

COLABORACIONES EN FÍSICA

HIBRIDACIÓN SOLAR CON OTRAS FUENTES DE ENERGÍA. UNA SOLUCIÓN SOSTENIBLE PARA LA GENERACIÓN ELÉCTRICA

1. INTRODUCCIÓN

Un ser humano adulto podría sobrevivir con un aporte energético diario de sólo 8,4 MJ¹. Ésta es la cantidad de energía necesaria para mantener activas sus funciones vitales, su temperatura corporal, permitir la renovación celular y hacer frente a otros requerimientos derivados de su actividad física. En la actualidad, el consumo *per capita* de energía primaria en España equivale a 322 MJ/día, y en países más industrializados como EE.UU. este valor se multiplica por tres.

Esta energía adicional se emplea en el desarrollo de infraestructuras y servicios, en la fabricación de bienes de consumo, en el transporte y en otros elementos que nos permiten vivir con mayor o menor grado de bienestar material como la calefacción, la sanidad o las nuevas tecnologías. El modelo energético que sustenta este desarrollo material se ha basado en un consumo desenfrenado de combustibles fósiles: carbón, petróleo y gas natural. Esta situación, heredada desde los tiempos de la Revolución Industrial, no es sostenible a medio plazo debido a razones ambientales², económicas³ y demográficas⁴.

Esta situación está impulsando el desarrollo de nuevas tecnologías que permitan el uso de fuentes de energía alternativas, como la radiación solar. Una forma de aprove-

chamiento de este recurso es mediante sistemas de concentración solar para la generación eléctrica. Debido a su juventud, esta tecnología se encuentra en un momento apasionante donde empresas y grupos de investigación compiten por desarrollar sistemas cada vez más eficientes y rentables. A pesar de los enormes avances realizados en los últimos años, que han colocado a España como líder mundial, la realidad es que los costes de generación termosolar no pueden aún competir con las tecnologías tradicionales en ausencia de incentivos económicos. El problema principal radica en que, debido a los ciclos día/noche, el número de horas de operación de una central termosolar simple es limitado (unas 2.000 h/año de las 8.760 h/año disponibles en una planta que operara 24 h/día y 365 días/año). Esto se ve acrecentado por la necesidad de parar y arrancar la planta diariamente.

Los sistemas de almacenamiento térmico han supuesto un avance importante en este aspecto. Estos sistemas permiten acumular energía térmica durante el día para liberarla por la noche, de modo que es posible mantener la planta operando durante un número de horas después de la puesta del Sol. Su principal problema es el elevado coste de inversión, operación y mantenimiento.

Otra solución que se analiza en este trabajo supone la hibridación de la energía termosolar de concentración con otras fuentes de energía. La combinación de distintas tecnologías y recursos energéticos complementarios en una misma planta permite maximizar el número de horas de operación, aumenta la rentabilidad y la eficiencia energética del proceso, a la vez que reduce su impacto ambiental. La hibridación de energía termosolar con gas natural se ha probado con éxito en centrales comerciales. Una estrategia más sostenible y 100% renovable supondría la hibridación de la energía solar con biomasa. Éste es el objetivo de sendos proyectos de investigación liderados por empresas y centros de investigación españoles y financiados por el Ministerio de Economía y Competitividad (MINECO, España) y la Comisión Europea (7º Programa Marco). El presente trabajo tiene como objetivo hacer un análisis divulgativo de la tecnología de concentración solar termoelectrónica en el contexto energético español con el fin de entender las dificultades técnicas y económicas que encuentra su desarrollo co-

¹ Equivalente a 2.000 kcal/día.

² La combustión de recursos fósiles libera a la atmósfera gases de efecto invernadero que son el origen del cambio climático global que asola el planeta.

³ El aumento en la demanda y el progresivo agotamiento de los recursos no renovables empujarán al alza el precio de los combustibles fósiles, lo que en ausencia de otras alternativas energéticas supondrá una contracción severa de la economía global y, previsiblemente, el origen de conflictos internacionales.

⁴ La población mundial continúa aumentando: 1.650 millones de personas en el año 1900, 2500 millones en 1950, 6.000 millones en 2.000 y 7.000 millones en 2011.

mercial. Se evalúa la complementariedad y el potencial de hibridación de la energía termosolar de concentración con otras fuentes de energía.

1.1 El modelo energético español

El modelo energético español es particularmente frágil. Esto es debido principalmente a su enorme dependencia sobre el consumo de combustibles fósiles y la falta de este tipo de recursos en nuestro territorio. De la cerca de 132,000 ktep⁵ de energía primaria (el total de recursos energéticos consumidos) que se consumieron en España en 2010, el 77,2% provenían de recursos fósiles distribuidos de la siguiente forma: 47,3% del petróleo, 23,5% del gas natural y 6,4% del carbón. El 12,1% restante tenía su origen en recursos nucleares y sólo el 11,1% se generaba a partir de recursos renovables. España importa más del 99% del petróleo y del gas natural que consume y aproximadamente el 60% del carbón [1]. Como hemos dicho, además de tener un impacto en el medio ambiente, esta dependencia supone un riesgo estratégico para el suministro energético del país, que se podría ver acrecentado en situaciones de inestabilidad política y económica.

La solución a esta situación se asienta sobre dos pilares: por un lado, una reducción en el consumo de energía primaria mediante la aplicación de medidas que favorezcan el ahorro y la eficiencia energética; por otro, el aprovechamiento de recursos energéticos autóctonos de origen renovable que sustituyan de forma progresiva el consumo de combustibles fósiles. El Gobierno de España ha ido desarrollando medidas en estos dos ámbitos que se enmarcan dentro del Plan de Energías Renovables (PER) 2011–2020 [2] y el Plan de Acción de Ahorro y Eficiencia Energética 2011–2020⁶ [3]. El PER se marca como objetivos para 2020 que los recursos renovables aporten el 22,7% de la energía primaria, el 10% de los carburantes para el transporte y el 42,3% de la generación eléctrica consumida en España.

⁵ 1 ktep = 41,9 × 10⁹ J = 41,9 GJ.

⁶ Estos Planes dan cumplimiento a las obligaciones europeas marcadas en las Directivas 2009/28/CE de promoción de energías renovables y 2006/32/CE de eficiencia energética, y suponen una continuación de las estrategias anteriores descritas en el Plan de Energías Renovables 2005–2010 y el Plan de Acción 2008–2012 de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España.

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico desarrolló en España el llamado *Régimen Especial*⁷, que define una serie de condiciones ventajosas para la generación y comercialización de electricidad a partir de recursos renovables (hidráulicos, biomasa, eólicos, solar), residuos y mediante procesos de cogeneración. Entre otras cosas, esta normativa desarrolla un sistema de primas que compensa a los inversores por el mayor coste que supone el uso de recursos alternativos. Estos incentivos son diferentes en función del tipo de tecnología y de recurso energético empleado. La normativa original ha sido actualizada en 2004⁸ y 2007⁹, adaptando las primas en función del coste de producción de las distintas tecnologías y la consecución de los objetivos marcados en el PER vigente. La Tabla 1 muestra las primas a la generación eléctrica que se describían en el RD 661/2007¹⁰.

Tabla 1. *Primas a la generación de electricidad a partir de distintas fuentes de energía (RD 661/2007).*

Fuente de energía	Periodo	Prima (c€/kWh)
Eólica	20 años	7,3
Fotovoltaica	25 años	23,0 – 44,0
Termoeléctrica	25 años	26,9
Geotérmica y maremotriz	20 años	6,9
Cultivos energéticos	15 años	14,7 – 16,0
Residuos agrícolas y forestales	15 años	10,8 – 15,9
Biogás	15 años	5,4 – 13,1
Residuos industriales	15 años	6,5 – 12,6

⁷ Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico que se desarrolla mediante el RD 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración.

⁸ RD 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

⁹ RD 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

¹⁰ Estas primas se aseguraban durante un periodo inicial de entre 15–25 años, más una prórroga adicional de otros 15–20 años con retribuciones ligeramente inferiores.

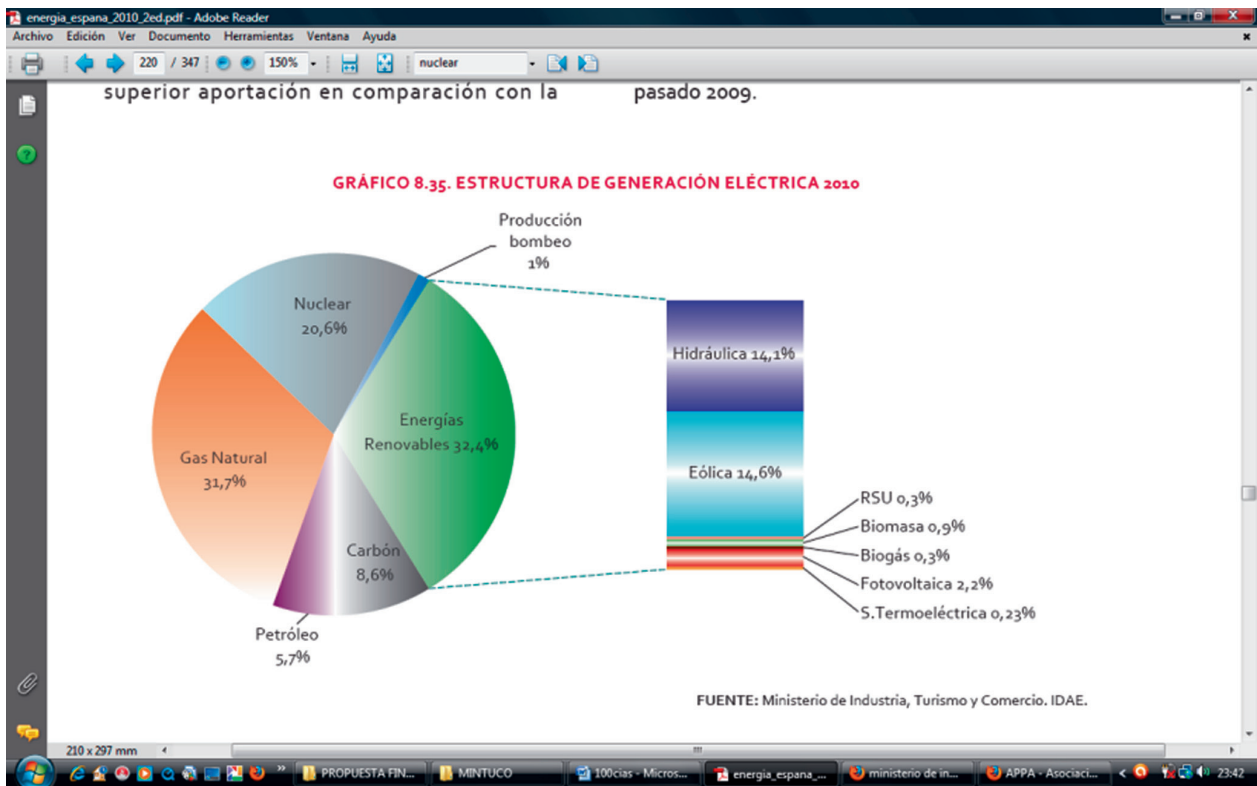


Figura 1. Estructura de generación eléctrica en España [1].

Como referencia cabe reseñar que la Comisión Nacional de la Energía estimaba que los costes de generación eléctrica convencional en ese mismo año (2007) variaban entre los 3,9 c€/kWh (hidroeléctrica) y los 7,2 c€/kWh (centrales térmicas de carbón), y que la retribución media en el mercado mayorista había sido de 7,3 c€/kWh [4]. Este sistema permitió un rápido crecimiento en el sector de las renovables durante la década del 2000-2010. La Figura 1 muestra la estructura de generación eléctrica en España en 2010 en la que se observa que el 32,4% del total generado corresponde a fuentes renovables, principalmente de origen hidráulico (14,1%) y eólico (14,6%).

Como se describe anteriormente, el nivel de primas se ha ido adaptando en función de los costes de generación y la consecución de los objetivos marcados en los distintos Planes estratégicos. El RD 2818/1998 situaba las primas a las termoeléctricas inicialmente en 12 c€/kWh. Este valor se revisaba al alza con el RD 436/2004 hasta los 18 c€/kWh y aumentaba aún más con el RD 661/2007 hasta 26,9 c€/kWh¹¹.

Estos incentivos han situado a España en el centro mundial de la energía termosolar. Según datos de enero de 2013, Espa-

ña cuenta ya con 39 centrales termosolares operativas que suponen en su conjunto una potencia instalada de 1.781 MW, y una generación eléctrica estimada de 4.670 GWh/año¹². Esto equivale al 70% de la potencia instalada en el mundo. Además hay en construcción otras 21 plantas que entrarán en funcionamiento a lo largo de 2013 y aportarán otros 1.300 MW adicionales. De cualquier forma, este crecimiento hay que verlo en perspectiva. Una sola central térmica como la de Cartagena (Murcia)¹³ genera del orden de 9.000-10.000 GWh/año, lo que supone más del doble que las 39 termosolares juntas. El aporte de la energía solar termoeléctrica al *mix* eléctrico¹⁴ español en 2012 fue de sólo el 1,8%.

El sistema de primas estuvo vigente hasta inicios del año 2012 cuando se aprueba el RD-ley 1/2012 [5]. Esta normativa no afecta a las centrales ya inscritas en el registro de asignación de *Régimen Especial*, pero supone la cancelación (en principio temporal) del sistema primas para nuevas plantas. La moratoria se enmarca dentro de las ac-

¹² Se pueden revisar las características técnicas y la localización de cada una de estas plantas en la página web de la organización ProTermoSolar (www.protermosolar.com).

¹³ Central de gas natural de ciclo combinado de 1.200 MWe.

¹⁴ El mix eléctrico describe la proporción de cada una de las distintas tecnologías y recursos energéticos que contribuyen a la generación de electricidad en un país.

¹¹ En concreto: 26,9 c€/kWh durante los primeros 25 años y 21,5 c€/kWh durante los 25 años siguientes.

ciones dirigidas a la reducción del déficit público y tarifario que acomete el nuevo Gobierno tras las elecciones generales del 20 de noviembre de 2011. Esta situación ha llevado al sector de las renovables en España a una parada completa de nuevos proyectos que continúa a día de hoy.

2. ENERGÍA SOLAR TÉRMICA DE CONCENTRACIÓN

2.1 El recurso solar y su aprovechamiento energético

En el Sol tienen lugar reacciones de fusión nuclear en cadena mediante las cuales los átomos de hidrógeno (${}^1\text{H}$) se convierten en helio (${}^4\text{He}$). Este proceso genera una gran cantidad de energía que se emite al espacio en forma de radiación electromagnética. La parte exterior de la Tierra recibe una media de 1.367 W/m^2 de energía radiante en cada momento¹⁵, que inciden sobre las capas más altas de la atmósfera. Alrededor del 22% de esta radiación es reflejada hacia el espacio exterior, el 20% es absorbida por los componentes de la atmósfera y el 58% restante la atraviesa incidiendo sobre la superficie terrestre. La latitud geográfica de un punto determinado de la superficie terrestre determina el espesor de capa atmosférica que atraviesa la radiación (mayor en los polos que en el ecuador) hasta llegar a la superficie. Además, el clima determina la probabilidad de que existan elementos meteorológicos que afectan a la transferencia de radiación, como las nubes, nieblas, etc. El conjunto de estas variables permite determinar la cantidad de recurso solar medio disponible en un lugar geográfico determinado. Esta disponibilidad media varía de forma cíclica en función de la hora del día y de la estación del año.

Distintas tecnologías permiten el aprovechamiento energético de la radiación solar. Los *paneles fotovoltaicos* permiten transformar la radiación solar directamente en electricidad mediante el uso de materiales semiconductores. Los *paneles térmicos de baja temperatura* se emplean para generar agua caliente y calefacción en proyectos a pequeña escala. La otra opción que se analiza en este artículo son los sistemas de concentración solar para la generación eléctrica [6]. Esta tecnología requiere de altos niveles de radiación solar directa¹⁶.

¹⁵ Este valor lleva por nombre “constante solar”.

¹⁶ A diferencia de los paneles fotovoltaicos que emplean de forma más eficiente la radiación solar difusa.

Este recurso es muy abundante en zonas desérticas (Australia, Sudáfrica, Egipto, Arizona, California, Chile), donde se alcanzan niveles de radiación directa anual de hasta $2.600\text{--}3.000 \text{ kW}\cdot\text{h/m}^2$. Algunas zonas del Sur de España, como Andalucía, Extremadura y Canarias, cuentan con valores de irradiación medios anuales de hasta $2.100 \text{ kW}\cdot\text{h/m}^2$ y tiempos de insolación de más de 3.000 h/año ¹⁷.

2.2 Ciclos Rankine y ciclos combinados para la generación eléctrica

Las centrales termoeléctricas convencionales operan según el ciclo termodinámico de Rankine, que se describe en la parte derecha de la Figura 2. Estas centrales necesitan un aporte térmico (1) que emplean para calentar una caldera (2) por la que circula agua. Esta energía se puede conseguir mediante la combustión de combustibles fósiles (carbón, petróleo, gas natural), combustibles alternativos (biomasa, residuos) o como resultado de una reacción nuclear. Otra opción que analizamos en este artículo supone conseguir ese aporte térmico mediante el uso de radiación solar concentrada.

Mediante una serie de intercambiadores de calor (3)¹⁸ se consigue que el agua que entra en la caldera se transforme en vapor sobrecalentado a elevada presión (100–150 bares) y temperatura (525–550°C). Este vapor se expande en una turbina de vapor (4) donde genera energía mecánica de rotación. El eje de la turbina está unido solidariamente a un generador eléctrico (5) que al girar produce electricidad. El vapor que sale de la turbina a baja presión y temperatura se hace pasar por un condensador (6,7) para transformarlo en agua líquida¹⁹. Un desaireador (8) elimina los gases disueltos formados en el proceso de condensación y un sistema de bombas (9) devuelve el agua líquida a la caldera (1) para cerrar el ciclo termodinámico.

Cuando se emplea combustible en forma de gas (principalmente gas natural), se puede generar electrici-

¹⁷ La Comisión Europea ha publicado mapas de recurso solar en Europa: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps/rad-month.php?lang=es&map=europe>

¹⁸ Aunque en la figura se representa un intercambiador simple, estos sistemas suelen incluir varias etapas (economizador, evaporador y sobrecalentador) que permiten optimizar el intercambio térmico y maximizar la eficiencia energética del proceso.

¹⁹ El condensador requiere una fuente de refrigeración: normalmente agua procedente del mar, de un río o de un pantano.

dad mediante un ciclo termodinámico Brayton. Como se muestra en la parte izquierda de la Figura 2, el combustible (aire) pasa por un compresor (a) antes de mezclarse con el combustible (gas natural) en una cámara donde tiene lugar la combustión (b). Los gases resultantes ceden su energía a la turbina de gas (c) que la transforma en energía mecánica de rotación. Esta turbina está conectada a un generador (d) que produce electricidad.

Los gases de escape salen de la turbina de gas a temperaturas muy elevadas (400–600°C), por lo que pueden ser dirigidos a la caldera de recuperación de un ciclo de vapor. Cuando un ciclo de gas opera de forma conjunta con un ciclo de vapor, el proceso se denomina ciclo combinado. Las centrales modernas de gas natural emplean esta tecnología que consigue generar electricidad con una eficiencia energética superior al 55%.

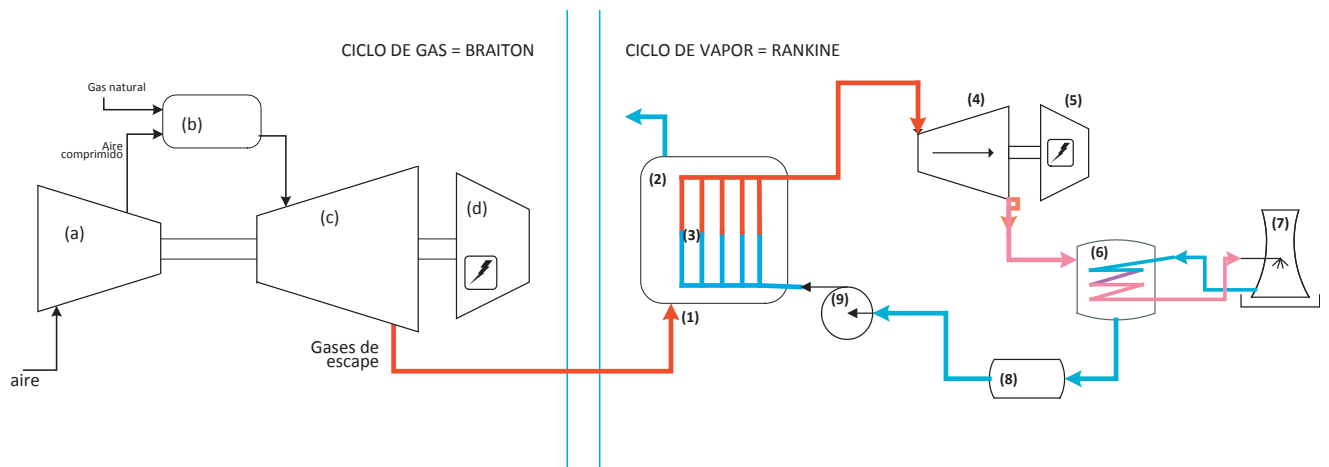


Figura 2. Ciclo de vapor (derecha) y ciclo de gas: operación conjunta en un ciclo combinado.



Figura 3. Colector solar y campo solar de tecnología cilindro-parabólica.

2.3 Tecnologías de concentración solar

Como hemos dicho, las centrales de concentración solar producen electricidad mediante un ciclo termodinámico de tipo Rankine, similar a las centrales térmicas convencionales de carbón, biomasa o fueloil. La única diferencia es que el aporte térmico que necesita el ciclo se consigue mediante radiación solar concentrada. De esta forma, la planta puede operar sin la necesidad de aportar un combustible externo, con el consiguiente ahorro económico y ambiental. Las plantas de concentración solar reciben el nombre de centrales termoeléctricas o centrales CSP por su acepción inglesa *Concen-*

trating Solar Power [7]. Las tecnologías termosolares se clasifican en función de las características del sistema de concentración solar que emplean. Como se muestra en la Figura 3, las tecnologías más extendidas son las basadas en colectores cilindro-parabólicos (más del 90% de la potencia instalada a nivel mundial) y las basadas en sistemas de receptor central o torre solar (alrededor del 9% restante)²⁰ [8].

²⁰ Debido a su menor penetración de mercado (menos del 1% de la potencia instalada), no se analizan en este trabajo los concentradores lineales tipo Fresnel ni los sistemas de disco parabólicos asociados a motores Stirling.

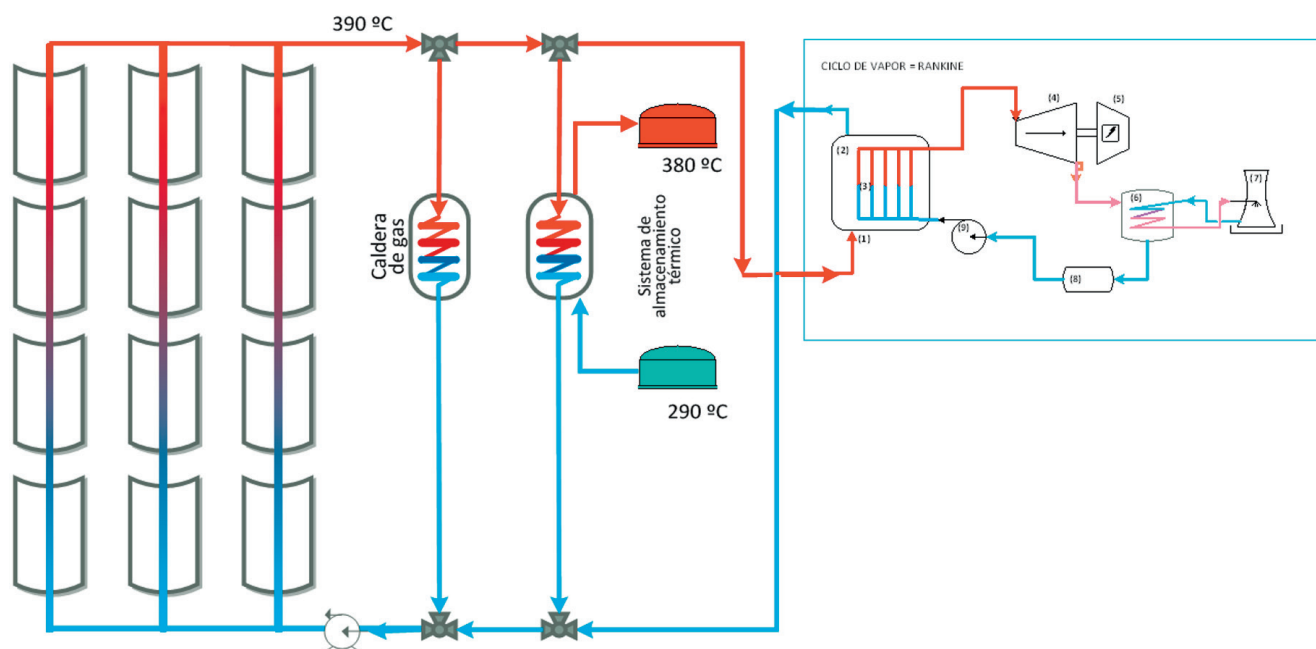


Figura 4. Representación de una planta termosolar de tecnología cilindro-parabólica con almacenamiento térmico y apoyo mediante una caldera de gas.

2.3.1 Tecnología de concentradores cilindro-parabólicos

Los colectores de este tipo están formados por una estructura metálica sobre la cual van montados un conjunto de *espejos* que tienen forma de parábola cilíndrica. Como se muestra en la Figura 3, estos espejos reflejan la radiación solar concentrándola sobre unos *tubos receptores* que recorren su línea focal²¹. Por el interior de los tubos receptores circula un fluido térmico (HTF, del inglés *Heat Transfer Fluid*)²² que absorbe esa radiación, elevando su temperatura.

Existen distintas configuraciones de central cilindro-parabólica. La Figura 4 muestra un diseño simple en el que se incluye un sistema de almacenamiento térmico y una caldera auxiliar. En una central de este tipo, la radiación concentrada consigue que el fluido térmico alcance temperaturas de entre 380–400°C²³. El HTF caliente

se lleva a una caldera de recuperación²⁴ donde cede su energía térmica a una corriente de agua para la generación de vapor sobrecalentado. Este vapor pone en funcionamiento un ciclo de vapor convencional como el que se describe en la Figura 2.

Con el fin de dar estabilidad al sistema y evitar fluctuaciones causadas por elementos meteorológicos (nubes, lluvia, etc.), el colector solar suele estar apoyado por una caldera auxiliar de gas natural que opera a distintos regímenes en función del grado de irradiación solar de cada momento. Esta caldera suele tener una capacidad limitada, por lo que sólo podría sostener la operación de la planta durante unos pocos minutos en ausencia de radiación solar. El gas natural puede aportar hasta 5–10% de la energía térmica de una planta termosolar, aunque su uso se suele limitar al máximo pues condiciona el coste de generación.

Las plantas termosolares modernas suelen contar también con un sistema de almacenamiento térmico que les permiten operar durante más horas y con mayor fiabilidad, independientemente de las condiciones meteo-

²¹ El colector cuenta con un sistema automático de seguimiento solar que maximiza la cantidad de radiación aprovechable.

²² Normalmente un aceite sintético con una elevada estabilidad térmica.

²³ Los concentradores cilindro-parabólicos podrían conseguir temperaturas más elevadas, pero la estabilidad térmica de los HTF condicionan las temperaturas máximas de operación.

²⁴ Estos sistemas suelen ser multi-etapa, con tres intercambiadores de calor (economizador, evaporador y sobrecalentador) operando en serie con el fin de mejorar la calidad del vapor (mayor presión y temperatura) y optimizar la eficiencia térmica del proceso.

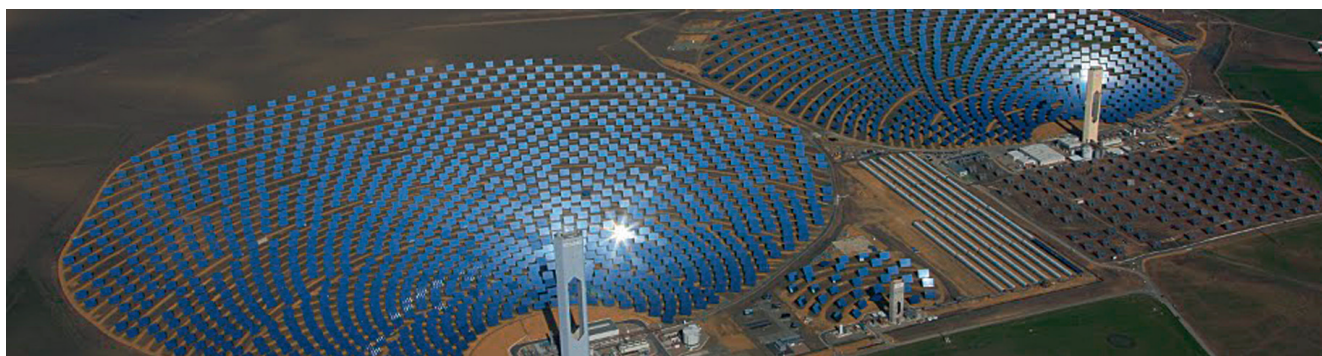


Figura 5. Centrales termosolares de torre central PS20 y PS10.

rológicas. La forma de almacenamiento térmico más habitual es mediante sales fundidas²⁵. Como se muestra en la Figura 4, durante el día, las sales fundidas se hacen circular desde el tanque frío al caliente a través de un intercambiador de calor al que cede energía el fluido térmico²⁶. Durante la noche se revierte el proceso, de forma que son las sales fundidas las que ceden calor al fluido térmico. Estos sistemas de almacenamiento térmico son capaces de mantener operativa la planta varias horas después de la puesta de sol. Por tener una referencia, un sistema de almacenamiento térmico de 8 horas permite aumentar el número de horas de operación de un planta termosolar desde 2.000 h/año hasta más de 3.500 h/año, lo cual supone un 75% más de generación eléctrica.

La estabilidad térmica del HTF limita las temperaturas de operación de las centrales termosolares de tecnología cilindro-parabólica, por lo que el vapor generado en el ciclo de potencia no es de muy buena calidad²⁷, lo que limita la eficiencia energética del proceso que suele ser de entre 35–40%. Además, los sistemas de almacenamiento térmico requieren grandes inversiones y tienen costes de operación y mantenimiento elevados, lo que incrementa el coste de generación eléctrica. En la actualidad, se trabaja en el desarrollo de fluidos térmicos más estables que permitan aumentar la temperatura de transferencia por encima de los 400°C. También se investiga el desarrollo de colectores que permitan la generación

²⁵ Normalmente mezclas de nitratos de sodio, potasio y calcio [NaNO₃, KNO₃, Ca(NO₃)₂] que tienen puntos de fusión de alrededor de 120°C.

²⁶ Las sales frías están a unos 275–290°C, mientras que las calientes están a 380–400°C.

²⁷ Temperaturas de hasta 375°C y presiones entre 50 y 100 bar.

directa de vapor y el uso de sales fundidas como medio de transferencia térmica.

2.3.2 Tecnología de torre solar

Las centrales termoeléctricas de torre solar emplean cientos de espejos (heliostatos) para reflejar la luz del Sol en un punto focal donde se sitúa el receptor. Los sistemas de concentración puntual (torres solares) consiguen niveles de concentración solar mucho más elevados que los sistemas de concentración lineal (cilindro-parabólicos)²⁸, con lo cual se pueden conseguir temperaturas mucho más elevadas²⁹. Algunas centrales de torre solar emplean sales fundidas como fluido de transferencia térmica con lo que se consiguen temperaturas de operación mucho mayores (entre 550°C y 580°C). Las sales calientes se bombean a un tanque de almacenamiento térmico y después a un intercambiador de calor donde ceden energía a un ciclo de vapor convencional para la generación de electricidad. Este diseño se emplea en la central termosolar de Gemasolar construida por SENER en Fuentes de Andalucía, Sevilla (España).

Otra opción en la tecnología de torre solar supone la generación directa de vapor. En este caso, se bombea agua directamente al receptor solar, que opera como si fuera la caldera en un ciclo de vapor convencional. Las plantas PS10 y PS20 construidas por Abengoa en Sanlúcar la Mayor (Sevilla, España) emplean esta tecnología. Una vista panorámica de estas centrales se muestra en la Figura 5.

²⁸ Más de 1.000 veces de concentración, comparado con 100 veces en el caso de sistemas cilindro-parabólicos.

²⁹ Las temperaturas de operación suelen estar condicionadas por la resistencia térmica de los materiales de construcción y los fluidos térmicos.

Se investiga también la posibilidad de emplear torres solares para calentar aire a muy elevadas temperaturas (1.000–1.500°C), similares a las que se consiguen en procesos de combustión de gas natural. Este aire se puede emplear directamente en una turbina de gas para generar electricidad en un ciclo combinado [8].

2.4 Aspectos económicos de la tecnología solar termoeléctrica

A pesar del impulso observado en los últimos 5 años, la tecnología termosolar se encuentra aún en estado embrionario y su viabilidad económica no sería posible en ausencia de ayudas públicas. Sin embargo, en el contexto energético actual, la posibilidad de emplear recurso solar para la generación eléctrica tiene un enorme atractivo. Es por ello que las empresas y los centros de investigación que operan en el sector se afanan en mejorar los procesos, el diseño de componentes y las estrategias de operación con el fin de disminuir costes, maximizar rendimientos y limitar el impacto ambiental de esta tecnología.

Las centrales termosolares requieren de una inversión inicial muy elevada, estimada en 4.500–6.150 €/kWe dependiendo del diseño y tecnología. Una planta convencional de 50 MWe supone una inversión inicial de entre 225 y 325 millones de euros. La curva de aprendizaje está siendo rápida, y estos costes son ya un 15–20% menores que los de hace 3–4 años. Los costes de construcción y los intereses de la deuda asociada a esta inversión suponen alrededor del 80% de los costes de generación eléctrica. El 20% restante son gastos de operación y mantenimiento. En la actualidad, el coste de generación eléctrica en centrales termosolares está entre 15 y 23 c€/kWh³⁰, dependiendo de la tecnología y el nivel de radiación solar. Se estima que la producción en serie, la optimización de procesos y la economía de escala permitirán reducir los costes hasta 10 y 14 c€/kWh en 2020 [9].

3. HIBRIDACIÓN TERMOSOLAR

Como se describía anteriormente, la energía solar de concentración tiene como ventaja que emplea un recurso gratuito y 100% renovable. Sin embargo, el recurso solar cuenta también con una serie de particularidades que hacen que su aprovechamiento energético

sea problemático. El principal problema es que los niveles de radiación solar están sujetos a los ciclos día/noche. Además, existen otras variaciones de carácter estocástico debido a fenómenos meteorológicos que ocurren de forma aleatoria. Como se describe anteriormente, los sistemas de almacenamiento térmico consiguen aumentar el número de horas de operación y mejoran la estabilidad de las centrales termosolares. Sin embargo, el coste de estos sistemas es muy elevado y no puede competir con otras tecnologías convencionales de generación eléctrica. Otra oportunidad es mediante la hibridación termosolar con otras fuentes de energía, tanto fósiles como renovables. Debido al carácter térmico de este recurso, su hibridación con otras tecnologías basadas en procesos de combustión es conceptualmente sencilla.

3.1 Hibridación simple mediante caldera auxiliar

Se podría decir que las plantas termosolares convencionales tienen un componente híbrido ya que, como se describe en la Figura 4, suelen contar con una caldera de apoyo que opera con gas natural (en algunos casos también carbón y fueloil). Su finalidad es aportar estabilidad al sistema termosolar, de forma que la potencia de operación no se vea afectada por el paso de nubes. En ausencia de radiación, la capacidad de esta caldera sólo permite mantener la planta termosolar en operación durante unos pocos minutos. Una caldera auxiliar aporta entre 5–15% de la energía térmica de una planta termosolar.

Una forma de hibridar la tecnología termosolar sería aumentando la capacidad de dicha caldera de forma que su aporte térmico al sistema sea mayor. De esta forma se podría mantener la planta operando durante la noche con combustibles fósiles y durante el día con energía solar. El problema de esta opción estriba en que la eficiencia energética de las plantas termosolares suele ser limitada (35–40%). El gas natural se podría emplear en centrales de ciclo combinado para generar electricidad con eficiencias superiores al 55%.

En lugar de calderas convencionales, se propone también el uso de *turbinas aeroderivativas* en sistemas híbridos solar/gas natural. En este caso, el campo solar aportaría el 100% de la energía al ciclo de vapor durante el día. La turbina operaría en un ciclo combinado durante la noche, aportando el calor de los gases de es-

³⁰ La CNE publicaba en su página web que la retribución media en el mercado mayorista de la electricidad en el año 2012 había sido de 5,4 c€/kWh.

cape al ciclo de vapor. La viabilidad económica de estos sistemas y estrategias de operación no está probada.

3.2 Hibridación mediante tecnología de Ciclo Combinado Solar Integrado

Otra forma de integración de la energía termosolar con combustibles fósiles es mediante *Ciclo Combinado Solar Integrado* (en su acepción inglesa *Integrated Solar Combined Cycle - ISCC*). Como se describe en la Figura 6, la estrategia se basa en suplementar el ciclo de vapor de una central de ciclo combinado convencional con vapor proveniente de un campo solar. Desde el punto de

vista de la eficiencia energética, la configuración de ciclo combinado consigue maximizar la generación eléctrica a partir de gas natural (> 55%). Además, la energía solar se convierte en energía eléctrica con una eficiencia similar a la que se consigue en el ciclo de vapor del ciclo combinado (40–45%). La integración solar en una planta de ciclo combinado consigue evitar las pérdidas asociadas al arranque y parada diarios características de las centrales termosolares convencionales. El coste de inversión en estas plantas híbridas es menor debido a que el bloque de potencia es compartido por las dos tecnologías (solar y gas natural).

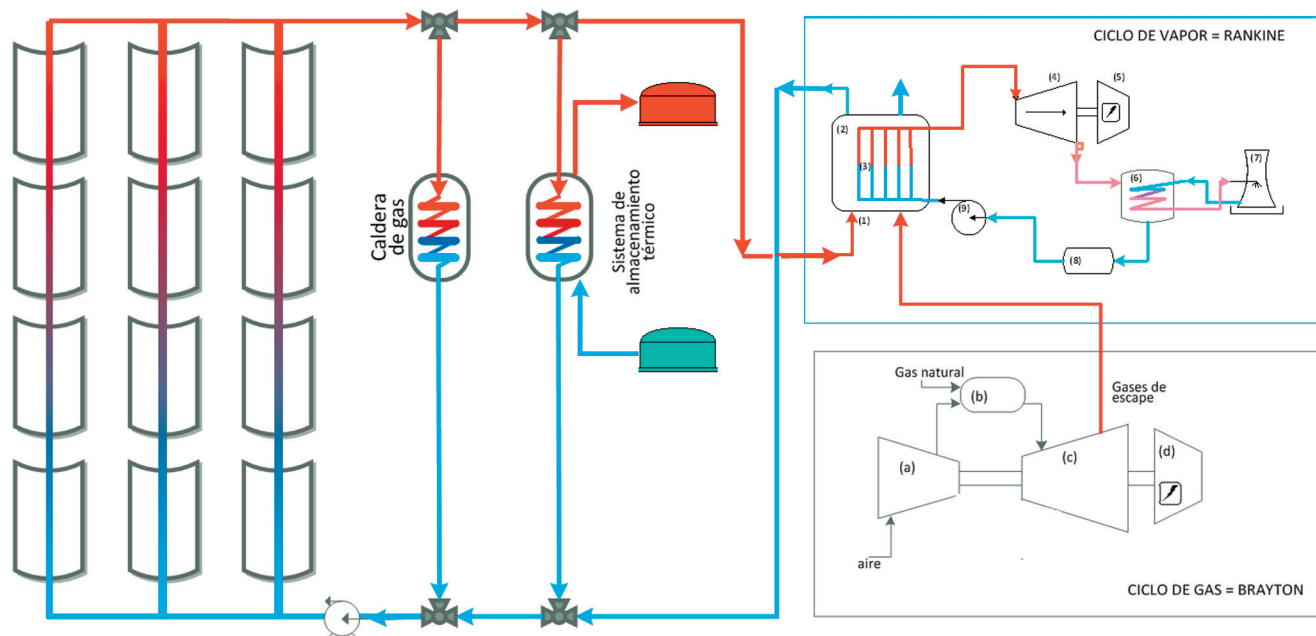


Figura 6. Planta de Ciclo Combinado Solar Integrado (ISCC).

El problema principal de este diseño radica en que el ciclo de vapor debe estar sobredimensionado para poder absorber el vapor generado durante el día por el campo solar. Sin embargo, por la noche, la turbina de vapor opera solamente con el aporte que proporciona el gas natural. Si la planta se diseña para que el aporte solar sea muy elevado, el ciclo de vapor operará durante la noche muy por debajo de su potencia nominal, lo cual afecta negativamente a la eficiencia energética del proceso y supone un coste de inversión no aprovechado. Las plantas comerciales de tipo ISCC suelen estar diseñadas para absorber una potencia solar máxima del 10–12% del total, lo cual supone menos de un 5% de contribución solar al año.

A pesar de estos problemas, existen cuatro plantas comerciales ISCC en el mundo: en USA (MNGSC - Flori-

da), Marruecos (Beni Mathar), Irán (Yazd ISCC) y Argelia (Hassi R'Mel), y se han anunciado licitaciones en otros países incluyendo Egipto y Kuwait. En la actualidad se investigan también otras formas de hibridación del gas natural con energía solar de concentración que suponen el precalentamiento solar del gas natural (*duct firing*) o del aire de combustión antes de su entrada en la turbina de gas [10].

4. HIBRIDACIÓN SOLAR/BIOMASA

Una forma de generar electricidad 100% renovable es mediante la hibridación de energía termosolar y biomasa. Las características de estos dos recursos permiten su aprovechamiento conjunto en una misma instalación termoeléctrica. Esta estrategia permite generar sinergias

que redundan en una mayor estabilidad de generación, mayor eficiencia energética del proceso, un menor coste de inversión y operación y una reducción del impacto ambiental [11].

En España existen en la actualidad 44 centrales termoeléctricas de biomasa. Estas plantas emplean como combustible residuos agrícolas (paja de cereal, producción de aceite de oliva y vino), residuos industriales (industria del papel, maderera) y residuos forestales. Estas 44 plantas suman una potencia instalada de 533 MWe (sólo el 1,2% de toda la potencia instalada renovable en España), y los objetivos marcados en el PER predicen un crecimiento hasta 1.350 MWe para 2020. La capacidad de las centrales de biomasa que operan en España varía entre 2 y 50 MWe, con una media de 10 MWe. El tamaño de estas plantas es muy pequeño en comparación con centrales térmicas de carbón o de gas natural, la mayoría entre 300 y 1.200 MWe. Esto es debido a que la capacidad de consumo de estas plantas es muy elevada en comparación con la capacidad de generación natural de biomasa. Además, los costes económicos y ambientales asociados al transporte y abastecimiento de este recurso son muy elevados, debido a que la biomasa tiene una densidad energética baja y se genera de forma dispersa. El pequeño tamaño de estas plantas, y las características combustibles de la biomasa, hacen que su eficiencia energética sea también limitada. Las plantas más pequeñas (< 5 MWe) consiguen eficiencias energéticas muy limitadas (15–20%), mientras que las centrales de mayor tamaño (5–25 MWe) los valores no suelen ser superiores al 22–25%³¹.

Las ventajas de hibridar estas dos fuentes de energía son evidentes. Por un lado, el aporte solar en una central térmica de biomasa consigue aumentar su potencia, lo que redundaría en un aumento de su eficiencia energética. Esta estrategia consigue además reducir costes de operación debido al carácter gratuito del recurso solar. Por otro lado, el aporte de biomasa en una central termosolar permite operar ininterrumpidamente durante 24 horas al día, evitando las pérdidas asociadas al arranque y apagado diario del proceso. La biomasa limita también

³¹ La co-combustión de biomasa en centrales térmicas de carbón o el uso de sistemas de co-generación permiten aumentar las eficiencias energéticas en la producción eléctrica a partir de biomasa. Estas alternativas llevan asociados otros problemas relacionados con el pre-tratamiento, transporte y compatibilidad de los recursos.

los problemas de estabilidad en la generación asociados a la variabilidad del recurso solar.

Existen distintas estrategias de hibridación solar biomasa. La opción más simple supone la incorporación de una caldera que opere en serie al campo solar, de forma que entre en funcionamiento cuando existe ausencia de radiación. El diseño conceptual es similar al que se describe en la Figura 4 para una caldera auxiliar de gas natural. La diferencia radica en que la caldera de biomasa debería tener una capacidad suficiente como para permitir que la central opere durante la noche a plena potencia. Durante el día, la planta operaría con energía solar, evitando los costes que supone el aprovisionamiento de biomasa. En diciembre de 2012 se puso en funcionamiento la primera central híbrida solar/biomasa del mundo en Les Borges Blanques (Lleida, España). La planta, construida por un consorcio de empresas formado por Comsa Emte y Abantia, cuenta con una potencia de 22,5 MWe y ha supuesto una inversión de 153 millones de euros. Está diseñada para operar 24 horas al día, con aporte térmico a partir de biomasa durante la noche y solar durante el día. El aporte de biomasa se regula en función de la potencia de radiación solar existente en cada momento.

Otra opción en proceso de investigación supone el uso de biomasa en forma de gas, bien como biogás derivado de la digestión anaerobia de biomasa fermentable o como gas producto derivado de la gasificación térmica de biomasa lignocelulósica. Este gas puede ser generado en la misma planta o puede ser transportado a ella mediante la red de distribución de gas natural, lo que requeriría la transformación previa del biogás en bio-metano. En ambos casos, la estrategia sería similar a la descrita en la tecnología de Ciclo Combinado Solar Integrado, donde el gas combustible se emplearía en un ciclo combinado y el campo solar aportaría energía térmica al ciclo de vapor.

CONCLUSIONES

La situación actual requiere del desarrollo de tecnologías rentables que faciliten una transición a un modelo energético sostenible. El aprovechamiento conjunto de recursos energéticos complementarios conlleva ventajas energéticas, económicas y ambientales. Éste es el caso de la energía solar térmica de concentración y la biomasa.

AGRADECIMIENTOS

El autor agradece al Ministerio de Economía y Competitividad la financiación del proyecto “Hibridación de tec-

nologías CSP-biomasa para la generación eléctrica”, Programa INNPACTO. IPT-440000-2010-004, y a la Comisión Europea, la financiación bajo el proyecto “INNOVATIVE CONFIGURATION OF A FULLY RENEWABLE HYBRID CSP PLANT”, FP7-ENERGY-2012-1. CP, Grant Agreement Number: 308912.

REFERENCIAS

- [1] *La Energía en España 2010*, Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (MITYC), ISBN: 978-84-15280-08-8.
- [2] *Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020*, aprobado por Acuerdo del Consejo de Ministros de 11 de noviembre de 2011.
(<http://www.idae.es/index.php/id.670/re/menu.303/mod.pags/mem.detalle>)
- [3] *Plan de Acción de Ahorro y Eficiencia Energética 2011-2020*, aprobado por Acuerdo de Consejo de Ministros de 29 de julio de 2011.
(<http://www.idae.es/index.php/idpag.89/re/categoria.1154/re/menu.11/mod.pags/mem.detalle>)
- [4] *Informe Complementario a la Propuesta de Revisión de la Tarifa Eléctrica a partir del 1 de julio de 2008. Precios y costes de la generación de electricidad*. Comisión Nacional de la Energía (CNE), 20 de mayo de 2008.
- [5] RD-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de

producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.

- [6] Richter, C., Teske, S. & Short, R. *Energía Solar Térmica de Concentración. Perspectiva Mundial 2009*, publicado conjuntamente por Greenpeace International, Asociación Europea de la Energía Solar Termoelectrica (ESTELA) y Solar PACES.
- [7] Palgrave, R. *Innovation in CSP*, Renewable Energy Focus, 9(6), 44-49 (2008).
- [8] European Commission Directorate-General for Research, “*SOLGATE Final Published Report, EUR 21615*” (2005).
(http://ec.europa.eu/research/energy/pdf/solgate_en.pdf)
- [9] *RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES*, Concentrating Solar Power, Volume 1: Power Sector, International Renewable Energy Agency.
- [10] Turchi, C.S., Ma, Z. & Erbes, M. *Gas Turbine/Solar Parabolic Trough Hybrid Designs*, National Renewable Energy Laboratory, Report Number NREL/CP-5500-50586 (2011).
- [11] Servert, J., San Miguel, G. & López, D. *The development of hybrid solar - biomass plants for the production of renewable energy; technical and economic assessment*; Global NEST Journal, 13(3), 266-276 (2011).

Guillermo San Miguel

*Dpto. de Ingeniería Energética y Fluido Mecánica
Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales
(UPM)*