servicio y con permiso concedido de eólica y fotovoltaica, cuando el PNIEC contempla 90 GW instalados en 2030 para estas tecnologías.

<sup>25</sup> La incorporación de una potencia elevada de instalaciones renovables aumentará las situaciones en las cuales, en escenarios de baja demanda, la energía renovable que es posible generar supere a la demanda y, por lo tanto, se produzca el vertido del excedente de dicha energía. Por otra parte, si la entrada de esta potencia renovable es de tecnologías no síncronas (como la eólica y la solar fotovoltaica), dichas tecnologías podrían desplazar a tecnologías síncronas, con la limitación dada por la necesidad de mantener la estabilidad en el sistema, que solo las tecnologías síncronas pueden proporcionar. Por tanto, en determinadas situaciones, aun existiendo recurso renovable, pudiera ser necesario incorporar potencia síncrona y verter parte de la renovable no síncrona para garantizar la estabilidad del sistema. Estas dos situaciones se harán más frecuentes cuanto más potencia renovable se instale y, por lo tanto, los promotores de las nuevas instalaciones renovables tendrán que añadir al riesgo de precio un riesgo por volumen, dado que se pueden dar situaciones en las que haya recurso renovable, pero este no pueda aprovecharse, reduciéndose la cantidad de energía vendida, con el consecuente efecto sobre la rentabilidad de los proyectos.

## **5.6 Sobre la duración del periodo de inserción de pujas**

El punto 7.1 del ANEXO I de la Resolución de 10 de diciembre de 2020, establece que la apertura de la fase de recepción de ofertas tiene una duración de 2 horas en las que los participantes podrán enviar diferentes versiones de oferta, siendo la última oferta válida la que se incluya en el proceso de casación de la subasta, quedando anuladas las previas (apartado 7.1.g).

**[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**, la entidad administradora de la subasta podría valorar la reducción de la duración de dicho periodo, dejando un margen suficiente a los agentes para que puedan modificar su oferta en caso de errores o para solucionar problemas técnicos de acceso al sistema.

## **5.7 Sobre el coste imputable a la organización de la subasta**

De acuerdo con el artículo 7.3 de la Orden TED/1161/2020, el coste de organización de la subasta es de 0,08 euros por cada kW adjudicado. Asimismo, en dicho artículo, se establece que *“La resolución por la que se convoque la subasta podrá, en función del número de subastas convocadas al amparo de esta orden y de la potencia adjudicada mediante las mismas, reducir el coste imputable a la organización de las mismas.”*

La CNMC en su Informe de 25 de noviembre de 2020<sup>26</sup>, propuso la revisión a la baja del coste imputable a la organización de la subasta, aplicable ya a la primera subasta a convocar, o, como alternativa, que se rebaje el importe asociado a la organización de la subasta en años sucesivos, teniendo en cuenta las economías de escala derivadas del número de subastas celebradas. En este sentido, en el citado informe, se señalaba que *“los costes asociados a la organización de otras subastas celebradas en el sector energético (tanto de gas como de electricidad), con un mecanismo y procedimiento más complejo (subastas dinámicas en varias rondas), además de establecerse en un fijo por subasta, oscilaron entre un coste mínimo de 135.000 €, correspondiente a las subastas del sistema gasista, y un máximo de 180.000 €”*. El coste de organización de la primera subasta, celebrada el 26 de enero de 2021, en base a la potencia adjudicada (3.034 MW), ha ascendido a 242.734 €. Si en 2021 se subastasen y resultasen adjudicados los 3.480 MW previstos en el calendario indicativo del artículo 23.1 de la Orden TED/1161/2020, el coste de organización de la subasta ascendería a 292.800 €, con lo que el coste de organización de las subastas celebradas en 2021 ascendería a 535.534 €.

Por tanto, se sugiere para la siguiente convocatoria la revisión a la baja del coste asociado a la organización de las subastas similares a la del 26 de enero, al objeto de incorporar las economías de escala derivadas del número de subastas

---

<sup>26</sup> Acuerdo por el que se emite Informe sobre la propuesta de Orden por la que se regula el primer mecanismo de subasta para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables y se establece el calendario indicativo para el periodo 2020-2025 (IPN/CNMC/043/20).

celebradas y en tanto que dicho coste no es lineal al kW adjudicado.

### **5.8 Sobre los instrumentos para la formalización de las garantías**

**[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**<sup>27</sup> (véase Anexo III de este informe).

**[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.

Teniendo en cuenta que, de acuerdo con el artículo 6 de la Orden TED/1161/2020, corresponde a la SEE el establecimiento, mediante resolución, de la convocatoria y aspectos específicos de cada subasta, entre otros de las reglas de la misma, se podría valorar por la SEE, la posibilidad de que se exija que la entidad aseguradora tenga sucursal en España cuando es entidad no residente y se elimine la necesidad de pertenencia a la UE durante todo el periodo de vigencia de la garantía. En este sentido, se señala que este último requisito (“*siempre que pertenezca a la UE durante todo el periodo de vigencia de la garantía*”) no estaba recogido en las reglas de las anteriores subastas renovables celebradas en 2016 y 2017<sup>28</sup>, por lo que se podría valorar si sería suficiente con el nivel mínimo de rating exigido y con la necesidad de tener sucursal en España para entidades no residentes para garantizar la ejecución de las garantías en caso de incumplimiento.

### **5.9 Sobre posibles arbitrajes que pudieran producirse en los mercados mayoristas**

Tal y como se ha señalado en el apartado 4, al retribuirse al precio de la subasta la energía vendida en el mercado diario e intradiario, independientemente de que esta llegue o no a producirse, pueden surgir arbitrajes entre la energía ofertada en estos mercados y la energía del desvío, siempre que el coste del desvío sea inferior al precio de la subasta.

Por ello, se propone que se realice un seguimiento de la diferencia entre la energía vendida en el mercado diario e intradiario, y la energía realmente producida, y medida en contador, por los adjudicatarios en las subastas REER, así como para el resto de agentes, al objeto de analizar si la adjudicación en las subastas incentiva arbitrajes.

### **5.10 Sobre las unidades de producción resultantes de la adjudicación en las subastas que finalmente han sido puestas en marcha**

Como se ha recogido en el apartado 4, de acuerdo con el procedimiento de liquidación establecido en el artículo 18 del Real Decreto 960/2020, los ingresos

---

<sup>27</sup> **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.

<sup>28</sup> **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.

u obligaciones de pago resultantes de dicho procedimiento se distribuirán entre las unidades de adquisición nacionales en proporción a su programa horario final después del mercado intradiario continuo. De este modo, el procedimiento de liquidación de la energía procedente de las subastas REER tiene un efecto sobre la cobertura de los comercializadores, que verán una divergencia entre el precio del mercado y el precio de la demanda por la liquidación del REER, por lo que deberán internalizar esta incertidumbre en sus ofertas.

Para paliar esta situación, se propone que el operador del mercado proporcione información sobre las distintas unidades de producción que han resultado adjudicatarias en las sucesivas subastas y que finalmente han sido puestas en marcha e incluidas en este régimen económico, entre otros, la potencia final, el precio de adjudicación y el inicio de la operación. De este modo, las unidades de adquisición dispondrían de información adicional sobre la energía que podría incorporarse a los mercados diario e intradiario acogida al REER, información que es valiosa para la realización de sus estrategias de cobertura.

**ANEXO I. Evolución de la subasta para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables**

## Anexo I. 1. Participación y ofertas presentadas

Los artículos 2 y 5 de la Orden TED/1161/2020 establecen las condiciones exigidas para la participación en la convocatoria de subasta. En particular, en la subasta para la asignación del REER, celebrada el 26 de enero de 2021, han podido participar las instalaciones de generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables compuestas por una o varias tecnologías de las incluidas en la categoría b) definida en el artículo 2.1 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, que cumplan los siguientes requisitos (véase Cuadro 3): a) Ser instalaciones nuevas o ampliaciones de instalaciones existentes, b) Estar situadas en el sistema eléctrico peninsular, y c) No disponer de sistema de almacenamiento, o en caso contrario, que el sistema de almacenamiento sea empleado para el almacenamiento exclusivo de la energía producida por la instalación.

**Cuadro 3 Subgrupo definido en el artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio**

<b>Tecnologías</b>	<b>Subgrupo definido en el artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio</b>
Fotovoltaica	b.1.1
Solar Termoeléctrica	b.1.2
Eólica terrestre	b.2.1
Eólica marina	b.2.2
Resto tecnologías renovables	b.3
Centrales hidroeléctricas (Potencia instalada menor o igual a 10 MW)	b.4
Centrales hidroeléctricas (Potencia instalada superior a 10 MW)	b.5
Biomasa	b.6
Biogás, Biolíquidos	b.7
Biomasa	b.8

Fuente: Real Decreto 413/2014, de 6 de junio

Para participar en la subasta las instalaciones deben aportar las garantías establecidas en el artículo 12.1 de dicha orden, y formular una solicitud de precalificación (firmar un compromiso de no-colusión y de confidencialidad) y de calificación (aceptación y adhesión a la reglas y garantías conformadas) de acuerdo con el Anexo I de la Resolución de la SEE, de 10 de diciembre de 2020.

Adicionalmente, debe tenerse presente que, según lo previsto en el artículo 11 de la Orden TED/1161/2020, los adjudicatarios de la subasta disponen de un plazo de 2 meses desde el 28 de enero (fecha de publicación en el BOE de la

Resolución de 26 de enero de 2021, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se resuelve la primera subasta celebrada para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables al amparo de lo dispuesto en la Orden TED/1161/2020, de 4 de diciembre), para presentar la solicitud de inscripción en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de preasignación de acuerdo con lo previsto en el artículo 13, junto con una copia de la garantía económica depositada de conformidad con lo regulado en el artículo 25 del Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, y del resguardo de la Caja General de Depósitos de haber depositado dicha garantía a favor de la Dirección General de Política Energética y Minas. La garantía asciende a 60 euros/kW para la potencia instalada que se solicita inscribir. La solicitud de inscripción incluye la identificación del adjudicatario, las características del producto adjudicado que se pretende inscribir, la tecnología y la potencia a inscribir en estado de preasignación, así como un plan estratégico con las estimaciones de impacto sobre el empleo local y la cadena de valor industrial, que se hará público en la página web del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

En particular, se calificaron para la participación en la subasta **[CONFIDENCIAL]** agentes (**[CONFIDENCIAL]** grupos empresariales), con un volumen total calificado de **[CONFIDENCIAL]** kW (**[CONFIDENCIAL]** veces superior a la cantidad a subastar, 3.000.000 kW). Las cuotas de potencia de los 4 mayores agentes calificados fueron del **[CONFIDENCIAL]**%. **[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]** (véase Cuadro 4).

#### **Cuadro 4 Volumen de calificación e indicadores de concentración en las subastas de 2017 y 2021**

**[CONFIDENCIAL]**

Fuente: CNMC a partir de información de la entidad administradora de la subasta

Participaron **[CONFIDENCIAL]** agentes calificados, **[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]**. De los **[CONFIDENCIAL]** participantes en la subasta, **[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]** (véase Cuadro 5).

Los **[CONFIDENCIAL]** participantes introdujeron ofertas de venta por un total de **[CONFIDENCIAL]** kW, el **[CONFIDENCIAL]**% del volumen total calificado (**[CONFIDENCIAL]** kW) y el **[CONFIDENCIAL]**% del volumen de producto a subastar. **[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]**. Por tanto, no fue necesario aplicar la salvaguarda de competencia establecida en el artículo 8.6 del Real Decreto 960/2020 al superar el volumen ofertado en más de un 20% el volumen a subastar.

En particular, el **[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]**.

El tramo promedio ofertado para la tecnología fotovoltaica fue **[CONFIDENCIAL]** kW y para la tecnología eólica terrestre fue **[CONFIDENCIAL]** kW (véase en Cuadro 5 una descripción de las pujas realizadas por tecnología). El tamaño idóneo mínimo de las plantas atendiendo a su óptimo técnico-económico rondaría los 100 MW (ese es el orden de magnitud de las instalaciones que están siendo autorizadas fuera del ámbito retributivo del REER), pero la escalabilidad de las tecnologías eólica y, sobre todo, solar fotovoltaica posibilita un fraccionamiento o subdivisión de los proyectos de 20 MW, **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.

Este tamaño **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** podría obedecer **[CONFIDENCIAL]** a que se corresponde con aproximadamente la mitad de los 50 MW que determinan la Administración competente para la autorización ex art. 3.13 LSE (autonómica hasta ese valor; estatal por encima de él). Por ejemplo, un proyecto solar fotovoltaico de unos 150 MW podría subdividirse en tres o cuatro de potencia no superior a dicho umbral (otra posible razón es la conveniencia de organizar el campo solar en varias 'islas' que compartan una evacuación conjunta, ya sea por la orografía del terreno o para salvar arroyos, cañadas u otros lugares de interés). Por otro lado, el criterio de ordenación de tramos para la formación de la curva agregada recogido en el punto 7.2 del Anexo I de la Resolución de la SEE, de 10 de diciembre de 2020 que favorece los tamaños medianos podría incentivar la preponderancia de tramos de aproximadamente la mitad de 50 MW<sup>29</sup>.

#### **Cuadro 5 Descriptivos de las cantidades ofertadas por tecnología**

**[CONFIDENCIAL]**

Fuente: CNMC a partir de información de la entidad administradora de la subasta

La potencia fotovoltaica se adjudicó el **[CONFIDENCIAL]**% del volumen total ofertado en fotovoltaica (**[CONFIDENCIAL]** kW), la potencia eólica terrestre se adjudicó el **[CONFIDENCIAL]**% del volumen total ofertado en dicha tecnología (**[CONFIDENCIAL]** kW ofertados) **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** (véase Cuadro 6). **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.

#### **Cuadro 6 Cantidades y cuotas ofertadas y adjudicadas por tecnología**

**[CONFIDENCIAL]**

Fuente: elaboración propia a partir de datos de la entidad administradora de la subasta

---

<sup>29</sup> No obstante lo anterior, las pujas de los participantes pueden responder a otras consideraciones ajenas a criterios técnicos o económicos. **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.

Los diferentes tramos ofertados por el participante pueden ser divisibles o indivisibles. Las reglas de la subasta no permiten ofertar dos o más tramos divisibles ofertados al mismo precio, pero sí permiten ofertar los tramos indivisibles necesarios al mismo precio. En particular, de los **[CONFIDENCIAL]** participantes para la venta de potencia para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables que presentaron ofertas, **[CONFIDENCIAL]** presentaron ofertas con tramos indivisibles.

Los **[CONFIDENCIAL]** participantes introdujeron ofertas que estuvieron en el rango de precios de 14,89 €/MWh a **[CONFIDENCIAL]** €/MWh, siendo el precio medio ponderado de las ofertas presentadas de **[CONFIDENCIAL]** €/MWh. La puja más barata y la más cara ofertadas **[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]** (véase en el Cuadro 7 los descriptivos de los precios ofertados por tecnología).

#### Cuadro 7 Descriptivos de los precios ofertados por tecnología

**[CONFIDENCIAL]**

Fuente: CNMC a partir de información de la entidad administradora de la subasta

**[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]**.

#### Cuadro 8 **[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]**

**[CONFIDENCIAL]**

Fuente: CNMC a partir de información de la entidad administradora de la subasta

**[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]**.

#### Cuadro 9 **[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]**

**[CONFIDENCIAL]**

Fuente: CNMC a partir de información de la entidad administradora de la subasta

## **Anexo I. 2. Adjudicación**

Al cierre de la subasta, resultaron adjudicados 32 participantes con una potencia de 3.034.178 kW, el precio medio ponderado de los 109 tramos adjudicados fue de 24,75 €/MWh, siendo el precio mínimo de adjudicación 14,89 €/MWh<sup>30</sup> y el precio máximo de adjudicación 28,90 €/MWh<sup>31</sup> (véanse Cuadro 9 y Cuadro 10). Cabe señalar que, si bien resultaron adjudicados 109 tramos, dado que las reglas de la subasta permiten ofertar los tramos indivisibles necesarios al mismo precio, los adjudicatarios incorporaron 94 tramos a precios diferentes.

De acuerdo con el artículo 18 del Real Decreto 960/2020 el precio a percibir, en cada periodo de negociación, por las instalaciones acogidas al REER, por cada unidad de energía de subasta negociada en el mercado diario e intradiario, será su precio de adjudicación correspondiente al resultado de la subasta, siendo este corregido a partir de unos incentivos simétricos de participación en mercado mediante el porcentaje de ajuste de mercado<sup>32</sup>. En este sentido, los 32 adjudicatarios tendrán que constituir al menos 94 unidades de ofertas (tantas como tramos adjudicados a precios diferentes) y percibirán un precio diferente por cada unidad de energía de subasta negociada en el mercado diario e intradiario.

De los 3.034.178 kW de potencia adjudicada, el 67,1% (2.036.264 kW) de la potencia fue adjudicada a 27 participantes con ofertas para la tecnología fotovoltaica a un precio medio de 24,47 €/MWh (siendo el precio mínimo de adjudicación 14,89 €/MWh y el precio máximo de adjudicación 28,90 €/MWh); y el 32,9% (997.914 kW) a 8 participantes con ofertas para la tecnología eólica terrestre, a un precio medio de 25,31 €/MWh (siendo el precio mínimo de adjudicación 20 €/MWh y el precio máximo de adjudicación 28,90 €/MWh). 3 participantes resultaron adjudicatarios de ambas tecnologías.

La adjudicación promedio para la tecnología fotovoltaica fue de 75.417 kW y para la eólica terrestre fue de 124.739 kW, siendo el tramo promedio adjudicado para la tecnología fotovoltaica de 30.392 kW y para la eólica terrestre de 23.760 kW (véase Cuadro 10), lo que en cierta medida responde a la escalabilidad de los proyectos de las tecnologías eólica y solar fotovoltaica.

---

<sup>30</sup> Que fue introducido por el Grupo IGNIS.

<sup>31</sup> **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL].**

<sup>32</sup> En particular, el precio a percibir por la venta de energía en los mercados diario e intradiario está referenciado en un 5% o un 25% al precio del mercado diario.

**Cuadro 10 Descriptivos de la cantidad adjudicada por tecnología**

Tecnología	b.1.1	b.2.1	Total
Total (kW)	2.036.264	997.914	3.034.178
Total (%)	67,1%	32,9%	100,0%
Nº Adjudicatarios	27	8	32
Adjudicación media (kW)	75.417	124.739	94.818
Nº tramos	67	42	109
% tramos divisibles	26,9%	64,3%	41,3%
% tramos no divisibles	73,1%	35,7%	58,7%
Nº tramos promedio	2,5	5,3	3,4
Tramo promedio (kW)	30.392	23.760	27.836
Tramo máximo (kW)	125.010	180.000	180.000
Tramo mínimo (kW)	5	1	1
Desviación típica (kW)	23.598	29.968	26.434

Fuente: CNMC a partir de información de la entidad administradora de la subasta

**Cuadro 11 Descriptivos de los precios de adjudicación por tecnología**

Tecnología	b.1.1	b.2.1	Total
Precio medio (€/MWh)	24,47	25,31	24,75
Precio máximo (€/MWh)	28,90	28,89	28,90
Precio mínimo (€/MWh)	14,89	20,00	14,89
Desviación típica (€/MWh)	2,77	1,85	2,47

Fuente: CNMC a partir de información de la entidad administradora de la subasta

El GRUPO CAPITAL ENERGY, que participaba con dos sociedades (CAPITAL ENERGY, S.L.U y GREEN CAPITAL POWER S.L.U.), fue el mayor adjudicatario de la subasta, con una cuota del 20,49% de la potencia total adjudicada (véase Cuadro 12 y Gráfico 2). En particular, dicho grupo se adjudicó 621.664 kW eólicos terrestres a un precio medio de 24,59 €/MWh, inferior al precio medio de adjudicación de dicha tecnología en la subasta (25,31 €/MWh), con una cuota del 62,3% de la potencia eólica adjudicada. El segundo mayor adjudicatario fue X-ELIO ENERGY, S.L. con una cuota del 10,38% de la potencia total adjudicada: 315.050 kW fotovoltaicos a un precio medio de 23,02 €/MWh, inferior al precio medio de adjudicación de dicha tecnología en la subasta (24,47 €/MWh).

Endesa/Enel fue el grupo empresarial que resultó adjudicatario para potencia fotovoltaica a un mayor precio: 50.000 kW de dicha tecnología a un precio medio de 28,90 €/MWh. Por su parte, NATURGY ENERGY GROUP S.A. fue el grupo empresarial que resultó adjudicatario para potencia eólica terrestre a un mayor precio: 37.950 KW de dicha tecnología a un precio medio de 28,63 €/MWh.

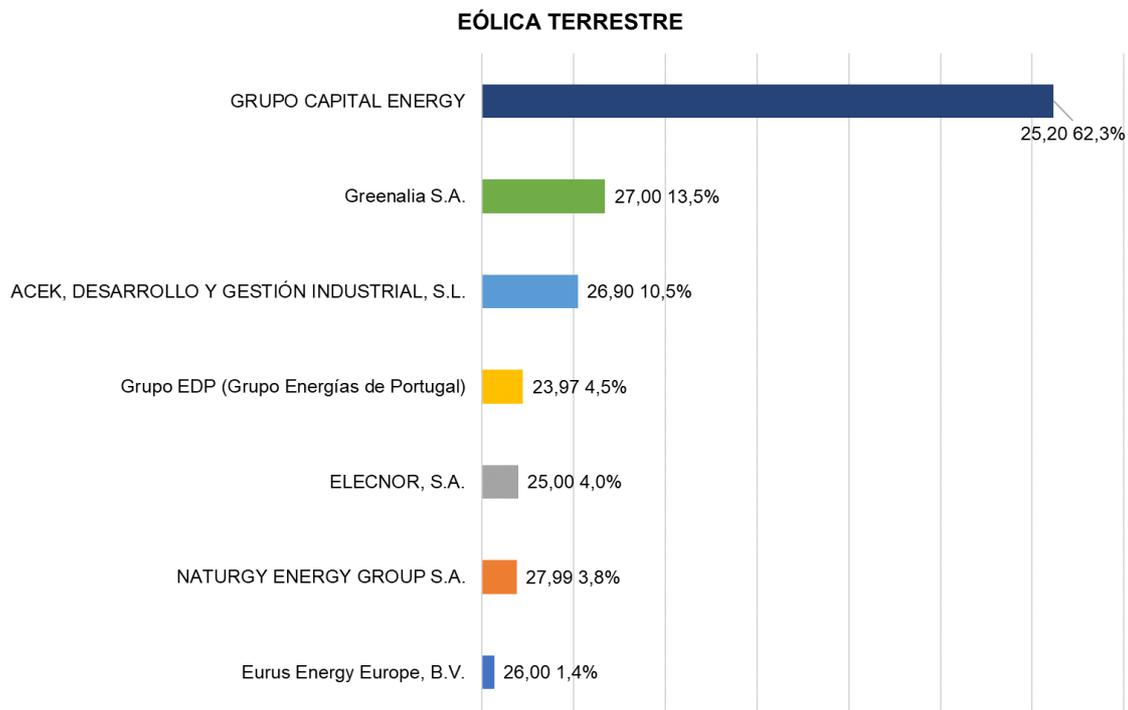
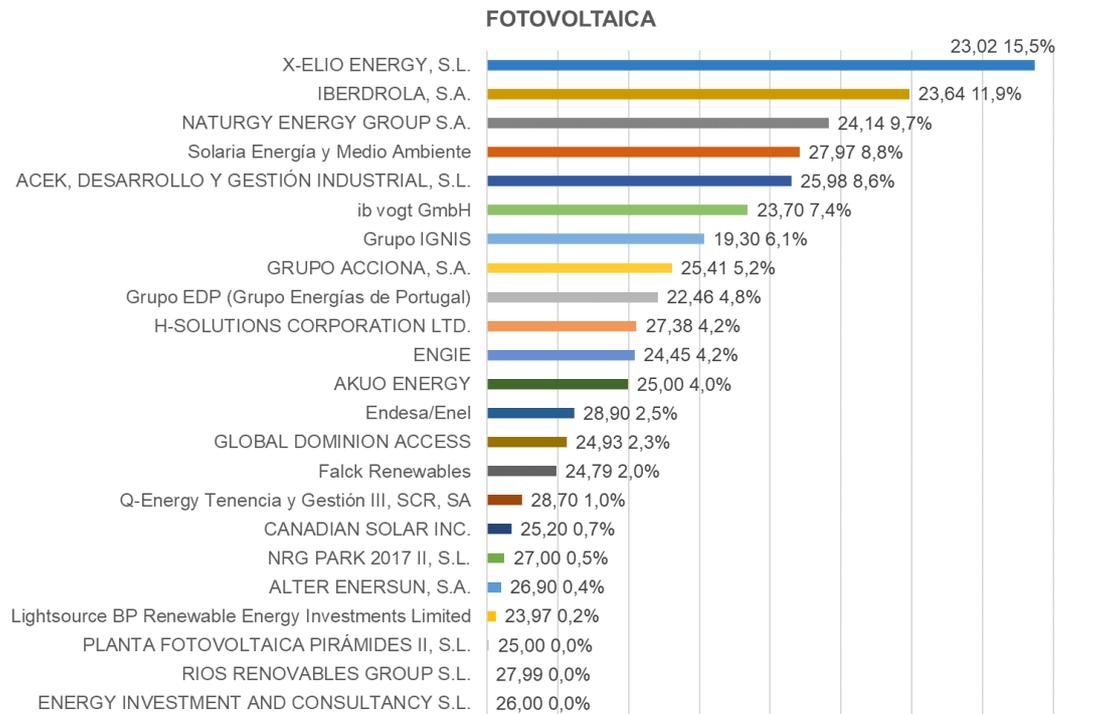
**Cuadro 12 Cantidades adjudicadas por grupo empresarial (kW y %), tecnología y precios medios**

Grupo empresarial	Fotovoltaica	Eólica terrestre	Total Adjudicado	Cuota	Precio medio Adj
	kW	kW	kW	%	€/MWh
GRUPO CAPITAL ENERGY	-	621.664	621.664	20,5%	24,59
X-ELIO ENERGY, S.L.	315.050	-	315.050	10,4%	23,02
ACEK, DESARROLLO Y	175.000	105.000	280.000	9,2%	25,72
IBERDROLA, S.A.	243.000	-	243.000	8,0%	23,64
NATURGY ENERGY GROUP S.A.	196.680	37.950	234.630	7,7%	24,87
Solaria Energía y Medio Ambiente	180.000	-	180.000	5,9%	27,97
ib vogt GmbH	150.000	-	150.000	4,9%	23,70
Grupo EDP (Grupo Energías de Greenalia S.A.	98.400	45.000	143.400	4,7%	23,25
	-	134.300	134.300	4,4%	28,56
Grupo IGNIS	125.000	-	125.000	4,1%	19,30
GRUPO ACCIONA, S.A.	106.600	-	106.600	3,5%	25,41
H-SOLUTIONS CORPORATION	86.000	-	86.000	2,8%	27,38
ENGIE	85.090	-	85.090	2,8%	24,45
AKUO ENERGY	81.200	-	81.200	2,7%	25,00
Endesa/Enel	50.000	-	50.000	1,6%	28,90
GLOBAL DOMINION ACCESS	45.920	-	45.920	1,5%	24,93
ELECNOR, S.A.	-	40.000	40.000	1,3%	22,49
Falck Renewables	40.000	-	40.000	1,3%	24,79
Q-Energy Tenencia y Gestión III, Eurus Energy Europe, B.V.	20.000	-	20.000	0,7%	28,70
	-	14.000	14.000	0,5%	26,50
CANADIAN SOLAR INC.	14.000	-	14.000	0,5%	25,20
NRG PARK 2017 II, S.L.	10.000	-	10.000	0,3%	27,00
ALTER ENERSUN, S.A.	8.220	-	8.220	0,3%	26,90
Lightsource BP Renewable Energy	5.044	-	5.044	0,2%	23,97
PLANTA FOTOVOLTAICA	1.000	-	1.000	0,0%	25,00
RIOS RENOVABLES GROUP S.L.	30	-	30	0,0%	27,99
ENERGY INVESTMENT AND	30	-	30	0,0%	26,00
Total general	2.036.264	997.914	3.034.178	100%	24,75
Cuota	67,1%	32,9%	100,0%		
Nº grupo empresariales	23	7	27		

\* Se señalan en sombreado los grupos empresariales cuyo precio medio de adjudicación fue superior al precio medio de la subasta (24,75 €/MWh).

Fuente: elaboración propia a partir de datos de la entidad administradora de la subasta

**Gráfico 2 Precios medios (€/MWh) y cuotas adjudicadas (%) por grupo empresarial**



Fuente: elaboración propia a partir de datos de la entidad administradora de la subasta

La estrategia de pujas de los participantes fue heterogénea (en precios y número de tramos) (véanse el Cuadro 14 y los Gráfico 4 a Gráfico 7). Cada oferta de venta de los participantes puede contener hasta 100 tramos, cada uno de los cuales consiste en una combinación de un número de bloques (la cantidad mínima a oferta por tramo es de 1 bloque, equivalente a 1 kW) y un precio. El precio de cada tramo de oferta se estableció en euros/MWh con dos decimales, siendo dicho precio mayor o igual que 0 euros/MWh. Los precios de las ofertas de los **[CONFIDENCIAL]** agentes participantes para la venta de potencia para instalaciones renovables estuvieron en el rango 14,89 €/MWh - **[CONFIDENCIAL]** €/MWh, ambos incluidos (véase Cuadro 7). Si bien la oferta de cada participante puede tener hasta un máximo de 100 tramos, **[CONFIDENCIAL]** de los **[CONFIDENCIAL]** agentes participantes en la subasta introdujeron **[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]** (véase Cuadro 14). En media los participantes introdujeron **[CONFIDENCIAL]** tramos en sus ofertas de venta de un tamaño medio de **[CONFIDENCIAL]** kW, con una dispersión media<sup>33</sup> de **[CONFIDENCIAL]** €/MWh en sus ofertas (véase Cuadro 5).

Un indicador que puede ser utilizado como indicio de comportamiento colusivo es la correlación entre los precios de dos o más agentes. Cabe señalar que el resultado de la subasta, la potencia adjudicada a cada participante, según el producto subastado, así como su precio de adjudicación, que corresponde con su oferta económica, se hace público mediante resolución, según lo establecido en los artículos 8.11 y 9.2 del Real Decreto 960/2020. En particular, mediante la Resolución de 26 de enero de 2021, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se resuelve la primera subasta celebrada para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables al amparo de lo dispuesto en la Orden TED/1161/2020. La publicidad del precio de adjudicación que corresponde con la oferta económica del participante contribuye a la transparencia y podría desincentivar comportamientos colusivos en tanto que dichos comportamientos, si los hubiese, serían públicos.

Analizando las ofertas en la subasta, se observa que los participantes incorporaron **[CONFIDENCIAL]** tramos de las **[CONFIDENCIAL]** posibles (dado que participaron **[CONFIDENCIAL]** agentes, pertenecientes a **[CONFIDENCIAL]** grupos empresariales, y la oferta de venta de cada agente puede contener hasta 100 tramos) a **[CONFIDENCIAL]** precios diferentes. **[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]**.

#### **Cuadro 13 Precios ofertados coincidentes**

**[CONFIDENCIAL]**

\* **[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]**.

Fuente: CNMC a partir de la entidad administradora de la subasta

<sup>33</sup> Promedio de la diferencia entre el tramo mínimo y el tramo máximo de oferta.

**Gráfico 3 [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]\***

[CONFIDENCIAL]

\* [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL].

Fuente: CNMC a partir de la entidad administradora de la subasta

**Cuadro 14 Descriptivo de las pujas realizadas por grupo empresarial**

[CONFIDENCIAL]

Fuente: CNMC a partir de la entidad administradora de la subasta

**Gráfico 4 Estrategia de puja por grupo empresarial ([INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL])**

[CONFIDENCIAL]

Fuente: elaboración propia a partir de datos de la entidad administradora de la subasta

**Gráfico 5 Estrategia de puja por grupo empresarial ([INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL])**

[CONFIDENCIAL]

Fuente: elaboración propia a partir de datos de la entidad administradora de la subasta

**Gráfico 6 Estrategia de puja por grupo empresarial ([INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL])**

[CONFIDENCIAL]

Fuente: elaboración propia a partir de datos de la entidad administradora de la subasta

**Gráfico 7 Estrategia de puja por grupo empresarial ([INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL])**

[CONFIDENCIAL]

Fuente: elaboración propia a partir de datos de la entidad administradora de la subasta

**Gráfico 8 Estrategia de puja por grupo empresarial ([INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL])**

[CONFIDENCIAL]

Fuente: elaboración propia a partir de datos de la entidad administradora de la subasta

### Anexo I. 3. Curvas de casación

El volumen de producto ofertado ascendió a **[CONFIDENCIAL]** kW. **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**. Por tanto, el cupo del producto y de las reservas mínimas de producto excedía la relación mínima exigible entre el volumen de producto ofertado y el volumen de producto subastado (20%).

La curva agregada de ofertas se ordenó con independencia de la tecnología, de menor a mayor valor del precio introducido en la oferta. Primero se adjudicaron las reservas mínimas recorriendo la curva agregada con los tramos de cada tecnología. Se adjudicó la reserva mínima para la tecnología fotovoltaica con 997.204 kW<sup>34</sup>, siendo el precio del último tramo casado en esta fase de 23,98 €/MWh, y la reserva mínima para la tecnología eólica terrestre con 997.914 kW<sup>35</sup>, siendo el precio del último tramo casado en esta fase de 28,89 €/MWh. Los tramos aceptados para las reservas mínimas (1.995.118 kW) se eliminaron de la curva agregada de oferta y el resto de tramos ofertados mantuvo su posición. Siguiendo el orden de prelación, el resto del cupo a subastar (1.004.882 kW) se adjudicó a los tramos de la tecnología fotovoltaica, siendo el precio del último tramo casado de 28,90 €/MWh.

Cabe señalar que el precio del último tramo asignado a la tecnología eólica terrestre para cumplir la reserva mínima (28,89 €/MWh) fue inferior que el precio del último tramo asignado a la fotovoltaica (28,90 €/MWh), a pesar de que una vez asignada la reserva mínima eólica todo el cupo restante se adjudicó a los tramos de la tecnología fotovoltaica. La potencia fue adjudicada a la tecnología fotovoltaica a un precio medio de 24,47 €/MWh<sup>36</sup> y a la tecnología eólica terrestre, a un precio medio de 25,31 €/MWh; precios similares que revelan competencia entre ambas tecnologías<sup>37</sup> (véase Cuadro 11). De hecho, la adjudicación sin aplicar reservas mínimas hubiese sido idéntica a la resultante del proceso de casación de la subasta con reservas mínimas, por lo que puede

---

<sup>34</sup> En esta fase no se llegó a la reserva mínima para la tecnología fotovoltaica de 1.000 MW porque, en el proceso de aceptación de los bloques para cumplir la condición de reserva mínima, el último bloque de potencia fotovoltaica, necesario para completar los 1.000 MW, era indivisible **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.

<sup>35</sup> No se llegó a la reserva mínima para la tecnología eólica terrestre de 1.000 MW porque, en el proceso de aceptación de los bloques para cumplir la condición de reserva mínima, el último bloque de potencia eólica terrestre, necesario para completar los 1.000 MW, era indivisible **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.

<sup>36</sup> El precio medio ponderado para los primeros 997.204 kW de tecnología fotovoltaica adjudicados fue de 22,28 €/MWh, 3,03 €/MWh inferior al precio medio para los 997.914 kW de tecnología eólica terrestre adjudicados.

<sup>37</sup> En este sentido, al margen de consideraciones sobre la competitividad de las pujas en la subasta, cabe señalar que, si bien los costes de inversión de la tecnología eólica terrestre son superiores a los de la fotovoltaica, el mayor número de horas de funcionamiento de la eólica en horas en la que presumiblemente los precios serán superiores, ha permitido que exista cierta equiparación en las pujas de ambas tecnologías.

considerarse que la potencia adjudicada a la eólica terrestre compitió con la fotovoltaica.

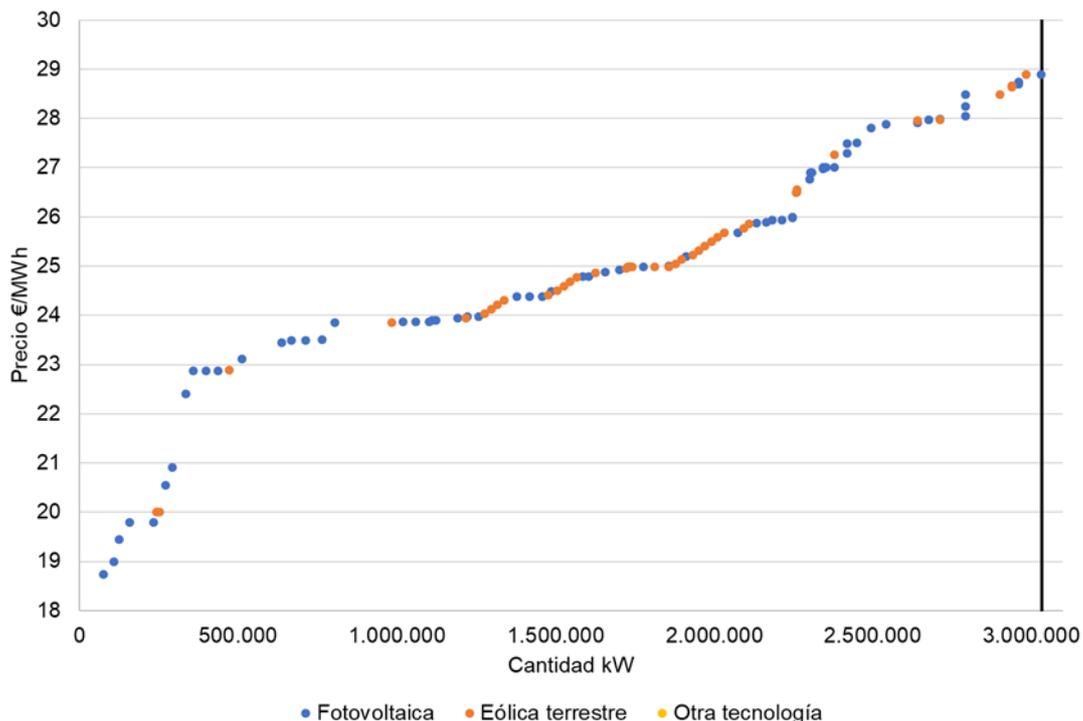
En el Gráfico 9 se refleja la curva agregada de oferta ordenada por precio y en el Gráfico 10 se refleja el tramo de la curva agregada de oferta casado. Las ofertas adjudicadas estuvieron en el rango 14,89 €/MWh - 28,90 €/MWh, correspondiendo el tramo más elástico al comprendido entre 24 €/MWh y 26 €/MWh, en el que las ofertas de ambas tecnologías compitieron (véase también el Gráfico 12). La oferta más cara adjudicada (precio marginal de la subasta) fue de potencia fotovoltaica, a 28,90 €/MWh, y fue introducida por ENEL GREEN POWER ESPAÑA SL, del grupo empresarial Endesa/Enel, y la más barata fue también de potencia fotovoltaica a 14,89 €/MWh, y fue introducida por el Grupo IGNIS.

**Gráfico 9 Casación subasta**

**[CONFIDENCIAL]**

Fuente: elaboración propia a partir de datos de la entidad administradora de la subasta

**Gráfico 10 Tramos casados en subasta**



Fuente: elaboración propia a partir de datos de la entidad administradora de la subasta

### Determinación del cierre de la subasta

El penúltimo tramo aceptado fue de tecnología eólica terrestre a 28,89 €/MWh incorporado por GREENALIA WIND POWER, S.L.U. La oferta agregada incorporando dicho tramo ascendió a 2.984.178 kW y, por tanto, no se superaba el cupo del producto (3.000.000 kW). Al siguiente precio, 28,90 €/MWh, **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.

**Cuadro 15** **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**

**[CONFIDENCIAL]**

Fuente: CNMC a partir de la entidad administradora de la subasta

Siguiendo los criterios de ordenación de tramos para la formación de la curva agregada y de determinación de los bloques aceptados, recogido en el punto 7.2 del Anexo I de la Resolución de la SEE, de 10 de diciembre de 2020, se adjudicaron 50.000 kW a ENEL GREEN POWER ESPAÑA SL. **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.

**Cuadro 16** **Detalle de la oferta agregada en el entorno del precio marginal**

**[CONFIDENCIAL]**

Fuente: CNMC a partir de la entidad administradora de la subasta

**[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.

Por otro lado, el punto 7.1 del ANEXO I de la Resolución de 10 de diciembre de 2020, establece que la apertura de la fase de recepción de ofertas tiene una duración de 2 horas. Se puede presentar una única oferta válida por cada una o varias tecnologías, si bien en el punto 7.1.g) se establece que los participantes podrán enviar diferentes versiones de oferta, siendo la última oferta válida la que se incluya en el proceso de casación de la subasta, quedando anuladas las previas. **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.

**Gráfico 11** **Número de ofertas durante periodo de recepción de ofertas**

**[CONFIDENCIAL]**

Fuente: CNMC a partir de información de la entidad administradora de la subasta

#### Anexo I. 4. Análisis de los precios de adjudicación resultantes

El artículo 8 del Real Decreto 960/2020 establece que el proceso de adjudicación se realizará mediante el método de subasta a sobre cerrado, conforme a un mecanismo de pago según oferta. Este método de subasta es conocido en la literatura académica como subasta discriminatoria o subasta *pay as bid*<sup>38</sup>.

La estrategia de puja depende del tipo de subasta. Por ejemplo, la estrategia de puja de un participante en subasta no es la misma si puja en una subasta a precio uniforme<sup>39</sup> que si puja en una subasta *pay as bid*<sup>40</sup>. El excedente del adjudicatario en una subasta será la diferencia entre el precio de adjudicación y su coste marginal. Es este sentido, el excedente del adjudicatario en una subasta a precio uniforme es la diferencia entre el precio de casación y su coste marginal, y en una subasta *pay as bid* es la diferencia entre su puja y su coste marginal.

En una subasta *pay as bid*, un participante que pujara a su coste marginal, dado que el precio de adjudicación es su puja, no tendría excedente alguno. Por tanto, el participante de una subasta *pay as bid* se presume que puja por encima de su coste marginal.

Al cierre de la subasta, resultaron adjudicados 3.034.178 kW de potencia, a un precio medio ponderado de 24,75 €/MWh, siendo el precio mínimo de adjudicación 14,89 €/MWh y el precio máximo de adjudicación 28,90 €/MWh (véase Gráfico 12). El precio medio ponderado fue sustancialmente inferior a los precios medios del mercado diario (33,96 €/MWh en 2020) y a las cotizaciones de los contratos con liquidación a más largo plazo (a partir de 2026) que se situaban el día de la subasta en torno a 39-40 €/MWh en el mercado organizado de OMIP<sup>41</sup>.

---

<sup>38</sup> Cabe señalar que una subasta de precio uniforme con reservas mínimas por tecnología puede conducir a precios marginales diferentes, condicionando la neutralidad de la subasta. Por el contrario, una subasta *pay-as-bid* es neutral en tanto que los precios de adjudicación, aun distintos, derivan de las pujas de los participantes y no del algoritmo de casación.

<sup>39</sup> En una subasta uniforme, se puede demostrar que un agente pujará por la primera unidad a su coste marginal y por el resto de unidades a un coste superior al coste marginal. Cuanto mayor sea la probabilidad de que la puja sea marginal, mayores serán las pujas respecto al coste marginal. Cuanto mayor sea la cuota de un agente, y mayor sea la probabilidad de que su puja sea marginal, el incentivo a ofertar por encima del coste marginal será mayor.

<sup>40</sup> A diferencia de la estrategia en una subasta uniforme, se puede mostrar que una estrategia óptima para un agente es realizar todas las pujas al mismo precio y por encima del coste marginal. Supóngase, como ejemplo, una subasta discriminatoria de 2 participantes y 2 unidades (siendo el coste marginal de la segunda unidad superior al de la primera). No tendría sentido que un participante pujara una unidad al coste marginal más bajo, ya que con probabilidad 1 se adjudica la unidad, siendo su excedente cero y si hubiera pujado ligeramente por encima hubiese obtenido un excedente positivo. Un equilibrio posible para el ejemplo propuesto es ofertar las dos unidades al coste marginal de la segunda unidad.

<sup>41</sup> Si bien cabe señalar que los contratos a plazo no son estrictamente comparables con la potencia adjudicada. Por ejemplo, los productos a plazo son carga base mientras que la potencia

De los 3.034.178 kW de potencia adjudicada, el 67,1% (2.036.264 kW) de la potencia fue adjudicada a la tecnología fotovoltaica a un precio medio de 24,47 €/MWh (siendo el precio mínimo de adjudicación 14,89 €/MWh y el precio máximo de adjudicación 28,90 €/MWh<sup>42</sup>); y el 32,9% (997.914 kW) a la tecnología eólica terrestre, a un precio medio de 25,31 €/MWh (siendo el precio mínimo de adjudicación 20 €/MWh y el precio máximo de adjudicación 28,89 €/MWh) (véase Cuadro 11).

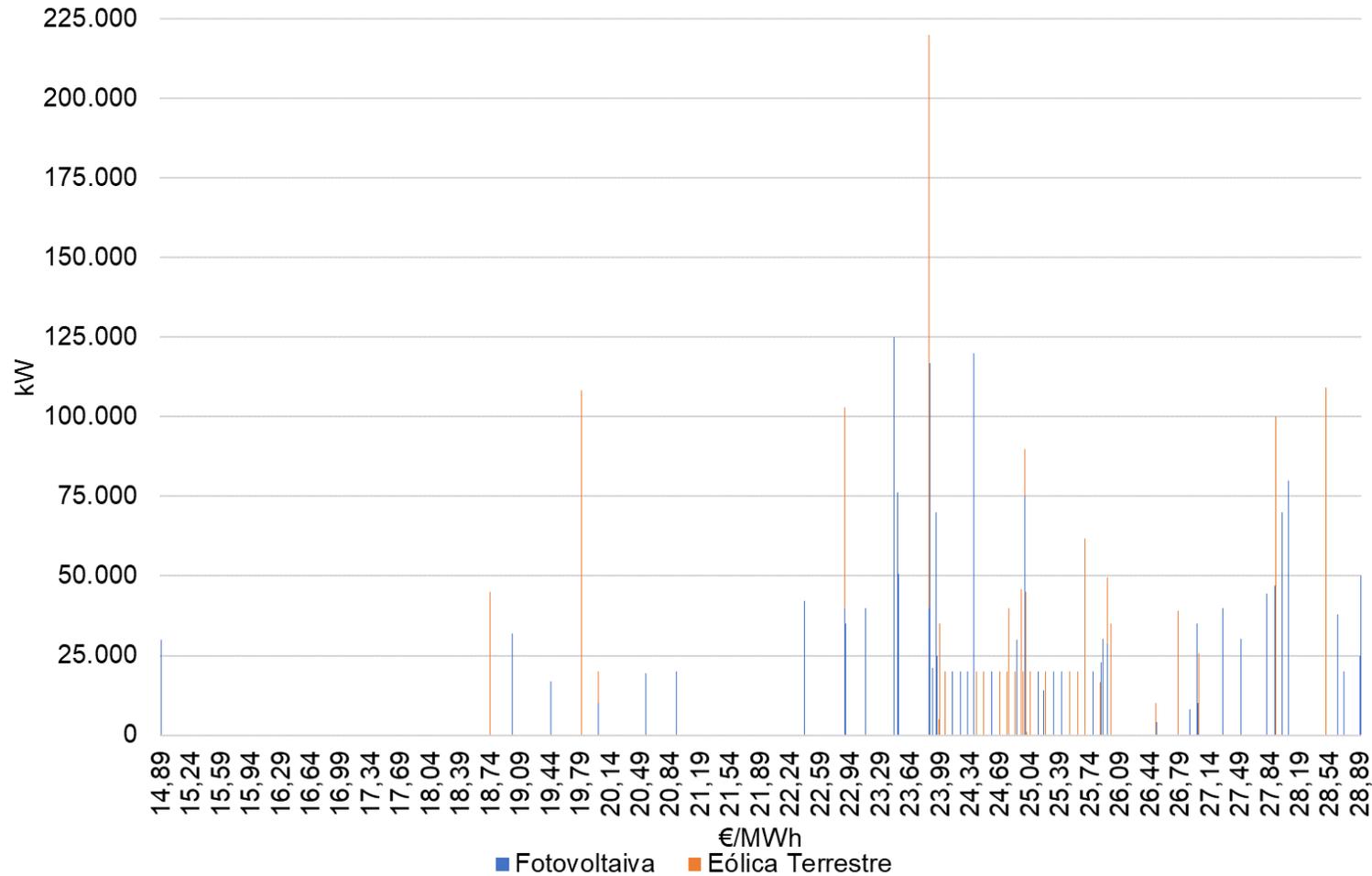
En la adjudicación, 292 MW (casi el 10% de la cantidad total), de los cuales 272 MW corresponden a la tecnología solar fotovoltaica, fueron adjudicados a un precio igual o inferior a 21,00 €/MWh (véase Gráfico 12). Se trata de valores apreciablemente inferiores al precio promedio de adjudicación, lo que aconsejaría el seguimiento de las garantías y requerimientos establecidos para asegurar una elevada ratio de ejecución de los proyectos.

---

adjudicada recoge el apuntamiento de la tecnología o el riesgo de contraparte, que es diferente en los dos productos. Además, el precio a percibir por las adjudicatarias en subasta es calculado a partir del precio de adjudicación resultado de la subasta, y corregido en un 5% (o 25% para las tecnologías con capacidad de gestión de su nivel de producción) al precio del mercado diario.

<sup>42</sup> Nótese que la oferta más cara casada corresponde a la potencia fotovoltaica (28,90 €/MWh), cuyos precios de oferta se movieron en un amplio rango, observándose competencia entre las dos tecnologías para las que se habían previsto reservas mínimas. De hecho, la ordenación de la curva sin aplicar reservas mínimas es igual a la resultante del proceso de casación de la subasta con reservas mínimas.

**Gráfico 12 Distribución de precios adjudicados por tecnología**



Fuente: elaboración propia a partir de datos de la entidad administradora de la subasta

**ANEXO II. Propuesta de mejoras a incorporar en la II subasta para el otorgamiento del Régimen Económico de Energías Renovables (OMIE)**

**ANEXO III. [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**

