



COMISIÓN NACIONAL DE LOS
MERCADOS Y LA COMPETENCIA



INFORME DE SUPERVISIÓN SOBRE EL
DESARROLLO Y PROPUESTAS DE MEJORA DE
LA SUBASTA PARA LA ASIGNACIÓN DEL
RÉGIMEN RETRIBUTIVO ESPECÍFICO A NUEVAS
INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA A PARTIR DE FUENTES DE ENERGÍA
RENOVABLES, CELEBRADA EL 26 DE JULIO DE
2017

CONFIDENCIAL

26 de octubre de 2017

Expediente SUB/DE/007/17

Índice

1. Habilitación competencial _____	3
2. Antecedentes normativos y características de la subasta _____	4
3. Evolución y resultados de la subasta _____	6
4. Propuesta de mejoras _____	10
4.1. Reflexión general sobre las subastas celebradas en 2016 y 2017 ____	11
4.2. Mejoras recogidas en el “Informe de la CNMC de supervisión sobre el desarrollo y propuestas de mejora de la subasta celebrada el 17 de mayo de 2017”, de 13 de junio _____	13
4.3. Propuestas de mejora adicionales a las recogidas en el informe de 13 de junio de 2017 _____	14
ANEXO I. Evolución de la subasta para la asignación del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables _____	17
Anexo I. 1. Participación y ofertas presentadas _____	18
Anexo I. 2. Adjudicación y Precio _____	20
Anexo I. 3. Curvas de casación _____	23
Anexo I. 4. Análisis de los porcentajes de reducción resultantes _____	24
Anexo I. 5. Comparativa del volumen calificado en la subasta de 26 de julio de 2017 respecto al volumen ofertado al sobrecoste unitario mínimo y no adjudicado en la subasta de 17 de mayo de 2017 _____	27
Anexo I. 6. Adjudicación agregada resultante de las subastas celebradas el 14 de enero de 2016, el 17 de mayo y el 26 de julio de 2017 _____	27
ANEXO II. [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL] _____	29

INFORME DE SUPERVISIÓN SOBRE EL DESARROLLO Y PROPUESTAS DE MEJORA DE LA SUBASTA PARA LA ASIGNACIÓN DEL RÉGIMEN RETRIBUTIVO ESPECÍFICO A NUEVAS INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A PARTIR DE FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES, CELEBRADA EL 26 DE JULIO DE 2017

Expediente SUB/DE/007/17

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA**Vicepresidenta**

D^a María Fernández Pérez

Consejeros

D. Mariano Bacigalupo Saggese

D. Bernardo Lorenzo Almendros

D. Xabier Ormaetxea Garai

Secretario de la Sala

D. Miguel Sánchez Blanco, Vicesecretario del Consejo

En Barcelona, a 26 de octubre de 2017

En el ejercicio de las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (en adelante, CNMC) en relación a la función de supervisión de la subasta para la asignación del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, de acuerdo a lo establecido en el artículo 12 de la Orden ETU/315/2017, de 6 de abril, por la que se regula el procedimiento de asignación del régimen retributivo específico en la convocatoria para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, convocada al amparo del Real Decreto 359/2017, de 31 de marzo, y se aprueban sus parámetros retributivos, y de conformidad con el artículo 14.9 de la citada Orden, la Sala de Supervisión Regulatoria acuerda emitir el siguiente informe de supervisión sobre el desarrollo y propuestas de mejora de dicha subasta.

1. Habilitación competencial

El artículo 12 de la Orden ETU/315/2017, de 6 de abril, establece que la CNMC será la entidad supervisora de la subasta.

En el ámbito de sus funciones como entidad supervisora, la CNMC debe elaborar un informe sobre el desarrollo y potenciales mejoras de la subasta celebrada, de conformidad con lo establecido en el artículo 14.9 de la Orden ETU/315/2017, de 6 de abril.

El objeto del presente informe es, por un lado, analizar el desarrollo de la subasta para la asignación del régimen retributivo específico de 26 de julio de 2017 al amparo de lo dispuesto en el Real Decreto 650/2017, de 16 de junio¹, en la Orden ETU/615/2017, de 27 de junio² y en la Orden ETU/315/2017, de 6 de abril y, por otro lado, realizar una propuesta de potenciales mejoras a introducir en futuras subastas.

2. Antecedentes normativos y características de la subasta

El Real Decreto 650/2017, de 16 de junio, estableció un nuevo cupo de 3.000 MW de potencia instalada, de nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables en el sistema eléctrico peninsular, al que se podrá otorgar el régimen retributivo específico, de aplicación a las tecnologías eólica y fotovoltaica.

El punto primero.1 de dicho Real Decreto establece que el cupo se incrementará, por encima de los 3.000 MW, para permitir la inclusión de la potencia de todas aquellas ofertas que tengan el mismo sobrecoste que la última oferta adjudicada siempre que dicho sobrecoste para el sistema sea nulo e inferior al valor que se establezca en la cláusula confidencial de la resolución por la que se convoca la subasta.

La Orden ETU/615/2017, de 27 de junio, determina que el mecanismo de asignación del régimen retributivo específico, así como los demás aspectos establecidos para la correcta celebración de la subasta serán los establecidos en la Orden ETU/315/2017, de 6 de abril, y que el procedimiento y las reglas de la subasta serán los establecidos en la Resolución de 10 de abril de 2017, de la Secretaría de Estado de Energía³.

Con fecha 1 de julio de 2017, se publicó en el BOE la Resolución de 30 de junio de 2017, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se convoca subasta para la asignación del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, al amparo de lo dispuesto en el Real Decreto 650/2017, de 16 de junio. En la

¹ Real Decreto 650/2017, de 16 de junio, por el que se establece un cupo de 3.000 MW de potencia instalada, de nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables en el sistema eléctrico peninsular, al que se podrá otorgar el régimen retributivo específico.

² Orden ETU/615/2017, de 27 de junio, por la que se determina el procedimiento de asignación del régimen retributivo específico, los parámetros retributivos correspondientes, y demás aspectos que serán de aplicación para el cupo de 3.000 MW de potencia instalada, convocado al amparo del Real Decreto 650/2017, de 16 de junio.

³ Resolución de 10 de abril de 2017, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se establecen el procedimiento y las reglas de la subasta para la asignación del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, convocada al amparo de lo dispuesto en el Real Decreto 359/2017, de 31 de marzo, y en la Orden ETU/315/2017, de 6 de abril.

subasta convocada por esta resolución se establece que se otorgarán derechos económicos para un máximo de 2.000 MW de potencia instalada, sin perjuicio de lo establecido en el apartado noveno de dicha resolución (cláusula confidencial) que regula el procedimiento por el cual en determinados supuestos se podrá incrementar la potencia asignada prevista en esta subasta.

El punto segundo del Real Decreto 650/2017, de 16 de junio, determina las condiciones exigidas para la participación en la subasta, restringiendo la participación a las tecnologías eólicas y fotovoltaicas. En particular, el preámbulo de dicho Real Decreto, justifica que el resto de tecnologías no concurren a la subasta a la vista de que en la subasta de 17 de mayo de 2017, las tecnologías eólica y fotovoltaica son *“las que han demostrado una mayor capacidad para competir con las tecnologías convencionales en el mercado, y ello no solo en precio, sino también por razón del alto volumen de potencia ofertada”*. Por tanto, en la subasta de 26 de julio de 2017 la competencia se establece entre la tecnología eólica y la tecnología fotovoltaica, siendo el primer criterio en el orden de prelación de dichas ofertas el sobrecoste unitario que las ofertas tengan para el sistema, tal y como se establece en el artículo 14.2.c de la Orden ETU/315/2017, de 6 de abril.

Las características de la subasta se determinan en el artículo 9 de la Orden ETU/315/2017, de 6 de abril. En particular, se establece que el proceso de adjudicación se realizará mediante el método de subasta de sobre cerrado con sistema marginal, en el que se ofertará, para una determinada potencia instalada, el porcentaje de reducción del valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo de referencia que resulte aplicable entre los establecidos en la Orden ETU/615/2017, de 27 de junio.

A partir del porcentaje de reducción de cada oferta, del valor de la retribución a la inversión de la instalación tipo de referencia y del número de horas equivalentes de funcionamiento de la instalación tipo de referencia, se obtiene el sobrecoste unitario de cada oferta, según lo establecido en el punto 15.2 del Anexo I de la Resolución de 10 de abril de 2017. Dicho sobrecoste unitario determina el orden de prelación de cada oferta.

Como resultado de la subasta se obtendrá la potencia adjudicada a cada participante, así como el porcentaje de reducción del valor estándar de la inversión inicial de cada una de las instalaciones tipo de referencia⁴.

El punto cuarto de la Resolución de 30 de junio de 2017, de la Secretaría de Estado de Energía, establece que el modelo de subasta se compone de varias fases:

⁴ A partir de la expresión simplificada para el cálculo de la retribución a la inversión de las instalaciones tipo recogida en el apartado 3 del anexo I de la Orden ETU/315/2017, de 6 de abril y del número de horas equivalentes de funcionamiento de la instalación tipo de referencia.

- Cierre de plazo para la entrega de la documentación para la precalificación y calificación: a las 13:00 h del 20 de julio de 2017.
- Prueba de acceso al sistema de subasta y firma electrónica: desde las 09:00 h del 24 de julio de 2017 hasta las 14:00 h del 25 de julio de 2017.
- Apertura de recepción de ofertas: a las 09:00 h del 26 de julio de 2017.
- Cierre de recepción de ofertas: a las 11:00 h del 26 de julio de 2017.
- Proceso de casación y publicación de resultados provisionales: máximo dos horas después del cierre de la recepción de ofertas.
- Periodo de reclamaciones de los participantes a los resultados provisionales: hasta dos horas a partir de la publicación de los resultados provisionales.

De acuerdo al artículo 14.4 de la Orden ETU/315/2017, de 6 de abril, la CNMC dispone de un plazo máximo de 24 horas desde que recibe los resultados de la entidad administradora de la subasta para validar los mismos y el procedimiento seguido en la subasta.

3. Evolución y resultados de la subasta

Con fecha 26 de julio de 2017, desde las 9:00 horas, hasta las 11:01 horas, se celebró la subasta en los términos indicados en la Resolución de 10 de abril de 2017, de la Secretaría de Estado de Energía, así como en la demás normativa de aplicación.

La subasta transcurrió sin incidentes y los representantes de la CNMC, como entidad supervisora, procedieron a validar los resultados y el procedimiento seguido en la misma. En particular, la entidad supervisora remitió el informe de validación de los resultados de la subasta y de su procedimiento a las 16:10 horas del 26 de julio de 2017.

La Resolución de 30 de junio de 2017 de convocatoria de la subasta estableció unos límites mínimos y máximos a los porcentajes de reducción para cada instalación tipo de referencia entre los que los participantes podían ofertar (véase Cuadro 1). El sobrecoste unitario mínimo asociado a dichos límites asciende a -18,590 €/MWh, siendo coincidente para la tecnología eólica y fotovoltaica al objeto de que ambas tecnologías puedan incorporar la misma presión competitiva a la subasta vía porcentajes de reducción⁵.

⁵ En la subasta de 17 de mayo de 2017, el sobrecoste unitario mínimo fue superior (-9,462 €/MWh).

Cuadro 1. Valor mínimo y máximo del porcentaje de reducción ofertado por cada instalación tipo y sobrecoste unitario asociado

Tecnología	Valor de la Inversión €/MW	Valor mínimo del porcentaje de reducción ofertado	Valor máximo del porcentaje de reducción ofertado	Rinv _{TR} 2019 €/MW	Coefficiente m _{TR} aplicable para calcular Rinv _{TR} 2019 €/MW	Rinv _{TR} Expresión simplificada 2019 al Valor Mínimo €/MW	Rinv _{TR} Expresión simplificada 2019 al Valor Máximo €/MW	Horas de funcionamiento	Sobrecoste unitario asociado al Valor Mínimo del porcentaje de reducción ofertado €/MWh	Sobrecoste unitario asociado al Valor Máximo del porcentaje de reducción ofertado €/MWh
		a	b	c	d	e=c-a*d	f=c-b*d	g	e/g	f/g
Potencia Eólica	1.200.000	0%	87,08%	45.056	115.786	45.056	-55.770	3.000	15,019	-18,590
Potencia Fotovoltaica	1.200.000	0%	69,88%	36.908	115.786	36.908	-44.003	2.367	15,593	-18,590

Fuente: CNMC a partir de la Orden ETU/615/2017, de 27 de junio y de la Resolución de 30 de junio de 2017, de la SEE, por la que se convoca subasta

En la subasta convocada se otorgaban derechos económicos para un máximo de 2.000.000 kW de potencia instalada, si bien el volumen subastado se amplió en otros 3.036.921 kW adicionales, permitiendo la inclusión de la potencia de todas aquellas ofertas que tenían el mismo sobrecoste que la última oferta adjudicada (-18,590 €/MWh, sobrecoste unitario mínimo permitido), siendo dicho sobrecoste para el sistema nulo e inferior al valor establecido en la cláusula confidencial de la Resolución de 30 de junio de 2017, en virtud del punto primero.1 del Real Decreto 650/2017, de 16 de junio.

Por tanto, los participantes de la subasta conocían que con independencia del valor que se estableciera en la cláusula confidencial se aceptaría todo el volumen ofertado al sobrecoste unitario mínimo permitido (-18,590 €/MWh).

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL].

El sobrecoste total acumulado anual para el sistema de la adjudicación de 2.000.000 kW de potencia instalada fue nulo y la ampliación de dicha potencia no implicó sobrecoste adicional, ya que el resultado de la subasta no cambió como consecuencia del incremento de 3.036.921 kW, hasta alcanzar el volumen máximo contemplado en el Real Decreto 650/2017, de 16 de junio.

Se calificaron para la participación en la subasta **[CONFIDENCIAL]** agentes, con un volumen total calificado de **[CONFIDENCIAL]** kW (**[CONFIDENCIAL]** veces superior a la cantidad a subastar inicialmente prevista en la subasta, 2.000.000 kW). La cuota de potencia de los 4 mayores agentes calificados fue del **[CONFIDENCIAL]**%.

Participaron en la subasta **[CONFIDENCIAL]** de los **[CONFIDENCIAL]** agentes calificados⁶ y resultaron adjudicatarios 40 participantes. Los participantes realizaron ofertas por un volumen total de **[CONFIDENCIAL]** kW (el **[CONFIDENCIAL]**% del volumen total calificado). De los 40 agentes que resultaron adjudicatarios, 10 fueron adjudicatarios exclusivamente de potencia eólica y 30 exclusivamente de fotovoltaica (véase Cuadro 4 con el detalle por agente).

⁶ El agente calificado que no participó en la subasta estuvo conectado al sistema de subastas.

De los 5.036.921 kW de potencia adjudicada, el 22,4% (1.127.818 kW) de la potencia fue adjudicada a la tecnología eólica y el 77,6% (3.909.103 kW) a la tecnología fotovoltaica (véase Cuadro 2). La potencia eólica se adjudicó el **[CONFIDENCIAL]**% del volumen total ofertado en dicha tecnología y la potencia fotovoltaica se adjudicó el **[CONFIDENCIAL]**% del volumen total ofertado en dicha tecnología.

Cuadro 2. Cantidades y cuotas ofertadas y adjudicadas por tecnología

Tecnología	Potencia Eólica	Potencia Fotovoltaica	Total
Volumen Adjudicado (kW)	1.127.818	3.909.103	5.036.921
Volumen Adjudicado (%)	22,4%	77,6%	100,0%

[CONFIDENCIAL]

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

Los sobrecostes unitarios ofertados estuvieron comprendidos entre **[CONFIDENCIAL]** €/MWh y **[CONFIDENCIAL]** €/MWh. El sobrecoste unitario de las ofertas que se introdujeron ponderado por la cantidad ofertada fue de **[CONFIDENCIAL]** €/MWh.

Al cierre de la subasta, resultaron adjudicados los 5.036.921 kW de potencia, siendo el sobrecoste unitario marginal resultado de la casación igual al valor del sobrecoste unitario mínimo permitido (-18,590 €/MWh⁷). Por tanto, los porcentajes de reducción del valor estándar de la inversión inicial para cada instalación tipo de referencia asociados al sobrecoste unitario marginal resultado de la casación, corresponden a los máximos permitidos para cada instalación en la Resolución de 30 de junio de 2017 por la que se convoca subasta (87,08% para la potencia eólica y 69,88% para la potencia fotovoltaica) (véase Cuadro 3).

Cuadro 3. Determinación de porcentaje de reducción del valor estándar de la inversión inicial de cada instalación tipo de referencia a partir del sobrecoste unitario marginal resultado de la casación

Tecnología	Sobrecoste unitario marginal 2019 €/MWh	Horas de funcionamiento	Rinv _{ITR} 2019 €/MW	Coficiente m _{TR} aplicable para calcular Rinv _{IT} 2019 €/MW	Porcentaje de reducción marginal %
	a	b	c	d	(c-b*a)/d
Potencia Eólica	-18,5900	3.000	45.056	115.786	87,08%
Potencia Fotovoltaica	-18,5900	2.367	36.908	115.786	69,88%

Fuente: CNMC a partir de información de la entidad administradora de la subasta, de la Orden ETU/615/2017, de 27 de junio, y de la Resolución de 30 de junio, de la SEE:

⁷ Por tanto, no se contemplaría retribución a la inversión para las instalaciones adjudicatarias en caso de mantenerse los parámetros retributivos asociados a la Orden ETU/315/2017, de 6 de abril.

En el Anexo I se facilita más información sobre la evolución de la subasta.

Cuadro 4. Cantidades adjudicadas (kW) y cuotas (%) por agente y tecnología

Participante	Potencia Eólica (kW)	Potencia Fotovoltaica (kW)	Total Adjudicado (kW)	Cuota (%)
COBRA CONCESIONES, S.L.	0	1.550.000	1.550.000	30,8%
ALFANAR CO.	720.000	0	720.000	14,3%
X-ELIO ENERGY, S.L.	0	455.000	455.000	9,0%
ENEL GREEN POWER ESPAÑA SL	0	338.670	338.670	6,7%
DESARROLLOS FOTOVOLTAICOS MERIDIONALES	0	316.000	316.000	6,3%
GAS NATURAL FENOSA RENOVABLES	0	250.000	250.000	5,0%
PLANTA FV3, S.L.	0	250.000	250.000	5,0%
OTRAS PRODUCCIONES DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA, S.L.	0	200.000	200.000	4,0%
LOTAPERA, S.L.	0	182.500	182.500	3,6%
IBERVENTO INFRAESTRUCTURAS S.L	171.585	0	171.585	3,4%
GREENALIA POWER, S.L.	133.333	0	133.333	2,6%
GRUPO TEC SERVICIOS AVANZADOS S.A.	0	91.666	91.666	1,8%
ALTER ENERSUN S.A.	0	50.000	50.000	1,0%
ENGIE ESPAÑA, S.L.U.	0	50.000	50.000	1,0%
MONEGROS SOLAR, S.A.	0	50.000	50.000	1,0%
HOCENSA EMPRESA CONSTRUCTORA, S.A	49.000	0	49.000	1,0%
FERGO GALICIA VENTO, S.L.	24.000	0	24.000	0,5%
GESTAMP EOLICA, S.L.	0	24.000	24.000	0,5%
FRES WIND MOON SYSTEMS, S.L.	0	23.750	23.750	0,5%
RIOS RENOVABLES S.L.U.	0	21.000	21.000	0,4%
OPERATING BUSINESS 2, S.L.	0	20.000	20.000	0,4%
INVEROLICA DE ABELLA S.L.	14.000	0	14.000	0,3%
ALTEN EL CASAR, S.L.	0	13.020	13.020	0,3%
JORGE ENERGY S.L.	0	9.400	9.400	0,2%
OPERACION Y MANTENIMIENTO DE MINICENTRALES HIDRÁUL	6.000	0	6.000	0,1%
BOREAS TECNOLOGIA S.L.	5.000	0	5.000	0,1%
CLIMASTER SOLAR FV, S.L.	0	3.911	3.911	0,1%
GRUPO EMPRESARIAL ENHOL, S.L.	2.500	0	2.500	0,0%
WIND HUNTER, S.L.	2.400	0	2.400	0,0%
SINLIMITSOL, S.L.	0	2.000	2.000	0,0%
DALAR SOLAR SLU	0	1.620	1.620	0,0%
LIPMES, S.A.	0	1.500	1.500	0,0%
RAIOLA FUTURE S.L.	0	1.500	1.500	0,0%
SOLAR FOTOVOLTAICA NAVARRA, S.L	0	1.146	1.146	0,0%
JANEZ Y CARRERA, S.L.	0	1.000	1.000	0,0%
ISABEL SEVILLANO MARTÍN	0	500	500	0,0%
SOLMAYOR ENERGIAS RENOVABLES S.L.	0	420	420	0,0%
METEO FOR ENERGY S.L.	0	300	300	0,0%
BIERTEC 2000, S.L.	0	100	100	0,0%
SOLARPACK CORPORACION TECNOLOGICA, S.L.	0	100	100	0,0%
Total general	1.127.818	3.909.103	5.036.921	100%
%	22,4%	77,6%	100,0%	
Nº de adjudicatarios	10	30	40	

Fuente: entidad administradora de la subasta

4. Propuesta de mejoras

En la elaboración de la propuesta de mejoras que realiza la CNMC para próximas subastas para la asignación del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, se ha tenido en cuenta la información disponible previamente, durante y posteriormente a la celebración de la subasta, así como:

- El informe remitido por la entidad administradora de la subasta, tras la celebración de la misma: **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**, que se presenta en el Anexo II.
- Los informes elaborados por la CNMC sobre la propuesta de normativa de la subasta: i) Real Decreto por el que se estableció un cupo de 3.000 MW de potencia instalada (IPN/CNMC/011/17), ii) Orden por la que modifica la Orden ETU/315/2017, de 6 de abril (IPN/CNMC/014/17) y iii) Resolución de la Secretaría de Estado de Energía por la que se convoca la subasta (SUB/DE/006/17).
- El informe elaborado por la CNMC sobre el desarrollo y propuesta de mejoras de la subasta celebrada el 17 de mayo de 2017 (SUB/DE/004/17).

En el informe de la entidad administradora de la subasta **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.

Por otro lado, en el mencionado informe **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.

A continuación, se realiza una reflexión general sobre las subastas celebradas en 2016 y 2017. Asimismo, se relacionan las propuestas de mejora recogidas en el informe de la anterior subasta, junto con otras adicionales.

4.1. Reflexión general sobre las subastas celebradas en 2016 y 2017

La totalidad de la potencia adjudicada en las subastas de 14 de enero de 2016, de 17 de mayo y de 26 de julio de 2017, 8.737 MW (véase Anexo I.6.), lo ha sido al máximo porcentaje de descuento permitido respecto del valor estándar de la inversión tomado como referencia en cada subasta.

En la subasta de 2016 dicho porcentaje máximo fue además del 100%. En la subasta del 17 de mayo de 2017 el valor máximo del porcentaje de reducción a ofertar fue establecido para cada una de las tecnologías de modo que el valor del sobre coste unitario mínimo fuera el mismo para todas ellas e igual a -9,462 €/MWh, cifra que se corresponde con la aplicación de un porcentaje de reducción del 99,99% en el caso de las instalaciones diferentes de la eólica y solar fotovoltaica; para estas últimas, los descuentos máximos permitidos fueron 63,43% y 51,22%, respectivamente. En la subasta del 26 de julio de 2017 el valor máximo del porcentaje de reducción a ofertar se estableció de modo que el valor del sobre coste unitario mínimo fuera -18,590 €/MWh, cifra que se corresponde con la aplicación de unos porcentajes de reducción del 87,08% y del 69,88% para las instalaciones eólicas y fotovoltaicas, respectivamente.

Descuentos inferiores al 100% implican que, desde el punto de vista retributivo, sí se reconoce la existencia de una inversión mínima a recuperar. No obstante, la consideración de valores de inversión significativamente inferiores al estándar supone que solo se “activaría” la retribución a la inversión de las instalaciones adjudicatarias de observarse en un futuro precios medios del mercado mayorista de electricidad también significativamente inferiores a los hoy estimados (52 €/MWh para los ejercicios de 2020 en adelante, tal y como se recoge en el Anexo V de la Orden ETU/130/2017, de 17 de febrero⁸).

Por tanto, los resultados de estas subastas han revelado la suficiencia económica con solo la venta de energía a mercado de determinadas tecnologías renovables (típicamente la eólica y solar fotovoltaica en instalaciones a gran escala), y cabría plantearse si dichas subastas son necesarias; o si debieran reservarse para fomentar tecnologías que no fueran aun económicamente viables por sí solas.

En tanto en cuanto la producción de energía eléctrica se desarrolla en régimen de libre competencia y, por tanto, existe libertad de entrada al mercado eléctrico, a la vista de los resultados obtenidos en dichas subastas cabe preguntarse cuáles fueron los beneficios de resultar adjudicatarios en las

⁸ Orden ETU/130/2017, de 17 de febrero, por la que se actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, a efectos de su aplicación al semiperiodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2017.

mismas⁹, al objeto de clarificar su necesidad y si existen alternativas superiores a su celebración.

En la actualidad la participación de las instalaciones de producción renovable en los mercados a plazo de electricidad es reducida. Es necesario que los mercados a plazo sean capaces de proveer referencias de precios robustas para todos los horizontes temporales. En este sentido, si las nuevas instalaciones firmaran contratos a plazo podrían asegurarse un precio post entrada en el mercado mayorista de electricidad sin riesgo, pudiendo invertir hoy para vender en el mercado dentro de unos años, pero con un contrato firmado antes del inicio de la inversión. Tales contratos a largo plazo asegurarían un flujo de ingresos a largo plazo a los potenciales generadores, lo que les limitaría el riesgo y reduciría la rentabilidad requerida por los inversores. Por tanto, los mercados a plazo serían una alternativa a las subastas celebradas que podrían garantizar igualmente una retribución a la inversión de las instalaciones adjudicatarias a partir de un umbral precios medios en el futuro. Para ello es necesario que los mercados a plazos sean líquidos, lo que permitiría a los agentes cerrar posiciones en toda fecha, y que existan referencias de precios creíbles para horizontes temporales de largo plazo. En este sentido, cabría plantearse si son necesarias medidas regulatorias destinadas a fomentar la liquidez de los contratos a más largo plazo en el mercado a plazo de electricidad en España.

Asimismo, a tenor de los resultados obtenidos por las distintas subastas, parece razonable que a partir de ahora los promotores de futuras instalaciones de tecnologías renovables maduras consideren un escenario en el que no reciban retribución regulada alguna, siendo la venta de energía al mercado su única fuente de ingresos.

En relación con el mencionado escenario de falta de retribución regulada futura, podría inferirse que muchos de los proyectos que hasta la fecha esperaban al resultado de las subastas para adoptar una decisión inversora hayan abandonado esta pretensión y, por tanto, ultimem ahora de forma inminente (y en parte coincidente en el tiempo con las instalaciones adjudicatarias) las tramitaciones necesarias para llevar a cabo dichos proyectos, entre ellas, las relacionadas con el perfeccionamiento de los trámites de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución. Ello podría ocasionar a corto plazo un incremento considerable tanto en las solicitudes como en las eventuales denegaciones, así como en los posibles conflictos relacionados con estos aspectos. Por ello, se subraya la urgencia del correspondiente desarrollo

⁹ La participación y adjudicación tiene costes. En particular, los participantes de las subastas tienen que presentar garantías y los adjudicatarios deben mantener las garantías para cubrir la cantidad adjudicada y abonar a la entidad administradora de la subasta el coste imputable a su organización, además de comprometerse a cumplir con unos plazos y requisitos para inscribirse en el registro de régimen retributivo específico.

reglamentario del acceso y conexión, en virtud de lo previsto en el artículo 33 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (LSE)¹⁰.

Este desarrollo, conjuntamente con la planificación vinculante de la red de transporte, debe ser la herramienta adecuada para la correcta ordenación de las futuras instalaciones de producción de energía eléctrica. En este sentido, cabe recordar que las subastas son instrumentales para establecer el correspondiente régimen retributivo específico y no para la posible determinación de la precedencia de unas instalaciones sobre otras respecto de la obtención de los permisos de acceso y conexión, aspectos que deben ser tratados en la correspondiente regulación específica.

4.2. Mejoras recogidas en el “Informe de la CNMC de supervisión sobre el desarrollo y propuestas de mejora de la subasta celebrada el 17 de mayo de 2017”, de 13 de junio

Se reiteran las propuestas que se hicieron en el “Informe de la CNMC de supervisión sobre el desarrollo y propuestas de mejora de la subasta celebrada el 17 de mayo de 2017”, de 13 de junio, relativas al procedimiento y a las reglas de la subasta. En particular, se planteó i) la eliminación de los valores máximos del porcentaje de reducción ofertado, ii) que el volumen de calificación fuera vinculante y que la entidad administradora estableciera criterios objetivables aplicables para el aplazamiento de la subasta; iii) que se eliminara como criterio de prelación el número de horas equivalentes de funcionamiento y se mantuviera el siguiente orden de prelación de los tramos existentes, pero sin la eliminación de los bloques divisibles; iv) una modificación del porcentaje de reducción marginal que evitase la situación en la que el volumen de potencia adjudicado fuera inferior al convocado si a la subasta concurría un volumen superior; v) que las empresas pertenecientes al mismo grupo empresarial se calificaran de manera conjunta; vi) que se incrementara el tamaño mínimo de cada bloque a ofertar; vii) que se publicara no solo el listado de agentes adjudicatarios por tecnología con las cantidades adjudicadas, sino también la curva de ofertas adjudicadas; y finalmente, viii) que se dotase de mayor flexibilidad a los procesos de precalificación y calificación (véase el referido informe de 13 de junio de 2017 para mayor detalle de estas propuestas).

¹⁰ Precisamente el pasado 10 de septiembre concluyó el plazo otorgado por el MINETAD para el trámite de consulta pública previa del proyecto de Real Decreto por el que se establece el procedimiento de acceso y conexión y se desarrolla el artículo 33 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del sector eléctrico.

4.3. Propuestas de mejora adicionales a las recogidas en el informe de 13 de junio de 2017

Determinación de la cantidad a subastar con base en costes admisibles para el Sistema

En el caso de que se celebraran nuevas subastas se recomienda que la cantidad a subastar no se determine únicamente en términos de potencia instalada, sino que se determine adicionalmente con base en los costes que tendría para el Sistema subastar una cantidad de potencia mayor, en línea con lo sucedido en la subasta de 17 de mayo de 2017. En este sentido, la subasta de 26 de julio de 2017 no hubiese sido necesaria si en la subasta anterior de mayo se hubiera aplicado el criterio de costes admisibles para el Sistema, tal y como esta Sala recomendó en el Informe de la CNMC sobre la propuesta de resolución de la Secretaría de Estado de Energía por la que se establecen el procedimiento y las reglas de la subasta de 17 de mayo, de 4 de abril de 2017 (SUB/DE/002/17). Si bien el volumen adjudicado en la subasta de 17 de mayo de 2017 con este criterio **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.

Modificación de la titularidad sobre la totalidad del volumen adjudicado por cada participante en la subasta

El algoritmo de casación contemplado en las reglas de la subasta prioriza, para las ofertas realizadas a un mismo porcentaje de reducción, los tramos de mayor cantidad sobre los de menor cantidad ofertada. En este sentido, del algoritmo se desprende una preferencia por proyectos grandes sobre pequeños y, como resultado, por un menor número de adjudicatarios sobre un mayor número de ellos.

Por otra parte, el artículo 15.5 de la Orden ETU/315/2017, de 6 de abril, contempla la posibilidad de modificación del titular o del representante que resultó adjudicatario de la subasta y se inscribió en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación. No obstante, en dicho artículo no se precisa si dicha modificación puede realizarse sobre una parte del volumen por el cual cada adjudicatario resultó casado o únicamente sobre la totalidad de dicho volumen. Si la modificación de la titularidad pudiera realizarse sobre una parte de la totalidad del volumen adjudicado por cada participante en la subasta, la distribución del volumen total adjudicado en la subasta entre los adjudicatarios de la misma, resultante del mencionado criterio de prelación, se modificaría y con ello quedaría desvirtuada la preferencia de la norma por proyectos grandes sobre pequeños y por tanto, por un menor número de adjudicatarios sobre un mayor número de ellos. Asimismo, esta modificación de la distribución del volumen adjudicado podría resultar discriminatoria para participantes que ofertasen tramos con una menor cantidad ofertada al porcentaje de reducción resultante de la casación, si no resultaran adjudicatarios; tal y como sucedió en la subasta de 17 de mayo de 2017.

Lo anterior podría evitarse permitiendo únicamente la modificación de la titularidad sobre la totalidad del volumen adjudicado por cada participante en la subasta. Alternativamente, se podría modificar el algoritmo para que resulte el mayor número de adjudicatarios posible, lo que eliminaría la prelación por mayor volumen.

Solución de incidencias y validación de resultados por parte de la entidad supervisora de la subasta

El artículo 12 de la Orden ETU/315/2017, de 6 de abril, establece que la CNMC será la entidad supervisora de la subasta. A estos efectos, nombrará a dos representantes que actuarán en nombre de dicha institución, con plenos poderes, en la función de supervisión de la subasta y, especialmente, a los 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.

Para el desempeño de la función de supervisión de los dos representantes se propone que se precise en la normativa de la subasta que las incidencias que pudieran surgir antes, durante y después del desarrollo de la misma, en relación con la aplicación de las reglas de la subasta, serán solucionadas por los representantes de la CNMC, tal y como se recoge en otras subastas. Asimismo, se propone que se establezca un procedimiento por el que la CNMC pudiera validar unos resultados alternativos a los que la entidad administradora le remite tras la subasta si como consecuencia de la resolución de las incidencias que pudieran surgir después del desarrollo de la subasta estos cambiasen.

El proceso de confirmación y comunicación de los resultados de la subasta que se recoge en el punto 15.7 del Anexo I. Procedimiento y reglas de la subasta, de la Resolución de 10 de abril de 2017, no contempla el escenario de modificación de resultados como consecuencia de la resolución de las incidencias que pudieran surgir después del desarrollo de la subasta.

Revisión a la baja del coste imputable a la organización de la subasta

El coste imputable a la organización de las subastas celebradas el 14 de enero de 2016, el 17 de mayo y el 26 de julio de 2017 fue soportado por aquellos participantes que resultaron adjudicatarios en función de la cantidad de producto adjudicado. En particular, el coste fue de 0,17 €/kW para la subasta de 14 de enero de 2016 y de 0,08 €/kW para las subastas de 17 de mayo y 26 de julio de 2017. Dado el volumen total adjudicado en las tres subastas, el

coste imputable a la organización ascendió a 761.954 €¹¹. Se propone establecer un montante fijo, y no en función de la cantidad de producto adjudicada, ya que una cantidad a subastar mayor no justifica el encarecimiento del coste de organización de la subasta pues no implica necesariamente un mayor número de participantes ni un mayor número de adjudicatarios. Además, cabría considerar que existen ciertas economías de escala en el número de subastas que el administrador organice. Por todo lo anterior se propone revisar a la baja el coste imputable a la organización de la subasta.

¹¹ Resultado del producto entre el coste unitario de cada subasta y el volumen adjudicado en cada una de ellas: $[(0,17 \text{ €/kW} \times 700.000 \text{ kW}) + (0,08 \text{ €/kW} \times 3.000.000 \text{ kW}) + (0,08 \text{ €/kW} \times 5.036.921 \text{ kW})]$.

ANEXO I. Evolución de la subasta para la asignación del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables

Anexo I. 1. Participación y ofertas presentadas

El punto segundo del Real Decreto 650/2017, de 16 de junio, establece las condiciones exigidas para la participación en la convocatoria de subasta¹². Para participar en la subasta las instalaciones deben aportar las garantías establecidas en el artículo 16 de la Orden ETU/315/2017, de 6 de abril, 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 la Resolución de 10 de abril de 2017, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se establecen el procedimiento y las reglas de la subasta. Adicionalmente, debe tenerse presente que, según lo previsto en el artículo 15.1 de la Orden ETU/315/2017, de 6 de abril, «Los adjudicatarios dispondrán de un plazo de 45 días hábiles, desde la fecha de publicación [...] de la resolución [...] por la que se resuelve la subasta, para presentar la solicitud de inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación, junto con la garantía económica [de 60 €/kW y de conformidad con lo regulado en el artículo 44 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio]. [...] La solicitud incluirá la información del titular, el representante legal y la instalación tipo de referencia de la oferta adjudicada, así como la potencia para la que se solicita la inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación, que en todo caso será igual o inferior a la potencia adjudicada en la subasta. Los datos relativos a estos bloques de información se recogen en el anexo V del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.»¹³.

Se calificaron para la participación en la subasta **[CONFIDENCIAL]** agentes, con un volumen total calificado de **[CONFIDENCIAL]** kW (**[CONFIDENCIAL]** veces superior a la cantidad a subastar inicialmente prevista en la subasta, 2.000.000 kW). Las cuotas de potencia de los 4 mayores agentes calificados fueron del **[CONFIDENCIAL]**% (véase Cuadro 5).

Cuadro 5. Volumen de calificación e indicadores de concentración

[CONFIDENCIAL]

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

Participaron en la subasta **[CONFIDENCIAL]** de los **[CONFIDENCIAL]** agentes calificados¹⁴. De los **[CONFIDENCIAL]** participantes para la venta de potencia

¹² En particular, podrán participar nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables incluidas en el subgrupo b.1.1 y en el grupo b.2, de acuerdo con la clasificación establecida en el artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, situadas en el sistema eléctrico peninsular.

¹³ De acuerdo con el citado anexo V, estos datos incluyen, entre otros, la referencia catastral de la finca donde se ubica la instalación, las coordenadas UTM de la línea poligonal que la circunscribe, y el detalle de si se refiere a una nueva instalación o es modificación de una precedente.

¹⁴ El agente calificado que no participó en la subasta estuvo conectado al sistema de subastas.

para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.

Los **[CONFIDENCIAL]** participantes para la venta de potencia para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables introdujeron ofertas de venta por un total de **[CONFIDENCIAL]** kW (el **[CONFIDENCIAL]**% del volumen total calificado). En particular, el **[CONFIDENCIAL]**% (**[CONFIDENCIAL]** kW) de dichas ofertas de venta fueron para instalaciones de potencia eólica y el **[CONFIDENCIAL]**% (**[CONFIDENCIAL]** kW) lo fueron para instalaciones de fotovoltaica (véase Cuadro 6).

Cuadro 6. Cantidad total ofertada (kW), número de participantes y descriptivos de la cantidad ofertada por participante (kW), para cada instalación tipo de referencia

[CONFIDENCIAL]

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

Si bien la oferta de cada participante puede tener hasta un máximo de 40 tramos, **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**. En media los participantes introdujeron **[CONFIDENCIAL]** tramos en sus ofertas de venta de potencia para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables.

Los porcentajes de reducción de los diferentes tramos declarados por el participante pueden ser divisible o indivisibles. Las reglas de la subasta no permiten ofertar dos o más tramos divisibles ofertados al mismo porcentaje de reducción, pero sí permiten ofertar los tramos indivisibles necesarios al mismo porcentaje de reducción. 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, **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**

De los **[CONFIDENCIAL]** participantes para la venta de potencia para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, **[CONFIDENCIAL]** presentaron ofertas al sobrecoste unitario mínimo de -18,590 €/MWh establecido en la Resolución de 30 de junio 2017 y el cual determinó el sobrecoste unitario marginal resultado de la casación (véase Cuadro 7). Los **[CONFIDENCIAL]** participantes ofertaron un total de **[CONFIDENCIAL]** kW al sobrecoste unitario mínimo, el **[CONFIDENCIAL]**% del total de ofertas presentadas (de **[CONFIDENCIAL]** kW). En particular, La potencia eólica se adjudicó el **[CONFIDENCIAL]**% del volumen total ofertado en dicha tecnología y la potencia fotovoltaica se adjudicó el **[CONFIDENCIAL]**% del volumen total ofertado en fotovoltaica.

El volumen promedio de los tramos ofertados al sobrecoste unitario mínimo para instalaciones de potencia eólica y para instalaciones de fotovoltaica fue **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.

Los participantes debían conocer que con independencia del valor que se estableciera en la cláusula confidencial se aceptaría todo el volumen ofertado al sobrecoste unitario mínimo permitido (-18,590 €/MWh), ya que dicho sobrecoste sería igual o inferior al valor que pudiera establecerse en la cláusula confidencial. Por ello, en las ofertas al sobrecoste unitario mínimo permitido era irrelevante indicar si el tramo ofertado era divisible o indivisible, ya a que dicho sobrecoste se aceptaría la totalidad de los bloques ofertados sin distinción. **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.

Cuadro 7. Cantidad total ofertada (kW), número de participantes y descriptivos de la cantidad ofertada por participante (kW), al sobrecoste unitario marginal resultado de la casación para cada instalación tipo de referencia

[CONFIDENCIAL]

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

Los sobrecostes unitarios ofertados de los **[CONFIDENCIAL]** participantes para la venta de potencia para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica estuvieron comprendidos entre el **[CONFIDENCIAL]** €/MWh y **[CONFIDENCIAL]** €/MWh, ambos incluidos. El sobrecoste unitario promedio de las ofertas que se introdujeron fue del **[CONFIDENCIAL]** €/MWh (**[CONFIDENCIAL]** €/MWh en el caso del sobrecoste ponderado por la cantidad ofertada).

Por instalación tipo de referencia, **[CONFIDENCIAL]** participantes introdujeron ofertas de venta para instalaciones de potencia eólica que estuvieron comprendidos entre **[CONFIDENCIAL]** €/MWh y **[CONFIDENCIAL]** €/MWh (el sobrecoste unitario promedio de las ofertas que se introdujeron fue del **[CONFIDENCIAL]** €/MWh y del **[CONFIDENCIAL]** €/MWh en el caso del sobrecoste ponderado por la cantidad ofertada) y **[CONFIDENCIAL]** participantes introdujeron ofertas de venta para instalaciones de potencia fotovoltaica que estuvieron comprendidos entre **[CONFIDENCIAL]** €/MWh **[CONFIDENCIAL]** €/MWh (el sobrecoste unitario promedio de las ofertas que se introdujeron fue del **[CONFIDENCIAL]** €/MWh y del **[CONFIDENCIAL]** €/MWh en el caso del sobrecoste ponderado por la cantidad ofertada).

Anexo I. 2. Adjudicación y Precio

Al cierre de la subasta, resultaron adjudicados los 5.036.921 kW de potencia, siendo los porcentajes de reducción del valor estándar de la inversión inicial

para cada instalación tipo de referencia¹⁵ los máximos permitidos para cada instalación en la Resolución de 30 de junio 2017 por la que se convoca subasta (87,08% para la potencia eólica y 69,88% para la potencia fotovoltaica) que equivalen a un sobrecoste unitario marginal resultado de la casación negativo de 18,590 €/MWh¹⁶. El valor del sobrecoste unitario mínimo permitido en esta subasta (-18,590 €/MWh) fue inferior al sobrecoste unitario mínimo permitido en la subasta de 17 de mayo de 2017 (-9,462 €/MWh).

Asimismo, al cierre de la subasta, resultaron adjudicados 40 participantes de alguno de los dos productos subastados. En particular, De los 10 agentes adjudicatarios de potencia eólica y 30 de potencia de fotovoltaica.

COBRA CONCESIONES, S.L. fue el mayor adjudicatario de la subasta con una cuota del 30,8% (1.550.000 kW) de la potencia total adjudicada. De los 40 adjudicatarios, 5 resultaron adjudicatarios de un volumen de potencia inferior a 1.000 kW (véase Cuadro 4).

La oferta acumulada al sobrecoste unitario mínimo de -18,590 €/MWh establecido en la Resolución de 30 de junio de 2017 de la SEE por la que convoca la subasta y el cual determinó el sobrecoste unitario marginal resultado de la casación fue de 5.036.921 kW y estuvo compuesta a partir de las ofertas de 40 participantes. Se aceptaron todas las ofertas a dicho sobrecoste en aplicación del punto primero del Real Decreto 650/2017, de 16 de junio, que establecía que el cupo de potencia se podría incrementar por encima de los 3.000 MW, para permitir la inclusión de la potencia de todas aquellas ofertas que tuvieran el mismo sobrecoste que la última oferta adjudicada siempre que dicho sobrecoste para el sistema fuera nulo e inferior al valor que se estableciera en la cláusula confidencial de la resolución de 30 de junio de 2017 por la que se convocó la subasta. Por tanto la demanda fue igual a la oferta al sobrecoste unitario marginal resultado de la casación, y no aplicaron los criterios de adjudicación contemplados en las reglas de la subasta necesarios cuando la demanda es inferior a la oferta en un segmento horizontal.

Si la demanda convocada se hubiese mantenido en los 2.000 MW, se hubiesen ordenado primero los tramos existentes de mayor a menor número de horas equivalentes de funcionamiento de la instalación tipo de referencia y, por tanto, el porcentaje adjudicado **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.

¹⁵ El valor estándar de la inversión para una instalación tipo de referencia y el número de horas equivalentes de funcionamiento establecidos en el punto 1.1 de Anexo I de la Orden ETU/315/2017, de 6 de abril, para el caso de la tecnología eólica ascienden a 1.200 miles de €/MW y 3.000 horas; para el caso de la tecnología fotovoltaica ascienden a 1.200 miles de €/MW y 2.367 horas.

¹⁶ Por tanto, no se contemplaría retribución a la inversión para las instalaciones adjudicatarias en caso de mantenerse los parámetros retributivos asociados a la Orden ETU/315/2017, de 6 de abril.

Cuadro 8. Tramos de venta ofertados (kW) al sobrecoste unitario mínimo (divisibles y no divisibles) ordenados por las horas de funcionamiento, por la cantidad y su hora de incorporación

[CONFIDENCIAL]

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

Un indicador que puede ser utilizado como indicio de comportamiento colusivo es la correlación entre los porcentajes de reducción de dos o más agentes. Cada oferta de venta de los participantes puede contener hasta 40 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 porcentaje de reducción. El porcentaje de reducción se establece en porcentaje con dos decimales, y comprendido en un rango entre 0% y los máximos porcentajes permitidos para cada instalación en la Resolución de 30 de junio de 2017 por la que se convoca subasta. En particular, 87,08% para la potencia eólica y 69,88% para la potencia fotovoltaica. Por tanto, existen 8.708 porcentajes de reducción diferentes que los participantes podrían incorporar en sus ofertas para instalaciones de potencia eólica y 6.988 porcentajes diferentes en sus ofertas para instalaciones de potencia fotovoltaica.

Los porcentajes de reducción de las ofertas de los **[CONFIDENCIAL]** agentes participantes para la venta de potencia para instalaciones renovables estuvieron comprendidos entre el **[CONFIDENCIAL]**% y el 87,08%, ambos incluidos. Por tanto, los porcentajes de reducción incorporados por los participantes **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**. Si bien los participantes ofertan reducciones en porcentaje del valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo de referencia, el orden de prelación de las ofertas lo determina el sobrecoste unitario de cada oferta. El sobrecoste unitario es función lineal del porcentaje de reducción de cada oferta para cada instalación tipo. Para los porcentajes de reducción máximos permitidos para cada instalación tipo, el valor del sobrecoste unitario es el mínimo.

En este sentido, la probabilidad de coincidencias entre los porcentajes de reducción o entre los sobrecostes unitarios de cada oferta es muy reducida, salvo que medie coordinación explícita.

Analizando las ofertas la venta de la subasta, se observa que los participantes incorporaron **[CONFIDENCIAL]** ofertas de las **[CONFIDENCIAL]** posibles (dado que participaron **[CONFIDENCIAL]** agentes y la oferta de venta de cada agente puede contener hasta 40 tramos) a **[CONFIDENCIAL]** porcentajes de reducción. **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL].

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL].

Cuadro 9. Porcentajes de reducción marginal ofertados, sobrecoste asociado y número de participantes que ofertan a cada porcentaje

[CONFIDENCIAL]

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

Anexo I. 3. Curvas de casación

En el Gráfico 1 se presenta el detalle con la curva agregada de oferta ordenada por el sobrecoste unitario (en €/MWh). Se observa que el [CONFIDENCIAL]% de las ofertas presentadas (5.036.921 kW de [CONFIDENCIAL] kW) han sido al sobrecoste unitario mínimo de -18,590 €/MWh establecido en la Resolución de 30 de junio de 2017 de la SEE por la que convoca la subasta. Del volumen ofertado y no adjudicado en la subasta ([CONFIDENCIAL] kW), el [CONFIDENCIAL]% ([CONFIDENCIAL] kW) lo hizo a un sobrecoste unitario superior al sobrecoste mínimo permitido en la subasta de 17 de mayo de 2017 (-9,462 €/MWh).

Gráfico 1. Oferta y demanda de la subasta

[CONFIDENCIAL]

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

Anexo I. 4. Análisis de los porcentajes de reducción resultantes

El mecanismo de subasta contemplado en el artículo 9 de la Orden ETU/315/2017, de 6 de abril, es de sobre cerrado con sistema marginal, es decir la potencia se asigna a cada participante en orden decreciente sobre la base de las ofertas de cada producto y el porcentaje de reducción se establece en la intersección entre la oferta y la demanda precio-aceptante¹⁷. En otras palabras, el porcentaje de descuento con el que se remunera toda la potencia es el de la última oferta aceptada.

Los potenciales adjudicatarios no conocen las pujas de los demás cuando realizan sus ofertas (las cuales pueden contener hasta 40 tramos). Un porcentaje de reducción alto incrementa la probabilidad de resultar adjudicatario, pero también supone recibir menor retribución en caso de resultar adjudicatario. Cada participante que puje de manera óptima debe elaborar su estrategia asumiendo que es el adjudicatario marginal y estimando la segunda valoración más alta¹⁸.

En este sentido cada participante adjudicatario, si pujó de manera óptima, estimó que la segunda valoración más alta, siendo la suya el porcentaje máximo de descuento permitido en la Resolución de 30 de junio de 2017, era también el porcentaje máximo de descuento permitido, y aun así pujó a dicho porcentaje de reducción. Por otro lado, los adjudicatarios mantuvieron las garantías para cubrir la cantidad adjudicada que habían constituido para participar en la subasta y abonaron a la entidad administradora de la subasta el coste imputable a su organización, además de comprometerse a cumplir con unos plazos y requisitos para inscribirse en el registro de régimen retributivo específico. En tanto en cuanto la producción de energía eléctrica se desarrolla en régimen de libre competencia y por tanto existe libertad de entrada al mercado eléctrico, el resultado de la subasta, habría de justificarse, desde un punto de vista estrictamente económico, en el mantenimiento de la llamada «rentabilidad razonable».

El artículo 11 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, establece que el régimen retributivo específico será de aplicación a las instalaciones de producción a partir de energía renovables, cogeneración o residuos *«que no alcancen el nivel mínimo necesario para cubrir los costes que les permiten competir en nivel de igualdad con el resto de tecnologías en el mercado obteniendo una rentabilidad razonable»*, y que *«para el cálculo de los parámetros retributivos [...] se aplicarán los valores que resulten del procedimiento de concurrencia competitiva»*. Pues bien, el establecimiento de un valor máximo de porcentaje de reducción en dicho procedimiento de

¹⁷ En caso de indeterminación (curvas de oferta y demandan coincidan en un tramo vertical u horizontal), las reglas de la subasta describen cómo resolver dicha indeterminación.

¹⁸ La estrategia óptima de un vendedor es pujar la esperanza de las valoraciones del resto de vendedores, asumiendo que su valoración es la más alta.

conurrencia —la subasta— hace que el valor implícito de la inversión inicial de la instalación resultante no sea nulo¹⁹. Por otro lado, a pesar de que un resultado final coincidente con el porcentaje de reducción máximo implique una retribución a la inversión, ‘Rinv’, nula durante lo que resta del primer periodo regulatorio, debe recordarse que será necesario recalcular los parámetros retributivos aplicables durante el siguiente periodo regulatorio, esto es, a partir del 1 de enero de 2020, en función de la evolución de diversos parámetros²⁰.

En concreto, una estimación de precios de mercado futuros suficientemente baja podría hacer que el coeficiente de ajuste C —que representa el tanto por uno de los costes de inversión de la instalación tipo que no pueden ser recuperados por la venta de energía en el mercado— tomara un valor superior a cero.

A este respecto, debe tenerse presente que el coeficiente C depende a su vez del valor neto del activo (VNA). En particular, según el artículo 16 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, el VNA de la instalación tipo por unidad de potencia será función del VNA «*al inicio del semiperiodo regulatorio anterior, de la estimación de ingresos y costes con la que se realizó el cálculo de los parámetros retributivos en el semiperiodo anterior y del valor de ajuste por desviación en el precio del mercado en el semiperiodo regulatorio anterior, todos ellos actualizados con el valor de la tasa de actualización correspondiente.*» Según el Anexo VI del citado real decreto, el VNA al inicio del semiperiodo regulatorio «j» para la instalación tipo con autorización de explotación definitiva en el año «a», $VNA_{j,a}$ es:

$$VNA_{j,a} = \left[VI_a (1 + t_{j-1})^{p-a} - \sum_{i=a}^{p-1} (Ing_{i,j-1} - Cexp_{i,j-1} - Vajdm_{i,j-1}) (1 + t_{j-1})^{p-i-1} \right]$$

Por lo tanto, un coeficiente C positivo²¹ significa que los ingresos de mercado esperados no se consideran suficientes para recuperar el valor de la inversión inicial, y que por lo tanto la instalación tipo necesitaría percibir algún tipo de retribución regulada (que en este caso solo puede ser a la inversión) para

¹⁹ Como ejemplo, en el caso de la subasta realizada el 26 de julio de 2017, el valor máximo de porcentaje de reducción para la tecnología fotovoltaica fue, tal y como se ha expuesto, de 69,88%, lo que implica un valor de la inversión inicial “VI” mayor o igual a 361.440 €/MW.

²⁰ En la concreción de dicho recálculo intervendrán determinadas variables, tales como la estimación de precios futuros de mercado o la rentabilidad razonable establecida para el siguiente periodo regulatorio, entre otras, que no se espera sean definidas hasta finales de 2019.

²¹ El coeficiente C puede adoptar un valor positivo porque al limitarse el porcentaje de reducción que es posible ofertar, el valor de la inversión inicial VI es un valor positivo y por ende el valor neto del activo por unidad de potencia al inicio del semiperiodo regulatorio, $VNA_{1,a}$ también es positivo.

conseguir alcanzar la rentabilidad razonable. En efecto, Según el Anexo VI del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio:

$$G_{j,\mu} = \frac{VNA_{j,\mu} - \sum_{i=p}^{w+VU} \frac{Ingf_i - Cexpf_i}{(1+t_j)^{i-p+1}}}{VNA_{j,\mu}}$$

La fórmula de la retribución a la inversión del artículo 16 del mencionado Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, muestra asimismo que para valores de C positivos, y al ser el VNA asimismo positivo, se obtendría un valor superior a cero de la retribución a la inversión por unidad de potencia:

$$Rinv_{j,\mu} = G_{j,\mu} \cdot VNA_{j,\mu} \cdot \frac{t_j \cdot (1+t_j)^{VR_j}}{(1+t_j)^{VR_j} - 1}$$

En la subasta del 14 de enero de 2016 no se limitaba el porcentaje de reducción ofertado, por lo que, tal y como sucedió, cabía la posibilidad de que el valor de la inversión inicial resultante fuera nulo. Esto hace que el coeficiente C sea también cero, ya que evidentemente los ingresos por venta de energía a mercado son suficientes para recuperar tal inversión.

En definitiva, la fijación de un valor máximo de porcentaje de reducción ofertado provoca la aparición de un suelo de mercado implícito, si bien las variables para determinar dicho suelo no estarán definidas hasta que se conozcan los parámetros del próximo periodo regulatorio que comenzará el 1 de enero de 2020.

Anexo I. 5. Comparativa del volumen calificado en la subasta de 26 de julio de 2017 respecto al volumen ofertado al sobrecoste unitario mínimo y no adjudicado en la subasta de 17 de mayo de 2017

En la subasta de 17 de mayo de 2017 se calificaron [CONFIDENCIAL] agentes por un volumen total de [CONFIDENCIAL] kW. Participaron [CONFIDENCIAL] de los [CONFIDENCIAL] agentes calificados e introdujeron ofertas de venta por un total de [CONFIDENCIAL] kW. El [CONFIDENCIAL]% ([CONFIDENCIAL] kW) de las ofertas fueron presentadas al sobrecoste unitario mínimo, resultando adjudicatarios 28 participantes por un total de 3.000.000 kW. Por tanto, quedó sin adjudicar [CONFIDENCIAL] kW del volumen calificado y en particular, [CONFIDENCIAL] kW de las ofertas presentadas al sobrecoste unitario mínimo (-9,462 €/MWh).

A la vista de que existía un importante volumen de potencia que no habiendo llegado a ser adjudicataria en la subasta de 17 mayo de 2017 era susceptible de ponerse en funcionamiento con el aseguramiento de un marco retributivo que otorga un nivel de protección mínimo, pero suficiente para facilitar la financiación de los proyectos, se convocó la subasta de 26 de julio.

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL].

Cuadro 10. Comparativa del volumen calificado en la subasta de 26/07/17 respecto al volumen ofertado al sobrecoste unitario mínimo y no adjudicado en la subasta de 17/05/17

[CONFIDENCIAL]

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

Anexo I. 6. Adjudicación agregada resultante de las subastas celebradas el 14 de enero de 2016, el 17 de mayo y el 26 de julio de 2017

En las subastas celebradas el 14 de enero de 2016, el 17 de mayo y el 26 de julio de 2017 se adjudicaron un total de 8.736.921 kW. De los 8.736.921 kW de potencia adjudicada, el 52,7% (4.607.482 kW) de la potencia fue adjudicada a la tecnología eólica; el 44,7% (3.910.140 kW) a la tecnología fotovoltaica; el 2,3% (200.000 kW) a la biomasa y el 0,2% (19.299 kW) a la potencia asociada a tecnologías distintas de la eólica y la fotovoltaica (véase Cuadro 11).

Considerando las tres subastas, COBRA CONCESIONES, S.L. fue el mayor adjudicatario con una cuota del 17,7% (1.550.010 kW; siendo 1.550.007 kW para instalaciones fotovoltaicas y 3 kW para instalaciones eólicas) de la potencia total adjudicada, seguido de SOCIEDAD ARAGONESA TRANSEUROPEA DE ENERGÍAS RENOVABLES con una cuota del 13,7% (1.200.000 kW; siendo en su totalidad para instalaciones fotovoltaicas) de la potencia total subastada. GAS NATURAL FENOSA RENOVABLES fue el tercer mayor adjudicatario con una cuota del 10,5% (917.008 kW; siendo 666.999 kW

para instalaciones eólicas y 250.009 kW para instalaciones fotovoltaica). Las 4 mayores agentes adjudicatarios acapararon el 52% del total del volumen adjudicado en las tres subastas.

Cuadro 11. Adjudicación agregada (kW) y cuotas (%) por agente y tecnología

Participante	Potencia Biomasa (kW)	Potencia Eólica (kW)				Potencia Fotovoltaica (kW)			Potencia Resto de Tecnologías (kW)	Total general (kW)	Cuota (%)
	14-jun.-16	14-jun.-16	17-may.-17	26-jul.-17	Total	17-may.-17	26-jul.-17	Total	17-may.-17		
COBRA CONCESIONES, S.L.			3		3					1.550.010	17,74%
SOCIEDAD ARAGONESA TRANSEUROPEA DE ENERGÍAS RENOVABLES			1.200.000		1.200.000	7	1.550.000	1.550.007		1.200.000	13,73%
GAS NATURAL FENOSA RENOVABLES			666.999		666.999	9	250.000	250.009		917.008	10,50%
ENEL GREEN POWER ESPAÑA SL			540.098		540.098			338.670		878.768	10,06%
ALFANAR CO.			3	720.000	720.003					720.003	8,24%
X-ELIO ENERGY, S.L.						9	455.000	455.009		455.009	5,21%
DESARROLLOS FOTOVOLTAICOS MERIDIONALES								316.000		316.000	3,62%
CONSORCIO ARAGONÉS DE RECURSOS EÓLICOS, S.L.		300.000			300.000					300.000	3,43%
PLANTA FV3, S.L.								250.000		250.000	2,86%
ENERGÍAS EÓLICAS Y ECOLÓGICAS 54, SL.,			237.500		237.500					237.500	2,72%
SISTEMAS ENERGÉTICOS SIERRA DE VALDEFUENTES, S.L.U			206.450		206.450					206.450	2,36%
OTRAS PRODUCCIONES DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA, S.L.								200.000		200.000	2,29%
LOTAPERA, S.L.						4	182.500	182.504		182.504	2,09%
IBERVENTO INFRAESTRUCTURAS S.L				171.585	171.585					171.585	1,96%
GREENALIA POWER, S.L.			1	133.333	133.334					133.334	1,53%
NORVENTO S.L.U			128.600		128.600					128.600	1,47%
JORGE ENERGY S.L.		102.000			102.000		9.400	9.400		111.400	1,28%
FORESTALIA RENOVABLES GENERACION I, S.L.	108.500									108.500	1,24%
EDP RENOVABLES ESPAÑA, SLU		93.200	2		93.202					93.202	1,07%
GRUPO TEC SERVICIOS AVANZADOS S.A.							91.666	91.666		91.666	1,05%
ALTER ENERSUN S.A.							50.000	50.000		50.000	0,57%
ENGIE ESPAÑA, S.L.U.							50.000	50.000		50.000	0,57%
MONEGROS SOLAR, S.A.							50.000	50.000		50.000	0,57%
RENOVA GENERACION DE ENERGÍAS RENOVABLES, S.L.	49.913									49.913	0,57%
HOCENSA EMPRESA CONSTRUCTORA, S.A			3	49.000	49.003					49.003	0,56%
ENCE ENERGÍA Y CELULOSA, S.A.	40.000									40.000	0,46%
GESTAMP EOLICA, S.L.			1		1		24.000	24.000		24.001	0,27%
FERGO GALICIA VENTO, S.L.				24.000	24.000					24.000	0,27%
FRES WIND MOON SYSTEMS, S.L.							23.750	23.750		23.750	0,27%
RIOS RENOVABLES S.L.U.							21.000	21.000		21.000	0,24%
OPERATING BUSINESS 2, S.L.							20.000	20.000		20.000	0,23%
INVEROLICA DE ABELLA S.L.				14.000	14.000					14.000	0,16%
ALTEN EL CASAR, S.L.							13.020	13.020		13.020	0,15%
OPERACION Y MANTENIMIENTO DE MINICENTRALES HIDRÁUL				6.000	6.000					6.000	0,07%
BORÉAS TECNOLOGÍA S.L.				5.000	5.000					5.000	0,06%
BIOGASTUR GENERACION NAVIA, S.L.									4.500	4.500	0,05%
CONSORCIO DE AGUAS BILBAO-BIZKAIA									4.241	4.241	0,05%
CLIMASTER SOLAR FV, S.L.							3.911	3.911		3.911	0,04%
PLANTA NERSOS III		3.000			3.000					3.000	0,03%
AVANZALIA ENERGÍA COMERCIALIZADORA, S.A.									2.900	2.900	0,03%
GRUPO EMPRESARIAL ENHOL, S.L.				2.500	2.500					2.500	0,03%
VERTEDEROS DE RESIDUOS, S.A.									2.500	2.500	0,03%
WIND HUNTER, S.L.				2.400	2.400					2.400	0,03%
ENERGIA SUR DE EUROPA, S.L.									2.126	2.126	0,02%
HIBRIDACIÓN TERMOSOLAR NAVARRA									2.000	2.000	0,02%
SINLIMITSOL, S.L.							2.000	2.000		2.000	0,02%
EÓLICA MONTES DE CIERZO, S.L.		1.670			1.670					1.670	0,02%
DALAR SOLAR SLU							1.620	1.620		1.620	0,02%
LIPMES, S.A.							1.500	1.500		1.500	0,02%
RAIOLA FUTURE S.L.							1.500	1.500		1.500	0,02%
SOLAR FOTOVOLTAICA NAVARRA, S.L.							1.146	1.146		1.146	0,01%
JANEZ Y CARRERA, S.L.							1.000	1.000		1.000	0,01%
MUNICIPAL DE SERVICIOS VILLAHERMOSANA, S.L.	1.000									1.000	0,01%
TECNOLOGÍA INGENIERÍA Y CALIDAD, S.L.						1.000		1.000		1.000	0,01%
AUTÉNTICA GENERACION DISTRIBUIDA DE CYL S.L.	587									587	0,01%
ISABEL SEVILLANO MARTÍN							500	500		500	0,01%
AYUNTAMIENTO DE ALFARRÁS									472	472	0,01%
SOLMAYOR ENERGÍAS RENOVABLES S.L.							420	420		420	0,00%
AGROENERGÍA DE CAMPILLOS SL									300	300	0,00%
METEO FOR ENERGY S.L.							300	300		300	0,00%
OMS SACEDE, S.A.U									260	260	0,00%
BIERTEC 2000, S.L.							100	100		100	0,00%
SOLARPACK CORPORACION TECNOLOGICA, S.L.							100	100		100	0,00%
INGENIERÍA Y PLANIFICACION SOSTENIBLE, S.L.		61			61					61	0,00%
CROSSFIELDENGINEERING S.L.		40			40					40	0,00%
DESARROLLOS RENOVABLES DEL EBRO S.L.		29			29					29	0,00%
ILDEFONSO-PEDRO TAUSTE ORTIZ						7		7		7	0,00%
ENERGÍAS RENOVABLES DEL BIERZO S.L.				3	3					3	0,00%
CEPSA GAS Y ELECTRICIDAD, S.A.				1	1					1	0,00%
IB VOGT GMBH						1		1		1	0,00%
Total kW	200.000	500.000	2.979.664	1.127.818	4.607.482	1.037	3.909.103	3.910.140	19.299	8.736.921	100%
Total %	2,3%	5,7%	34,1%	12,9%	52,7%	0,0%	44,7%	44,8%	0,2%	100,0%	100%
Nº de Adjudicatarios	5	8	14	10	28	7	30	33	9	70	70

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

ANEXO II. [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

