

ESPAÑA

Análisis del impacto de la subasta de España en el mercado fotovoltaico a largo plazo

Webinar, 24 Febrero 2021, 11:00h

Jaime Vázquez

Director, Markets Regulation

X-ELI+



Análisis del impacto de la subasta de España en el mercado fotovoltaico a largo plazo



Resultados PV en subasta (por volumen adjudicado)

Developer	Total MW	% de total PV	Precio Medio Ponderado
X-ELIO	315,05	15,5%	23,02
Iberenova (Iberdrola)	243,00	11,9%	23,64
Naturgy	196,68	9,7%	24,14
Solaria	180,00	8,8%	27,97
Elawan	175,00	8,6%	25,98
Garnacha	150,00	7,4%	23,70
Ignis (socia de Total)	125,00	6,1%	19,30
Acciona	106,60	5,2%	25,41
EDPR	98,40	4,8%	22,46
Hanwha	86,00	4,2%	27,38
Engie	85,09	4,2%	24,45
Akuo	81,20	4,0%	25,00
Enel (Endesa)	50,00	2,5%	28,90
Dominion	45,92	2,3%	24,93
Falck	40,00	2,0%	24,79
Q-Energy Torozos	20,00	1,0%	28,70
Canadian Solar	14,00	0,7%	25,20
NRG	10,00	0,5%	27,00
Alter Enersun	8,22	0,4%	26,90
Lightsource (BP)	5,04	0,2%	23,97
Energy Inv & Cons	0,03	0,0%	26,00
Rios Renovables	0,03	0,0%	27,99

Comentarios PV:

- Menor concentración de la adjudicación (22 grupos)
- Precio más competitivo (14,89 – 28,90€)
- **Grandes grupos en un margen de 3€** (22,46 – 25,41€), exceptuando Enel (sólo 50 MW)

Resultados Wind en subasta (por volumen adjudicado)

Developer	Total MW	% de total Wind	Precio Medio Ponderado
Capital Energy	405,00	40,6%	24,16
Green Capital Power (Capital Energy)	216,66	21,7%	25,40
Greenalia Wind	134,30	13,5%	28,56
Elawan	105,00	10,5%	25,28
EDPR	45,00	4,5%	24,99
Enerfín (Elecnor)	40,00	4,0%	22,49
Naturgy	37,95	3,8%	28,63
Eurus	14,00	1,4%	26,50

Comentarios Wind:

- Mayor concentración de la adjudicación (7 grupos)
- Precio mayor en franja inferior, pero igual en franja superior (20,00 – 28,89€)
- Hubiese sido **igual resultado sin reservas de cupos** (i.e., no hay ninguna adjudicación de Wind a precio superior a PV)

Titulares de prensa:

- “Cualquier oferta por debajo de 30€ será temeraria”
- “X-ELIO oferta por debajo de la rentabilidad” (= dumping???)



Posibles efectos a medio / largo plazo:

Efecto	Explicación
Bajarán los precios de los PPAs	Contagio de precios de subasta
Subirán los precios de los PPAs	Menos proyectos PV disponibles (reducción oferta PPAs)
Dificultades para financiar fuera de subasta	Los bancos pueden preferir proyectos bajo subasta, con garantía del Estado
Cumplimiento objetivos PNIEC	Las subastas dinamizan los proyectos y proveen un marco estable
Distorsión del mercado	Los mercados diarios y de futuros bajarán ya que los proyectos de subasta ofertarán a precio bajo. Sin embargo, estos mercados pueden no reflejar los precios totales, al no incluir el precio fijo garantizado
Canibalización de precios	Incremento potencia instalada PV deprime el precio en hora solar para proyectos fuera de subasta

¿La Realidad?:

- Nadie tiene una bola de cristal (¡ni los desarrolladores, ni los periodistas, ni siquiera los consultores!)
- El mercado evoluciona muy rápido. Estamos asistiendo a un cambio de paradigma
- El coste PV ha descendido drásticamente en la última década y lo seguirá haciendo
- El siguiente breakthrough (técnico y económico) será el almacenamiento (sean baterías, hidrógeno, EVs, etc.) Aliviara el desfase entre cuándo se produce electricidad y cuándo se consume, reducirá la necesidad de capacidad de respaldo de las renovables y mitigará la canibalización de precios
- La subasta refleja que la PV es la forma más barata de generación hoy en día
- Habrá presión sobre PPAs, pero el precio no es directamente trasladable, por las distintas condiciones: credit rating del Estado, simplificación del PPA (ahorra tiempo y costes legales y de Due Diligence), visibilidad de cierre, energía “as produced”, estructura de garantías (ninguna desde COD), mejores condiciones de financiación bancaria, plazo de entrega con early revenues, flexibilidad de terminación, volumen, PR, etc.



Precio subasta (exposición a mercado):

$$\text{Precio a percibir} = \text{Precio adjudicación} + \text{Porc. ajuste (5\%)} * (\text{Precio mercado} - \text{Precio adjudicación})$$

$$\text{Precio a percibir} = (95\% * \text{Precio adjudicación}) + (5\% * \text{Precio mercado})$$

¿Puedo mantener 95% del precio fijo y cerrar PPA (virtual) por el 5% a mercado para reducir a cero la exposición a mercado?

- El 100% de la electricidad de la unidad retributiva está sujeta a este precio global
- ¿Cómo valorarán los bancos el 5% de ajuste a mercado?

¿Cómo puedo conseguir una exposición a mercado mayor del 5%?

- Hacer dos unidades retributivas en una misma planta (una a subasta, otra a merchant)
- Gestión de portfolio: una planta a subasta, otra a merchant

Almacenamiento: ¿Habrá en esta primera subasta plantas con almacenamiento (gestionables, con ajuste de mercado al 25%)?

- No se declara (no se conoce) hasta registro en REER en estado de explotación (i.e., tras COD)
- NO, salvo gran sorpresa (requisitos técnicos “onerosos”: 2 horas, sin carga de energía desde la red)
- Todavía no parece rentable a merchant, mucho menos con 75% del precio fijado como PV sin almacenamiento

Participación en mercado diario/intradiario:

¿Los ganadores ofertarán alto en mercado para conseguir ingreso adicional por exposición a merchant?

- Recordar que si no casa en mercado, no es energía de subasta
- Por conseguir upside en el 5%, podemos poner en riesgo el precio fijo del 95%