

DUBÁI MARCA EL PRECIO MÁS BAJO DE LA TERMOSOLAR: 9,45 C\$/KWH

LA AUTORIDAD DE ELECTRICIDAD Y AGUA DE DUBÁI (DEWA) HA ANUNCIADO LOS PRECIOS DE LICITACIÓN DE LOS CUATRO CONSORCIOS QUE OPTAN AL DESARROLLO DE LA CUARTA FASE DE 200 MW DEL PARQUE SOLAR MOHAMMED BIN RASHID AL MAKTUUM (MBR). LA OFERTA MÁS BAJA PRESENTADA PARA ESTE PROYECTO TERMOSOLAR FUE DE 9,45 C\$/KWH (8,47 C€/KWH, DE ACUERDO CON EL CAMBIO A LA HORA DE ESCRIBIR ESTE ARTÍCULO), LO QUE SUPONE UN DESCENSO DE CASI EL 40% DEL PRECIO MUNDIAL MÁS BAJO OFERTADO HASTA EL MOMENTO. LAS OTRAS TRES OFERTAS ARROJARON PRECIOS ENTRE 10,58 C\$/KWH Y 17,35 C\$/KWH (9,48 Y 15,55 C€/KWH). EL PRECIO RÉCORD DE DUBÁI PARA EL PROYECTO FOTOVOLTAICO DE 800 MW DE LA FASE 2 DE ESTE COMPLEJO SOLAR, 2,99 C\$/KWH, DEMOSTRÓ EL POTENCIAL DE OPTIMIZACIÓN DE COSTES BAJO EL PROGRAMA MBR. Y PARA EL PROYECTO TERMOSOLAR DE TORRE DE 200 MW, DUBÁI SE MARCÓ UN OBJETIVO DE 8 C\$/KWH.

El primer proyecto comercial termosolar con tecnología de torre en Emiratos Árabes Unidos (EAU), el proyecto de 200 MW de Dubái, captura las miradas de los actores del mercado termosolar internacional. Con un mínimo de ocho horas de almacenamiento y puesta en marcha prevista para 2021, el proyecto corresponde a la cuarta fase del Parque Solar MBR, con una potencia total proyectada de 1 GW en 2020 y de 5 GW en 2030 (1 GW termosolar), en línea con la estrategia de energía limpia de Dubái para generar el 75% de la electricidad a partir de energías limpias en 2050.

La licitación para esta cuarta fase del parque solar, correspondiente a una planta termosolar con tecnología de torre, incluye hasta 12 horas de almacenamiento de energía, lo que significa que la planta podrá seguir suministrando electricidad durante toda la noche, y es la primera fase de un desarrollo que tiene previsto contar con 1 GW de energía termosolar con tecnología de torre.

El Parque Solar MBR es el mayor parque solar del mundo basado en el modelo de Productor Independiente de Energía (IPP, por sus siglas en inglés). La primera fase, 13 MW fotovoltaicos, entró en funcionamiento en 2013. La segunda, 200 MW fotovoltaicos, fue lanzada en marzo de este año. La tercera fase, que corresponde a una planta fotovoltaica de 800 MW, estará operativa en 2020 y la cuarta fase, la planta termosolar de 200 MW, en 2021.

Primera fase

El 22 de octubre de 2013, entró en funcionamiento la primera fase de 13 MW del parque solar. Esta primera fase fue un paso importante para conseguir el objetivo de diversificación del mix energético de Dubái. El proyecto genera anualmente 28 GWh de electricidad y reduce las emisiones de carbono en unas 15.000 t anuales.

Segunda fase

La segunda fase del parque solar, de 200 MW, es el primer y mayor proyecto de su tipo en la región. Está siendo desarrollado por un consorcio liderado por ACWA Power (Arabia Saudí) y TSK (España) con una inversión de 1.200 millones de AED. Esta fase generará energía limpia para 50.000 habitantes de Dubái, y reducirá las emisiones de carbono en 214.000 t/año.

Tercera fase

En junio de 2016, DEWA anunció que la compañía Abu Dhabi Future Energy Company (Masdar), lideraba el consorcio seleccionado para la tercera fase del par-

DUBAI SETS A RECORD LOW BID FOR CSP AT 9.45 C\$/KWH

THE DUBAI ELECTRICITY AND WATER AUTHORITY (DEWA) HAS ANNOUNCED THE BID PRICES OF THE FOUR CONSORTIA SELECTED TO DEVELOP THE 200 MW PHASE 4 OF THE MOHAMMED BIN RASHID AL MAKTUUM (MBR) SOLAR PARK. THE LOWEST BID SUBMITTED FOR THIS CSP PROJECT WAS 9.45 C\$/KWH (8.47 C€/KWH, BASED ON THE EXCHANGE RATE AT THE TIME OF WRITING THIS ARTICLE), REPRESENTING A DROP OF ALMOST 40% ON THE LOWEST GLOBAL BID PRICE TO DATE. THE OTHER THREE BIDS SUBMITTED PRICES OF BETWEEN 10.58 C\$/KWH AND 17.35 C\$/KWH (9.48 - 15.55 C€/KWH). DUBAI'S RECORD LOW PV PRICE OF 2.99 C\$/KWH FOR THE 800 MW PHASE 2 OF THE MBR PROJECT DEMONSTRATED THE POTENTIAL FOR COST OPTIMISATION UNDER THE MBR PROGRAMME. AS REGARDS THE 200 MW CSP TOWER PROJECT, DUBAI TARGETED A COST OF 8 C\$/KWH.

As the first commercial CSP solar tower project in the UAE, this 200 MW CSP tower project in Dubai has caught the attention of global CSP players. With a minimum of eight hours' storage and expected to come online by 2021, the project forms part of Phase 4 of the MBR Solar Park, with a total installed capacity of 1 GW planned by 2020, and 5 GW by 2030 (including 1 GW of CSP). The project is in line with Dubai's clean energy strategy to generate 75% of electricity from clean energies by 2050.

The tender for Phase 4 of the solar park corresponding to a CSP plant with tower technology, includes up to 12 hours of energy storage, meaning that the plant will be able to supply electricity throughout the night. It represents the first phase of a development that is expected to offer 1 GW of CSP power using tower technology.

The MBR Solar Park is the biggest single-site solar park in the world based on the independent power producer (IPP) model. Phase 1 (13 MW, PV) came online in 2013; Phase 2 (200 MW, PV) of the solar park was launched in March 2017; Phase 3 (800 MW, PV) will be operational by 2020; and Phase 4 (200 MW, CSP) will enter into operation by 2021.

Phase 1

On 22 October 2013, the 13 MW first phase of the solar park became operational. Phase 1 was another important step in achieving Dubai's objectives to diversify its energy mix. The project generates over 28 GWh of electricity annually. It also decreases annual carbon emissions by 15,000 t.

Phase 2

The 200 MW second phase of the solar park is the first and largest project of its kind in the region. It is being developed in partnership with the consortium led by ACWA Power from Saudi Arabia and Spain's TSK, with an investment of AED1.2bn. This phase will generate clean energy for 50,000 homes in Dubai and will reduce CO2 emissions by 214,000 tonnes/year.

Phase 3

In June 2016, DEWA announced that the Abu Dhabi Future Energy Company (Masdar) would lead the consortium as the selected bidder for the 800 MW third phase of the solar park. The consortium bid the lowest levelised cost of electricity (LCOE) of 2.99 c\$/kW,



que solar, de 800 MW. El consorcio pujó a un LCOE de 2,99 c\$/kW. La financiación de la Fase 3 se completó en mayo, marcando un importante hito para el consorcio liderado por Masdar. Se ha desarrollado una compleja estructura de financiación, que incluye a siete instituciones diferentes de Oriente Medio, el Union National Bank, el Islamic Development Bank y la Arab Petroleum Investments Corporation (APICORP), bancos comerciales como Natixis de France, Siemens Bank de Alemania, y el Korea Development Bank, y la agencia de crédito a la exportación de Canadá, Export Development Canada (EDC).

La planta fotovoltaica de 800 MW generará alrededor de 2,5 GWh de electricidad al año. La planta se está desarrollando en tres etapas. Se están realizando progresos considerables en el sitio, con la ejecución de los trabajos de perforación y pilotaje para la colocación de los paneles fotovoltaicos. La finalización de la Etapa A, de 200 MW, se espera para 2018, la de la Etapa B, de 300 MW, en 2019 y la fase final, la Etapa C de 300 MW, concluirá en 2020.

Cuarta fase

El 4 de octubre de 2016, DEWA publicó una solicitud de Manifestación de Interés para el proyecto termosolar. Recibió 30 Manifestaciones de Interés de promotores internacionales a fecha de cierre, 27 de octubre de 2016. El 15 de enero de 2017, DEWA invitó a los licitadores precalificados a presentar sus propuestas para el proyecto de 200 MW.

Seis consorcios fueron seleccionados para la fase de Solicitud de Propuestas y sus ofertas se presentaron en junio, los seis consorcios incluidos en la lista reunían a las principales empresas mundiales de desarrollo de proyectos termosolares de Oriente Medio, Europa, EE.UU y China:

- ACWA Power (Arabia Saudí)
- Alfanar (Arabia Saudí) / Suncan (China)
- Cobra (España)
- Engie (Francia) / Sepco3 (China)
- Masdar (EAU) / EDF (Francia) / Abengoa (España)
- SolarReserve (EE.UU.)

Finalmente, las ofertas de cuatro consorcios internacionales se abrieron el pasado 5 de junio. Los precios finales fueron:

Consortio Consortium	Precio de puja (c\$/kWh) Bidding Price (\$c/kWh)
ACWA Power (Arabia Saudí Saudi Arabia), Shanghai Electric (China), BrightSource (EE.UU. USA)	9.45
Alfanar (Arabia Saudí Saudi Arabia), Suncan (China)	17.35
Engie (Francia France), SolarReserve (EE.UU. USA), Power China (China), Sepco3 (China)	11.42
Masdar (EAU UAE), EDF (Francia France), Abengoa (España Spain), Harbin Electric (China)	10.588

DEWA ahora revisará las propuestas de licitación con las propuestas técnicas y comerciales y determinará el ganador en julio. Se espera que el proyecto entre en funcionamiento en abril de 2021.

Reducción de costes

Según un reciente informe de la Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA), el coste nivelado de la electricidad (LCOE) de las torres solares se prevé que caiga en un 43% a 7 c\$/kWh para 2025. Los costes de instalación de las plantas de torre con almacenamiento se reducirán en un 37% a 3.600 \$/kW para 2025. Las reducciones de costes estarán impulsadas por mejoras en la reflectividad de los heliostatos y la eficiencia del receptor, lo que resultará en temperaturas de operación más altas de 565 a 600 °C, de acuerdo con IRENA.

A mayor penetración de la termosolar con almacenamiento en el mercado, los costes continuarán disminuyendo, el proyecto de to-



Phase 3 financing was completed in May, marking the latest significant milestone for the Masdar-led consortium. A sophisticated financing structure has been developed which includes seven different institutions: from the Middle East, the Union National Bank, the Islamic Development Bank and the Arab Petroleum Investments Corporation (APICORP) along with commercial banks: Natixis from France, Siemens Bank from Germany, the Korea Development Bank and Canada's export credit agency, Export Development Canada (EDC).

The 800 MW PV plant will generate around 2.5 GWh of electricity per annum. The plant is being delivered in three stages. Considerable progress is being made on site, with drilling and piling works underway for the placement of the PV panels. Completion of Stage A (200 MW) is due in 2018; Stage B (300 MW) in 2019; and the final Stage C (300 MW) in 2020.

Phase 4

On 4 October 2016, DEWA released a request for the Expression of Interest (EOI) for the CSP project. It received 30 EOIs from international developers by the closing date of 27 October 2016. On 15 January 2017, DEWA invited prequalified bidders to submit proposals for the 200 MW project.

Six consortia were shortlisted for the Request for Proposal (RfP) phase and their bids were presented in June. The six shortlisted parties include leading CSP development firms from the Middle East, Europe, USA and China:

- ACWA Power (Saudi Arabia)
- Alfanar (Saudi Arabia) / Suncan (China)
- Cobra (Spain)
- Engie (France) / Sepco3 (China)
- Masdar (UAE) / EDF (France) / Abengoa (Spain)
- SolarReserve (US)

The bids from the four international consortia were finally submitted on 5 June, with the following bidding prices:

DEWA will now review the bid submissions alongside technical and commercial proposals and announce the winner in July. The project is expected to come on line by April 2021.

Cost reductions

The global LCOE of solar towers is forecast to drop by 43% to \$70/MWh by 2025, according to a recent report by the International Renewable Energy Agency (IRENA). Global installed costs for towers with storage are set to fall 37% to \$3,600/kW by 2025. Cost reductions will be driven by improvements in heliostat reflectivity and receiver efficiency, which will result in higher operating temperatures of 565 – 600°C, according to IRENA.

Proyectos termosolares de torre con almacenamiento
CSP tower with storage projects

Proyecto Project	País Country	MWe MWe	Almacenamiento (h) Storage Capacity (h)	LCOE LCOE	Estado Status	Finalización Completion
Crescent Dunes	EE.UU. USA	110	10	16.9 c\$/kWh	Operation	Q4 2015
Noor III	Marruecos Morocco	150	7.5	16.3 c\$/kWh	Construction	Q4 2017
Redstone	Sudáfrica South Africa	100	12	12.5 c\$/kWh(1)	Development	Q3 2018
Crete CSP Plant	Grecia Greece	50	5	31 c\$/kWh	Development	2019
MBR Solar Park CSP	EAU UAE	200	8-12	8.47 c\$/kWh(2)	Planning	Q2 2021
Copiapó	Chile	240	14	6.3 c\$/kWh	Planing	-

(1) Acuerdo de compra de energía por firmar | PPA to be signed
 (2) Oferta más baja | Lowest bid
 Fuente | Source: CSP Focus

re Noor III de ACWA Power en Marruecos, fijado en 16,3 c\$/kWh en 2015 y la oferta de SolarReserve para un proyecto de 240 MW en Copiapo, Chile, a un precio récord de 6,3 c\$/kWh, basado en los avances tecnológicos y la optimización de la cadena de suministro local, son ejemplos de ello.

Los precios de licitación para el proyecto termosolar de 200 MW CSP de Dubai deben actuar como puntos de referencia para el mercado más amplio de la región MENA, influyendo en la elección de la tecnología en proyectos futuros.

Reacción de Protermosolar

La patronal del sector en España, Protermosolar, no tardó en hacerse eco de la noticia de los bajos precios alcanzados en la licitación de Dubái. Entre sus principales conclusiones destacamos, las siguientes:

Estos niveles de precios, en un país, como Dubái, con recurso solar de peor calidad que en España, animarán a otros muchos países a planificar la incorporación de centrales termosolares, necesarias para incorporar nueva capacidad que aporte gestiónabilidad y estabilidad de red que otras tecnologías fluyentes, aparentemente más baratas, no son capaces de dar.

Solo una empresa española se encuentra entre los promotores principales, aunque Protermosolar, la patronal española, espera que puedan participar como EPCistas en el proyecto que resulte finalmente adjudicado.

Para Luis Crespo, presidente de Protermosolar, *“la termosolar es la única tecnología gestionable con ventajas para la estabilidad de la red con recursos más que suficientes para cubrir las necesidades eléctricas de cualquier país del cinturón solar. Y, ahora, estamos demostrando que, tras la curva de aprendizaje, podemos competir en precio con cualquier tecnología.”*

El presidente de Protermosolar considera que en la actualidad *“los costes de generación del kWh de las centrales termosolares con seis horas de almacenamiento son bastante más baratos que los de las centrales fotovoltaicas. Pero, además, la termosolar todavía tiene un gran margen de reducción de costes si se compara sus 5 GW instalados en todo el mundo, con los 500 GW de eólica o los 300 GW de fotovoltaica. ¿Alguien recuerda los precios de la fotovoltaica cuando solo tenía instalados 5 GW a nivel mundial? La presente licitación en Dubái es buena prueba de que año tras año la termosolar reduce su precio.”*

Sin embargo, el presidente de Protermosolar se lamenta de *“la miopía de los actuales responsables energéticos de nuestro país que sólo consideran los costes de generación de las tecnologías en lugar de analizar el valor que cada una aporta al sistema ante un escenario de cierre progresivo de las centrales térmicas y nucleares y de las repercusiones que tendría para nuestra industria el disponer de las referencias tecnológicas más avanzadas ante el enorme mercado mundial que se está empezando a abrir.”*

The greater the penetration of CSP with storage into the market, the further costs will continue to fall. ACWA Power’s Noor III tower project in Morocco, set at 16.3 c\$/kWh in 2015 and SolarReserve bid a 240 MW project in Copiapo, Chile at a record CSP price of \$63/MWh, based on technological advancements and local supply chain optimisation, are good examples.

The bid prices for Dubai’s 200 MW CSP project should act as reference for the wider MENA market, influencing technology choices on future projects.

Reaction from Protermosolar

The Spanish employers’ association, Protermosolar, has been quick to respond to the news of the low prices achieved in the Dubai tender. Its main conclusions highlight the following:

This level of pricing, in a country with a lower quality of solar resource compared to Spain, will encourage many other countries to plan the incorporation of CSP plants. These are necessary to incorporate new capacity that provides the dispatchability and grid stability that other, apparently cheaper, non-dispatchable technologies are unable to deliver.

Only one Spanish company featured among the leading consortia, however Protermosolar hopes that they will be able to participate as an EPC on the finally adjudicated project.

According to Luis Crespo, president of Protermosolar, CSP is the only dispatchable technology with advantages for grid stability, offering more than sufficient resources to cover the electricity needs of any country in the Sunbelt. CSP is proving that, following its learning curve, it is able to be price-competitive with any technology.

Crespo believes that today *“per kWh generation costs from CSP plants with six hours of storage are far cheaper than PV plants. However, CSP has a huge margin to bring down costs when we compare its 5 GW installed worldwide with the 500 GW of wind power and the 300 GW of PV. Can anyone remember PV’s prices when it only had 5 GW installed at global level? This tender in Dubai is proof positive that the cost of CSP is coming down year-on-year.”*

However, Crespo bemoans the shortsightedness of those currently responsible for energy in Spain who only take into account the generation costs of the technology rather than analysing the value it offers the system. In the light of the gradual closure of thermal and nuclear plants and the repercussions that this will have on Spain’s industry, it is vital to have access to the most technologically advanced references in a huge global market that is starting to open up.