

BALANCE DEL SECTOR TERMOSOLAR EN 2021

Hace justo un año, en este mismo espacio, celebrábamos el buen comportamiento del sector energético durante la época más dura de la pandemia, habiendo sido capaz de seguir suministrando electricidad y operando con normalidad pese al contexto sanitario. En el caso concreto de la tecnología termosolar, explicábamos qué medidas se habían tomado en las instalaciones para proteger la salud de los trabajadores a la vez que se aseguraba el suministro eléctrico a la red.

La bajada de la demanda y del propio mercado eléctrico mayorista complicó la liquidez de las instalaciones, ya que los pagos regulados a todo el sector RECORE -renovables, cogeneración y residuos- se vieron reducidos con un coeficiente de cobertura del orden del 77% cuando el promedio histórico se situaba en más del 82%.

En este año 2021 la situación es diametralmente opuesta. Los precios del mercado eléctrico se han disparado a niveles nunca vistos en nuestro país, marcados por el coste de los derechos de emisión y del gas natural.

De sobra es conocido el funcionamiento del mercado marginalista en España, donde la última oferta que casa la demanda determina el precio a percibir por todos los productores. La Figura 1 indica qué tecnología ha casado la demanda, hora a hora para cada día del mes, durante septiembre y octubre de 2021. De su análisis se extraen algunas conclusiones interesantes:

- El uso de combustibles fósiles (carbón y gas natural) supone casi un 30% de la casación diaria.
- La energía nuclear, al ser la primera que entra en el mercado, nunca casa la demanda.
- La caída de presencia renovable nocturna (por menor aportación solar) es compensada por bombeos e hidráulica.

En septiembre de 2021, el Centro para el Desarrollo de Energía y Aire Limpios (CREA por sus siglas en inglés) publicó un informe en el que se indica que España es el país con mayor exceso de capacidad fósil de Europa (muestra analizada), con un sobrecoste anual estimado de 361 M€ únicamente en centrales de carbón.

La gran pregunta que cabe hacerse para los próximos años es: ¿qué podemos hacer para reducir el precio de la electricidad y la presencia de combustibles fósiles casando la demanda y, por tanto, fijando un precio afectado por el coste del gas y los derechos de emisión de CO₂?

REVIEW OF THE CSP SECTOR IN 2021



Gonzalo Martín

Secretario general de Protermosolar
General Secretary of Protermosolar

Just one year ago, this same column was congratulating the energy sector for its good performance during the most difficult period of the pandemic, as it had continued to supply electricity and operate normally despite the health situation. In the specific case of CSP technology, we had outlined the measures that had been taken in the installations to protect the health of the workers while guaranteeing the power supply to the grid.

The fall in demand and in the wholesale electricity market itself has caused liquidity problems for the installations, as the regulated payments to the entire RECORE sector - renewables, CHP and waste - were

reduced by a coverage coefficient of around 77%, compared to the historic average of over 82%.

The situation in 2021 is diametrically opposed: electricity market prices have shot up to never-before-seen levels in Spain, impacted by the cost of emissions rights and natural gas.

The operation of the marginalist market in Spain is widely known, in which the last offer to match demand determines the price earned by all producers. Figure 1 illustrates which technology matched demand, hour by hour, for every day of the month during September and October 2021. Some interesting conclusions can be drawn from its analysis:

- The use of fossil fuels (coal and natural gas) represents almost 30% of the daily price matching.
- Nuclear power, as the first energy to enter the market, never matches demand.
- The fall in the presence of night-time renewables (due to a lower solar contribution) is offset by pumping and hydropower.

In September 2021, the Centre for Research on Energy and Clean Air (CREA) released a report in which it showed that Spain has the greatest surplus of fossil capacity in Europe (sample analysed), with an estimated additional cost per annum of €361m in coal-fired power stations alone.

The big question that needs to be asked in the coming years is: what can we do to reduce the price of electricity and



Figura 1. Tecnologías que marcan el precio marginal en el mercado diario incluyendo ofertas complejas durante los meses de septiembre y octubre Fuente: Evolución del mercado de la electricidad. Informe septiembre (izquierda) y octubre (derecha) 2021, OMIE.

Figure 1. Technologies that set the marginal price in the daily market, including complex offers, during September and October. Source: Electricity market evolution. Report on September (left) and October (right), 2021, OMIE.

La respuesta es instalar más energías renovables gestionables (hidráulica, biomasa y termosolar) que son las únicas que pueden desplazar a los combustibles fósiles como tecnologías marginalistas.

En el caso termosolar, durante el año 2021 se han planteado cuatro iniciativas para reducir el coste de la electricidad y disminuir la presencia fósil.

Limitar el precio del mercado recibido

Las centrales termosolares, en base al Real Decreto 413/2014, tienen una rentabilidad razonable de aproximadamente un 7%. Para conseguirla, a los ingresos por su venta en el mercado eléctrico, se suman otros ingresos regulados para compensar su alta inversión inicial en los años 2008-2013. Protermosolar ha propuesto que se limite el precio percibido del mercado a un valor ligeramente por debajo de los 60 €/MWh, muy inferior a los más de 200 €/MWh, con los que está cerrando 2021 y los más de 150 €/MWh que marcan los futuros del mercado eléctrico para el año 2022.

De esta manera, se dispondría de una energía anual durante el año 2022 de unos 5 TWh a un coste inferior, a la mitad de lo que podría marcar el mercado mayorista. Las centrales sacrificarían un exceso de liquidez ahora mismo, pero se compensaría en el cómputo de su vida útil, al alcanzar la rentabilidad razonable. Así, contribuirían con toda su energía para disminuir el precio del mercado mayorista.

Nuevas subastas termosolar con perfil de generación nocturno

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), así como la normativa desarrollada al efecto (Real Decreto 960/2020 y Orden TED/1161/2020) prevén una primera subasta de energía renovable gestionable con un cupo de al menos 200 MW para nuevas centrales termosolares. Protermosolar considera que debería orientarse la producción de estas nuevas centrales a una ventana nocturna, como complemento a la muy alta penetración fotovoltaica de nuestro país, que durante el día ya genera a precios muy inferiores a cualquier combustible fósil.

El 30 de diciembre se publicaba el borrador convocando las primeras subastas termosolares de la historia de nuestro país. El documento está en consulta pública hasta el 21 de enero. Preliminarmente permite la hibridación termosolar con biomasa y con fotovoltaica, lo cual consideramos muy positivo ya que cada tecnología debe generar cuando mayor valor le aporta al sistema. La termosolar, como hemos defendido siempre, gracias a su almacenamiento puede generar independientemente del recurso solar durante muchas horas de manera constante e ininterrumpida. En este sentido, consideramos positivo que se exijan al menos 6 horas de almacenamiento pudiendo incrementarse significativamente. Si bien, desde Protermosolar, consideramos que los 200 MW de potencia a subastar son insuficientes para alcanzar los objetivos que establece el PNIEC, confiamos en un resultado muy positivo el próximo 6 de abril cuando se resuelva la subasta, que anime a incrementar los cupos de potencia e incluso la frecuencia de estas subastas.

Uso del almacenamiento térmico a disposición de Red Eléctrica

Actualmente, la regulación insta a que las centrales termosolares despachen toda su energía almacenada tras la puesta de sol. Protermosolar ha propuesto la creación de un banco de pruebas regulatorio o *sandbox* por el cual las centrales no despachen la energía almacenada

the presence of fossil fuels matching demand and, as such, setting a price affected by the cost of gas and CO₂ emissions rights?

The answer is to install more dispatchable renewable energies (hydropower, biomass and CSP), which are the only ones that can replace fossil fuels as marginalist technologies.

In the case of CSP, four initiatives were proposed during 2021 to reduce the cost of electricity and decrease the presence of fossil fuels.

Limiting the market price payable

Based on Royal Decree 413/2014, CSP plants have a reasonable return of approximately 7%. To achieve this, other regulated income is added to the revenue from their sale on the electricity market, to offset the high initial investment made from 2008-2013. Protermosolar has proposed that the market price payable is limited to a value slightly below 60 €/MWh, much lower than the over 200 €/MWh at the close of 2021 and the over 150 €/MWh set by the electricity market futures for 2022.

In this way, an annual energy of some 5 TWh during 2022 would be available at a lower cost, at half of what could be set by the wholesale market. The plants would sacrifice their liquidity surplus now but would be compensated over the remainder of their service life, by achieving the reasonable return. As a result, all the energy they produce would help bring down the wholesale market price.

New CSP auctions with night-time generation

The National Energy and Climate Plan (NECP), as well as regulations implemented for the purpose (Royal Decree 960/2020 and Order TED/1161/2020) envisage an initial dispatchable renewable energy auction with a quota of at least 200 MW for new CSP plants. Protermosolar believes that the production of these new plants should be focused on a new night-time window, to complement the very high PV penetration in Spain that already generates daytime prices well below any fossil fuel.

The draft official call for the first CSP auctions in the history of our country was published last 30 December. The document

is in public consultation until 21 January. Initially, it allows for the hybridisation of CSP with biomass and PV, something that we consider to be very positive as each technology must generate as they bring more value to the system. As we have always maintained, regardless of the solar resource, CSP can generate for many hours constantly and without





tras la puesta de sol, sino cuando se lo indique el operador del sistema, Red Eléctrica.

En España, los sistemas de almacenamiento de energía de las centrales termosolares equivalen a una central nuclear de 8 horas de duración. Si Red Eléctrica pudiera indicar cuándo son más necesarios, se desplazaría el uso de los combustibles fósiles como tecnologías que marcan el precio del mercado, abaratando el coste de la factura eléctrica de todos los consumidores.

La propuesta es a través de un *sandbox* para que, temporalmente, se reconozca esta característica del almacenamiento y no impacte en la rentabilidad razonable. Por ello, no tiene ningún sobrecoste para el sistema, ya que no se incrementan los costes regulados, sino que se mantienen a la par que se reduce el precio del mercado mayorista.

Duplicar el almacenamiento existente mediante uso de fondos europeos de recuperación

Los actuales 870 MW de capacidad de almacenamiento termosolar, que suponen unos 7 GWh eléctricos, se podrían duplicar hasta alcanzar los 12 GWh simplemente instalando sistemas de almacenamiento en plantas que no cuentan con dicho almacenamiento, pero que en origen fueron diseñadas para ello (muchas centrales no pudieron instalarlo porque en 2013 se creó un registro por el cual si una central no llegaba a tiempo quedaba excluida de la regulación).

Mediante la aplicación de Fondos Europeos de Recuperación, se podrían instalar sistemas de almacenamiento, de tal manera que en España tengamos el equivalente no a una, sino a dos centrales nucleares, pero plenamente renovables y de uso nocturno. La capacidad termosolar con almacenamiento representa únicamente el 0,75% de la potencia total nacional, y sin embargo supone más del 2,5% de la demanda en las noches de verano. Esta propuesta elevaría la cobertura renovable solar nocturna a más del 5% en los meses de verano, desplazando el uso de combustibles fósiles y abaratando el mercado mayorista.

En definitiva, el año 2021 ha servido para reflexionar sobre el rol de las energías renovables en el *mix* energético; darse cuenta —aquellos que no se habían parado a valorarlo— de la urgente necesidad de descarbonizar el sistema, tanto como una obligación moral con el medio ambiente como también una cuestión puramente económica; y de sentar las bases para un crecimiento renovable ordenado, en el que cada tecnología genera cuando más valor aporta.

Desde Protermosolar esperamos ver avances sólidos en 2022 sobre las cuatro propuestas anteriores y que volvamos a ver a nuestras empresas liderar el desarrollo tecnológico mundial una vez más. ■

interruption, thanks to its storage. In this regard, we see it as positive that at least 6 hours of storage are required, which could be significantly increased. Although Protermosolar believes that the 200 MW of capacity to be auctioned are insufficient to achieve the objectives established by the NECP, we trust in a very positive outcome on 6 April when the auction is allocated that encourages an increase in the capacity quotas and even the frequency of these auctions.

Making thermal storage available to REE

At present, the regulation requires CSP plants to dispatch all their stored energy after sunset. Protermosolar proposes the creation of a

regulatory test bench or sandbox through which plants do not dispatch the energy stored after sunset, but when the system operator, REE, tells them to do so.

In Spain, CSP plant storage systems provide the equivalent of a nuclear power station with an 8-hour duration. If REE was able to indicate when the energy is needed, the use of fossil fuels as technologies that set the market price could be replaced, bringing down the cost of the electricity bill for every consumer.

The proposal is to do so by means of a sandbox, which temporarily recognises this storage feature and does not impact on the reasonable return. As such, there is no additional cost for the system, as the regulated costs do not increase; rather they follow the wholesale market price as it reduces.

Using EU recovery funds to increase existing storage two-fold

The current 870 MW of CSP storage capacity, which represents around 7 GWh electric, could be doubled to achieve 12 GWh by simply installing storage systems in plants that do not yet have this facility, but which were originally designed for this purpose (many plants could not install storage because a register was created in 2013 under which if a plant missed the deadline, it was excluded from the regulation).

By applying the European Recovery Funds storage systems could be installed, so that Spain would have the equivalent of not one, but two nuclear power stations, however ones that are fully renewable and for night-time use. CSP capacity with storage represents just 0.75% of the total domestic output, however accounts for more than 2.5% of demand during summer nights. This solution would raise the night-time solar renewable coverage by more than 5% in summer, replacing the use of fossil fuels and reducing the wholesale market price.

In short, 2021 has been a year in which to reflect on the role of renewables in the energy mix; to remind ourselves, for those who have not stopped to think about it, of the urgent need to decarbonise the system, both as a moral obligation to the environment, and also as a purely economic question; and to lay the foundations for an orderly growth in renewables, in which each technology contributes more value as it generates.

Protermosolar hopes to see sound progress made in 2022 as regards these four proposals and that we will once again see Spanish companies at the forefront of global technological development. ■