

**TIPOLOGÍAS DE CENTRALES TERMOSOLARES****De torre central**

Los espejos solares reflejan la luz sobre un receptor en la parte alta de una torre. El calor produce vapor y electricidad.

**Canal parabólico**

Los espejos calientan aceite sintético que es transportado a través de lazos de tuberías para producir la electricidad.

**Colectores lineales Fresnel**

Parecidos al canal parabólico, pero con espejos lineales móviles sobre estructura y tubo absorbedor fijo pero con nivel térmico más bajo.

**Discos parabólicos con motor Stirling**

La radiación solar se concentra en un motor Stirling, calienta un gas (hidrógeno o helio) y se logra un movimiento alternativo que produce electricidad in situ.

**Diccionario termosolar**

**Plataforma solar de Solúcar.** Situada en Sanlúcar la Mayor (Sevilla), Abengoa ha puesto en marcha las dos primeras plantas termosolares de torre central que operan comercialmente en el mundo (la PS10 y la PS20, ésta recién inaugurada por el Rey). Cuando la plataforma esté acaba en el 2013,

tendrá cinco plantas con colectores cilindroparabólicos, instalaciones fotovoltaicas y otros sistemas solares y suministrará la electricidad que demandan 153.000 hogares.

**Horas de radiación.** Las tecnologías termoeléctricas necesitan radiación directa, no difusa. La plan-

ta PS20 de Sanlúcar, por ejemplo, opera unas 3.500 horas al año, aunque en algunas horas a mitad de potencia. Ahora, en octubre, cuando el cielo tarda en abrirse, trabaja unas siete horas, hasta las siete de la tarde.

**Espacio.** Uno de los principales inconvenientes de la plantas termoeléctricas es que necesitan mucho



espacio. Las que usan canales cilindroparabólicos requieren una mayor explanación, mientras que las tecnologías de torre se

adaptan a terrenos ondulados e integran mejor la vegetación autóctona.

**Avances continuos.** Los avances en el sector son continuos. La plataforma solar Solúcar combina la explotación comercial y la investigación de numerosos proyectos de desarrollo tecnológico para mejorar el rendimiento: torres que permiten generar va-

por no a 300 grados sino hasta 550 grados (lo que eleva el rendimiento hasta un 20%), sistemas de canales parabólicos que generan vapor directamente in situ, sin necesidad del aceite térmico y sin transporte, o sistemas de almacenamiento de la energía en tanques de sales fundidas (como los que se instalarán en la planta de Solana, en Arizona).

tación es la posibilidad de acumular la energía y seguir produciendo electricidad siete horas y media después de que el campo solar deje de tener luz, por estar nublado el cielo o cuando ya se ha hecho de noche.

En un día claro y soleado, el aceite sintético calentado se transporta para generar vapor y mover la turbina. Hasta ahí, todo es relativamente *normal*. La gran novedad es que también es posible transferir el calor a unos depósitos con sales fundidas, de forma que cuando se desee, éstas (recorriendo el camino inverso) pueden transferir el calor al aceite para producir vapor y electricidad.

Así, los responsables de la planta –cuando el sol lo permita, claro– pueden decidir si generan electricidad a plena carga o si, habiendo excedentes y por estrategia de operación, les resulta más interesante almacenar energía que generar electricidad. Es

adicionales del almacenamiento podemos proporcionar electricidad hasta las once o las doce de la noche, que son las horas en que apagamos la luz y vamos a dormir. No tiene sentido que vertamos a la red energía a las cuatro de la madrugada. Pero en verano, como anochece más tarde y prolongamos la actividad, podemos dar energía unas horas de la madrugada”, dice Cortés.

La gran ventaja de las plantas solares con almacenamiento de sales es que son más gestionables, con lo cual se puede planificar la entrega de electricidad a la red, según explica Valeriano Ruiz, presidente de Protermosolar (empresas de la industria solar termoeléctrica).

Los modernos sistemas de predicción meteorológicos permiten conocer la radiación que habrá, y ahora, con la capacidad de almacenamiento, “la radiación solar aún es más previsible”, agrega Valeriano Ruiz.

Sin embargo, una instalación de este tipo supone una inversión mayor; unos 100 millones de euros más que el resto de plantas de este tipo, contando el almacenamiento y la mayor superficie de canales parabólicos que son necesarios.

De la misma manera, las plantas PS-10 y PS-20 de Sanlúcar la Mayor (Sevilla), de Abengoa, tienen una capacidad de almacenamiento de una hora. En este caso, se trata de plantas solares termoeléctricas de torre central, en las que los espejos solares (heliostatos) reflejan la luz sobre un receptor situado en la parte alta de una torre (de 165 metros). Así, calienta una caldera de agua caliente, que produce vapor y genera electricidad. La mezcla de agua y vapor generada puede descargarse contra la turbina para hacerla funcionar y producir electricidad. “Las plantas futuras tendrán hasta seis, siete, ocho o más horas de capacidad de almacenamiento”, dice Valeriano Ruiz. “Aunque estas plantas necesitan agua para refrigerar el condensador, su consumo por hectárea es mucho más reducido que el necesario en los cultivos de regadíos”, dice Luis Crespo, secretario general de Protermosolar.●

Los promotores critican la “política errática del Gobierno”

## ¿Apagón a las primas?



**Plataforma de Sanlúcar la Mayor.** Tiene las dos primeras plantas de torre central, donde centenares de espejos concentran la radiación para producir electricidad

**A. CERRILLO** Barcelona

Los promotores de plantas solares termoeléctricas se muestran muy críticos “con la política errática del Gobierno” y los continuos cambios en las normativas sobre el apoyo a las primas. Temen que todo esto pueda dar al traste con un sector tecnológico y económico que necesita estabilidad para planificar el desarrollo de unas tecnologías clave para mitigar el cambio climático. “El Gobierno ha acabado aceptando las renovables a regañadientes, y sólo cuando ya lo ha visto como algo inevitable”, dice Valeriano Ruiz, presidente de Protermosolar.

Se desconoce quiénes continuarán recibiendo las primas por la producción de esta energía limpia y hasta cuándo. El Gobierno, al haberse ejecutado un 85% del plan de energías renovables (500 MW de energía termoeléctrica), abrió el pasado mes de mayo un registro para determinar las plantas solares que continuarán recibiendo la prima

(y fijó unas duras exigencias para acotar el alcance de las ayudas y mentalizar al sector de que éstas irán menguando).

Pero se presentaron unos cien proyectos de centrales termosolares, con una potencia de 4.300 MW, el equivalente a cuatro centrales nucleares; y entre ellas estaban las 33 centrales ya en construcción (1.500 MW).

### En España hay unos 100 proyectos de plantas termosolares, y 33 ya están en obras

Sin embargo, el Gobierno ha decidido eliminar el referido registro. Aprovechando que CiU alegó que se invadían las competencias autonómicas, se modificó el decreto correspondiente en el Senado (ahora falta su ratificación en el Congreso). Pero esto ha elevado aún más el grado de incertidumbre e irritación del sector. “No es aceptable esta inse-

guridad por tantos problemas burocráticos”, dice Valeriano Ruiz, quien alerta de que está en juego una inversión de 10.000 millones de euros. “Todo esto hará que los inversores y los fabricantes de componentes se retraigan y, lo que es peor, que piensen en irse a otros países”, agrega. Ruiz dice que están en juego las inversiones (y créditos bancarios muy dependientes de la viabilidad administrativa y el inicio de las obras) y miles de puestos.

El Gobierno ha intentado restar importancia a la polémica, pero no aclara cómo se apoyará esta industria, que ha logrado un papel preeminente en el mundo. “Hay que destacar el papel de la Universidad de Sevilla, aunque no se le reconozca demasiado. Aquí se han apoyado investigaciones que acaban en realidades”, dice Valeriano Ruiz, profesor de Termodinámica de los ingenieros que protagonizan el luminoso boom solar español, aunque ahora amenazado con sufrir un *apagón* oficial.

Más información en la página 51

**ELECTRICIDAD RENOVABLE**

**La energía se puede usar con el cielo nublado, de noche o de madrugada**

**GESTIÓN DEL RECURSO**

**La predicción meteorológica permite gestionar la radiación solar**

decir, pueden manejarla en función del precio de la electricidad en el mercado (pues la remuneración en el mercado es diferente según el momento del día).

En verano, la planta produce electricidad durante 18 o 20 horas, mientras que en invierno, al haber menos radiación, trabaja unas 8 o 10 horas. Sin embargo, la capacidad de almacenamiento cubre hasta el 35% de la generación eléctrica total. Es la electricidad adicional que se puede obtener en horas en que el día está nublado o cuando ya es de noche, explica Manuel Cortés, delegado de promoción de Cobra Energía (grupo ACS).

La planta permite ajustar su producción siguiendo la curva de la demanda de los consumidores: “Normalmente, cubrimos un ciclo para dar energía en las horas punta, hasta las ocho de la tarde; pero con las siete horas y media