

Integración de plantas termosolares en ciclos combinados. Hibridación de fuentes renovables y fósiles en la generación eléctrica

Palabras clave: Central ISCC, solar, ciclo combinado, planta híbrida.

Resumen:

Las acuciantes necesidades energéticas de muchos países en desarrollo son difícilmente cubiertas mediante la utilización exclusiva de recursos renovables. La tecnología solar, con enorme potencial en los territorios de latitudes adecuadas, requiere sin embargo elevadas inversiones cuya rentabilidad es muy dependiente del marco regulatorio existente en cada país. El empleo del gas natural en ciclos combinados es una de las formas más limpias y eficientes de generación eléctrica a partir de combustibles fósiles y representa un pilar estable, económico y versátil de muchos sistemas de generación. Combinando ambas fuentes de energía, las centrales termosolares integradas en ciclos combinados (plantas ISCC) constituyen una buena opción de generación para cubrir el crecimiento de la demanda minimizando el impacto ambiental y reduciendo el coste de la tecnología solar. En este artículo se desarrolla un modelo de una central de estas características para analizar su rendimiento anual y la rentabilidad del proyecto, así como estudiar las condiciones óptimas de la integración.

Key words: ISCC, solar, combined-cycle, hybrid plant.

Abstract:

Despite the continuous increase in energy production from renewable sources, this may not be sufficient to satisfy the highly-growing energy demand of developing countries. Solar CSP (concentrated solar power) has proved its potential in locations with good solar resources, but it still requires high investments, and its profitability relies on the regulatory framework in force. Natural gas, when used as fuel in combined-cycle power plants, is one of the cleanest and most efficient ways to generate electricity from fossil fuels. By combining both types of energy sources, integrated solar combined-cycles (ISCC) become a promising option to satisfy the growing demand and minimize the environmental impact at the same time by lowering prices of renewable energy. In this paper, a model of an ISCC power plant is presented to estimate its annual output and efficiency and its economic profitability. Furthermore it assesses different solar CSP technologies and analyzes the best integration conditions of the power plant.



Francisco Javier Becerro González

Ingeniero del ICAI (promoción 2013), especialidad Mecánica. Ha colaborado en el departamento Mecánico de la universidad y como experiencia internacional ha realizado prácticas en Alemania y cursado un año en la Universidad de Illinois, en Estados Unidos. Su proyecto fin de carrera, motivo de este artículo, fue desarrollado en colaboración con el Departamento Mecánico de Empresarios Agrupados y con el ICAI.



Pablo Frías Marín

Doctor Ingeniero del ICAI (promoción 2001). Trabaja como investigador en el Instituto de Investigación Tecnológica donde es responsable del área de Redes Inteligentes Sostenibles, a la vez que profesor en el Departamento de Electrotecnia y Sistemas donde coordina el Laboratorio de Máquinas Eléctricas.



Alfonso Junquera Delgado

Ingeniero industrial de la UPM, especialidad Técnicas Energéticas. Jefe de Sección de Desarrollo de Sistemas Mecánicos de Empresarios Agrupados (AIE). Su experiencia laboral abarca veinte años de trabajo en ofertas y proyectos de centrales térmicas convencionales, nucleares, ciclos combinados y termosolares.

El potencial de la radiación solar, que constituye el principal input energético de nuestro planeta, se conoce desde tiempos remotos y sin embargo sólo desde hace algo más de dos décadas la energía solar se emplea para cubrir parte de las necesidades del consumo eléctrico. Desde que se constató que el aprovechamiento solar para la generación eléctrica era viable el número de plantas solares se ha multiplicado cada año, pasando de 1.500 MW pico instalados en el año 2000 hasta más de 100.000 MW en el año 2012. Gracias a los nuevos desarrollos tecnológicos se ha podido reducir notoriamente el coste de las células fotovoltaicas, no obstante aún no se ha conseguido que los costes de la energía generada en plantas termosolares llegue a un nivel de competitividad aceptable.

Una de las propuestas que se extiende con firmeza consiste en la hibridación de plantas solares con otras tecnologías de forma que se reduzca la inversión específica del kW solar y se mejoren las condiciones de operabilidad y adaptación a la demanda. La combinación de centrales térmicas de carbón con campos solares ya es un hecho en algunas partes del mundo, donde la energía solar se utiliza normalmente para el precalentamiento del agua de alimentación. Abengoa ha colaborado junto con la empresa americana Xcel Energy en el desarrollo de la primera hibridación de una termosolar de 4 MW con una central térmica de carbón en el estado de Colorado, afirmando que se puede llegar a reducir el consumo de carbón en un 3%. La central australiana de Kogan Creek también usa esta tecnología, combinando un campo de colectores Fresnel de 44 MW frente a una potencia total de la planta de 750 MW. Esta solución puede ser interesante para reducir el impacto ambiental de países en desarrollo con crecientes necesidades energéticas como ocurre por ejemplo en zonas de África o Asia.

La integración solar en ciclos combinados (ISCC o Integrated Solar Combined Cycle) es la opción más desarrollada y que promete más op-

Tabla I. Plantas de generación ISCC en funcionamiento en la actualidad

Nombre	Localización	Potencia del campo de colectores
Martin Next Generation	Florida	75 MW
Palmdale	California	62 MW
Agua Prieta	México	31 MW
Ain Beni Mathar	Marruecos	20MW
Kuraymat	Egipto	20 MW
Hassi R'Mel	Argelia	25 MW
Yazd	Irán	17 MW

ciones de adaptación. La potencia térmica solar puede integrarse tanto en el ciclo Brayton de alta temperatura como en el ciclo Rankine. Como ejemplo de integración en el ciclo de gas compañías como la israelí AORA están investigando sobre receptores volumétricos de torre para calentar el aire de entrada de microturbinas de gas en aplicaciones de generación distribuida. La española Abengoa también está investigando algún prototipo de este tipo de receptor en su planta de Solugas en Sevilla. Sus puntos fuertes son el reducido consumo de agua y la alta eficiencia de

la conversión debido a las elevadas temperaturas del aire en el receptor. Otra alternativa que se baraja es el enfriamiento de la admisión de la turbina por medio de un ciclo de absorción.

Sin embargo en la mayor parte de aplicaciones la energía solar se usa para generar vapor que se introduce en la caldera de recuperación del ciclo combinado. Actualmente existe un número muy limitado de instalaciones ISCC en el mundo, donde los proyectos comerciales utilizan por lo general campos de colectores parabólicos, como se muestra en la Tabla I.

Figura I. Esquema explicativo del funcionamiento de una planta ISCC

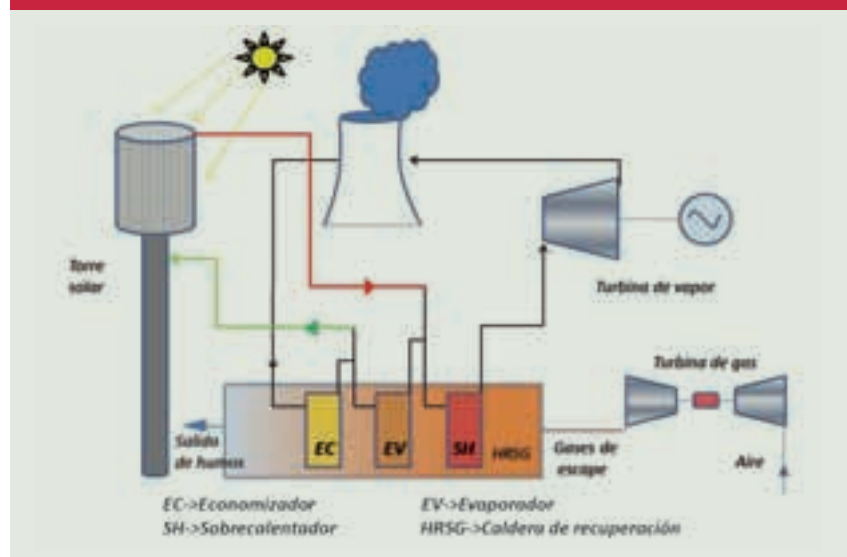


Figura 2. Torre y campo de heliostatos



El campo solar normalmente se utiliza para calentar agua a través de un intercambiador agua-aceite e inyectarla de forma saturada o sobrecalentada en otro punto de la caldera de recuperación, de forma similar al esquema de la Figura 1. El nivel de integración se puede ampliar de diversas formas, como por ejemplo usando parte del calor de los gases de escape para el precalentamiento del aceite térmico.

La mayor parte de las centrales actuales utilizan sin embargo diseños muy conservadores que limitan el potencial de mejora del rendimiento (grados de integración reducidos y vapor solar de presión limitada) debido a que la tecnología es muy reciente y lleva poco tiempo en funcionamiento. Además, estos proyectos suelen encontrar dificultades en su financiación, al ser la regulación más ambigua y menos generosa con respecto a plantas íntegramente renovables. Por estos motivos el crecimiento de los ISCC es aún moderado, y no acaba de despegar en países como India, con gran potencial para su implantación.

Estudio técnico y modelo de la central

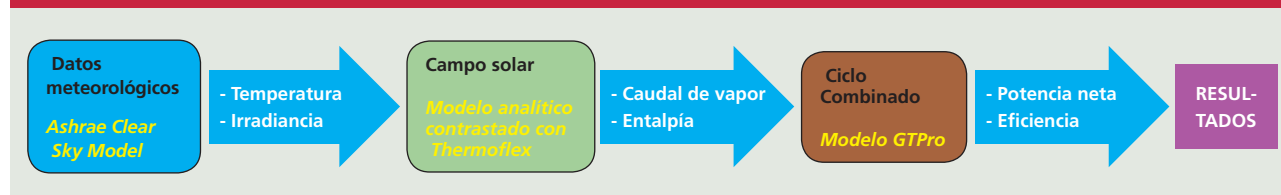
El análisis desarrollado trata de evaluar las plantas ISCC y de destacar posibles puntos de mejora. Para ello se parte de un proyecto de central ISCC sobre el que se desarrollan diferentes rediseños con el objetivo de extraer conclusiones más generales. La planta termosolar de estudio dispone de 4 campos de heliostatos rectangulares con torres de generación directa de vapor para producir una potencia eléctrica de 20 MW¹. La elección de un receptor de vapor frente a sales fundidas o aceite térmico simplifica y abarata el proceso de integración. Además la mayor complejidad que supondría un hipotético sistema de almacenamiento térmico del vapor no es tan importante porque como se verá este sistema no es tan aconsejable para las plantas híbridas. El diseño de los campos rectangulares permite un mejor aprovechamiento del terreno y la posible ampliación de la planta solar de forma modular, como se indica en la Figura 2, donde se muestran

las partes norte y sur del campo a ambos lados de la torre solar.

El ciclo combinado, multi-eje 2x2x1², está refrigerado por un aerocondensador y en condiciones de diseño (12°C y 60% de humedad relativa) presenta una potencia neta total de 1020 MW. La caldera de recuperación tiene tres niveles de presión y un recalentamiento, donde la temperatura máxima de entrada a turbina ronda los 584°C.

El método utilizado para simular la central se muestra en la Figura 3. Para estimar la producción solar se parte de los datos meteorológicos que se obtienen de una estación de la zona complementándose con predicciones de radiación estimadas de acuerdo al ASHRAE Clear Sky Model. El receptor solar se ha modelado de forma analítica con las ecuaciones fundamentales de transferencia de calor considerando pérdidas radiativas y convectivas en un banco de tubos verticales [1]. En su interior tiene lugar la generación y el sobrecalentamiento del vapor simulada mediante la correlación de Shah para flujo evaporativo en tubos.

Figura 3. Metodología de cálculo



⁽¹⁾ Para una eficiencia media de conversión del ciclo Rankine del 34% equivalen a 58 MW térmicos de vapor solar.

⁽²⁾ Configuración con dos turbinas de gas y dos calderas, pero una única turbina de vapor.

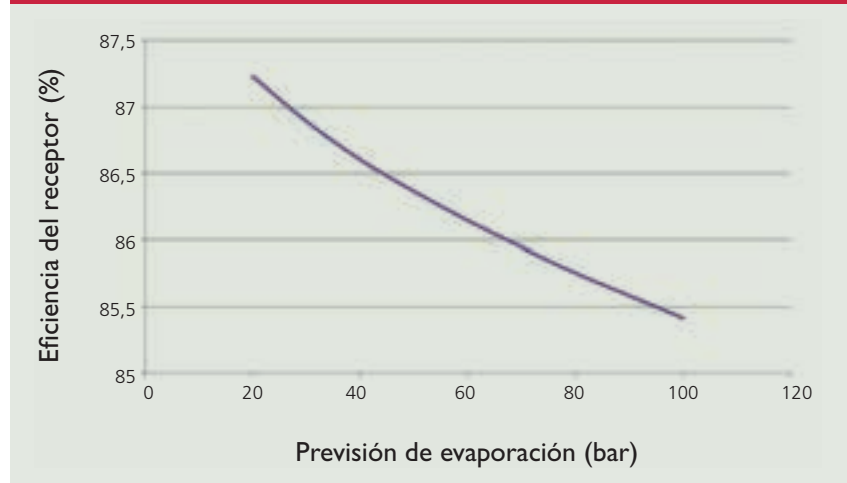
Dependiendo de las condiciones de integración se dimensionará el receptor cuya temperatura de salida no será en ningún caso superior a los 371°C. La presión sí puede variar considerablemente ya que si se extrae vapor del nivel de alta presión de la caldera se alcanzan los 160 bar, lo que implica mayor espesor en los tubos y mayor área de recepción. Debido a que la evaporación se realiza a una mayor temperatura también conlleva mayores pérdidas térmicas. Esto repercute en la eficiencia de la conversión como muestra la Figura 4.

Es notable remarcar que no existen en la actualidad receptores solares de vapor que operen en condiciones superiores a 100 bar y 500°C ya que la tendencia actual se basa en el uso de sales fundidas. Sin embargo la generación directa de vapor está volviendo a adquirir protagonismo por su posibilidades de hibridación y se prevén mejoras para llegar incluso a presiones supercríticas, si bien la fatiga térmica es un factor limitante de su desarrollo.

Combinando el rendimiento del sistema de recepción junto con las pérdidas del campo de heliostatos (atenuación, sombras y desbordamiento) es posible estimar el flujo de vapor aportado a la caldera en cada momento del día. Este caudal de vapor sirve como entrada para el modelo del ciclo combinado, que se simula con un software de balances térmicos comercial permitiendo analizar con precisión la influencia del flujo de aportación en la potencia neta de la planta. Un esquema simplificado de este modelo puede verse en la Figura 5.

También se han usado otros programas para modelar alternativas de diseño con un campo de colectores y un sistema de almacenamiento térmico, al igual que para estimar los precios de algunos equipos. Con estas herramientas se ha elaborado un mapa de condiciones de trabajo para diferentes temperaturas y niveles de irradiancia. Así es posible calcular la producción anual, el gasto de combustible y los rendimientos medios de la planta. Un análisis de los costes y un estudio económico permiten sacar

Figura 4. Influencia de la presión de evaporación en la eficiencia del receptor



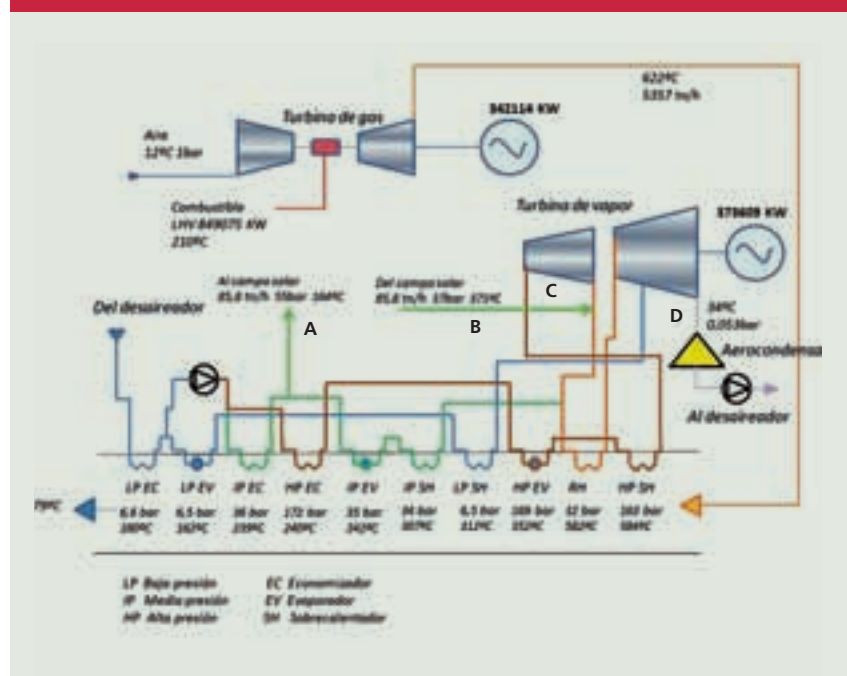
conclusiones con parámetros como la TIR, el VAN o el LEC (coste nivelado de la electricidad) y realizar estudios de sensibilidad.

La primera cuestión abordada es la elección del punto de diseño óptimo del conjunto de la planta. Este aspecto no es trivial ya que se debe elegir la combinación de irradiancia-temperatura-humedad más propicia que derive en un diseño de planta que sea capaz de operar de forma eficiente en las condiciones ambientales de cualquier época del año. El mejor equilibrio entre tamaño de los

equipos y producción anual se ha encontrado para la temperatura media anual (12°C) y la máxima irradiancia (850 W/m²).

Una vez establecido el diseño se pasa a analizar su funcionamiento para otras condiciones "off-design". Se observa que la presión y temperatura ambiente tienen un impacto en la potencia neta bastante mayor que la aportación solar, por el reducido peso relativo que ejerce ésta en el conjunto. Por el contrario diversas variables del ciclo, como el nivel de atemperación, son muy sensibles a las fluctuaciones

Figura 5. Esquema del ciclo combinado en operación nominal



de la carga solar. El caudal de vapor aportado por el campo solar (punto B en la Figura 5) variará en función de la diferencia de entalpías entre los puntos de inserción y extracción, por lo que en función de donde se localicen los mismos éste puede llegar a triplicarse. Por tanto en función de la configuración elegida se darán importantes variaciones de las presiones de la caldera y de entrada a la turbina (punto C en la Figura 5), que puede llegar fácilmente a su límite superior. Lo mismo ocurre en el escape de la turbina por la presión de condensación (punto D en la Figura 5). Si los ventiladores del aerocondensador funcionan a plena velocidad y se sufre un reducción de la potencia térmica solar (por ejemplo, por el paso de nubes), se llega a la mínima presión de condensación admisible siendo por tanto el diseño y la operación del foco frío un aspecto crítico en este tipo de plantas. El impacto de los transitorios de la termosolar sobre el funcionamiento de la turbina de vapor también tiene implicaciones importantes en lo referente a su control y esto ha llevado a que no se suelen construir centrales mono-eje donde la turbina de gas esté directamente acoplada con la de vapor:

Estudios realizados

En primer lugar se realiza una comparación entre la planta ISCC y un ciclo combinado estándar de las mismas características. Para esta primera comparación se utilizan las condiciones de integración más comunes en el nivel de media presión de la caldera. El vapor solar se inyecta sobrecalentado a 371°C en el recalentado frío del ciclo a 37 bar (punto A en la Figura 5) y se extrae como líquido saturado después del calderín de baja presión (punto B). Los resultados para este primer análisis se muestran en la Tabla 2.

La eficiencia media de la conversión solar-eléctrica llega hasta el 20% (mayor que el rendimiento típico en el rango del 15-18%), lo que unido a la menor inversión específica conlleva una reducción del coste nivelado para la central solar muy significativa (LEC de 150 €/MWh). Esto demuestra que la explotación de la energía solar en plantas ISCC la hace mucho más competitiva. Esta

Tabla 2. Datos de producción eléctrica para el ciclo combinado con y sin integración solar

Nombre	Solar independiente	Ciclo	ISCC
LEC(€/MWh)	150	66,5	67,1
TIR	1%	26%	23%
Payback(años)	22	5,5	6,5

mejora no sólo es fruto de la repartición de costes fijos de instalaciones, sino que existen sinergias energéticas motivadas por la integración en el ciclo Rankine. En concreto, la carga latente de la caldera de recuperación se reduce permitiendo una mejor adaptación de los perfiles de temperatura del lado del gas y del vapor; lo que se traduce en menores pérdidas de energía útil y mejoras en el rendimiento.

El coste de la electricidad para la planta en su conjunto es ligeramente superior al del ciclo tradicional para unos precios típicos de la electricidad y del gas, por lo que sin una tarifa especial el diseño propuesto no mejora su rentabilidad por motivo de la hibridación. Esto es debido a que la parte solar supone más de un 7% del coste y contribuye con menos del 2% de la potencia nominal.

Estudios complementarios

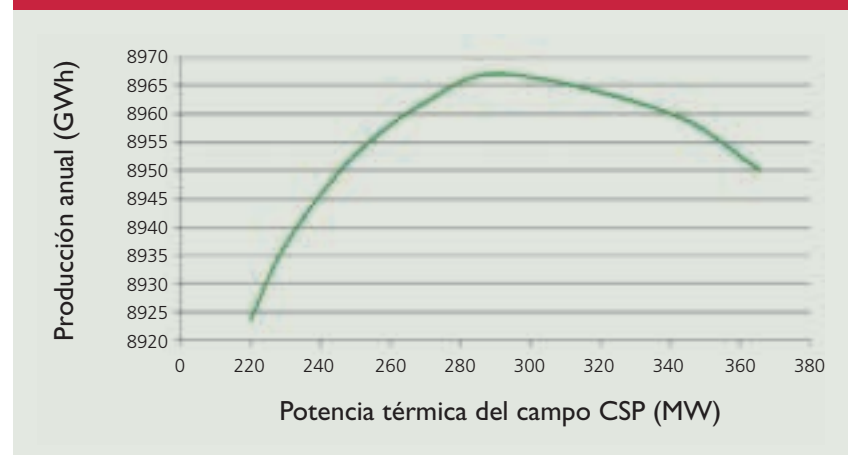
Por otra parte se analizan otras alternativas de conexión del vapor del campo solar. La más eficiente sitúa la extracción e inserción a la entrada y salida del

evaporador de alta presión (160 bar) respectivamente. Esta opción implica un mayor desembolso en los equipos, tanto en el campo solar como en el bloque de potencia, debido al incremento en el caudal de alta presión (punto C en la Figura 5). Sin embargo, la eficiencia de la conversión solar-eléctrica aumenta con esta alternativa hasta el 26%, incremento suficientemente grande como para igualar los costes eléctricos con los de un ciclo convencional.

Otra cuestión muy recurrente en este tipo de diseños es la determinación de los tamaños relativos óptimos del ciclo y de la solar, lo que se traduce en la búsqueda del máximo nivel viable de contribución solar (porcentaje de la potencia nominal aportada por el campo solar). Para este diseño la contribución solar que proporciona la máxima producción anual es del 10% (unos 100 MW eléctricos o 290 MW térmicos solares), como se muestra en la Figura 6.

Los factores que impiden que la producción no siga creciendo indefinidamente son la carga parcial de la

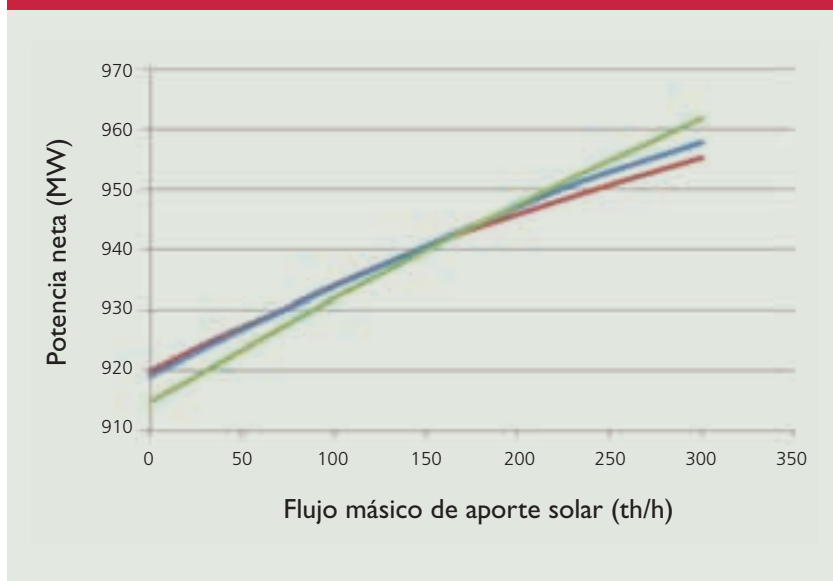
Figura 6. Curva de producción anual en función de la potencia térmica del campo



turbina de vapor por la noche o debido a nubes, y las necesidades de atemperación, penalizando ambos factores la eficiencia. En la Figura 7 aparecen las curvas de potencia para tres tamaños diferentes del campo solar mostrando que cuando el caudal de aportación es pequeño la planta de mayor tamaño reduce su potencia neta con respecto a las plantas menores. La atemperación se requiere para controlar la temperatura del vapor ya que los intercambiadores están ligeramente sobredimensionados respecto a su diseño sin carga solar. Por ello, a medida que aumenta el nivel de contribución es necesario mayor flujo atemperador por la noche, afectando al rendimiento medio anual. Otra alternativa para evitar tanta atemperación, que resulta más eficaz en la integración en media presión, es reducir el tamaño del recalentador lo que durante el día supone una ligera caída de temperatura del vapor:

Otro de los rediseños analizados ha sido la sustitución de un campo de torre por otro de colectores cilindro-parabólicos. Esta opción es viable siempre y cuando el rango de temperaturas del vapor solar entre dentro del margen de operación del aceite térmico, lo que es factible en media presión, pero no para la integración en alta. En el primer caso la eficiencia solar-térmica es algo inferior a la del campo de torre (sobre todo debida al intercambiador aceite-agua), pero la reducción en el coste de instalación hace que pueda ser más rentable. Se están experimentando colectores de generación directa de vapor que podrían ser la mejor solución en el futuro para niveles moderados de temperatura. Por otra parte, la adición de un sistema de almacenamiento térmico podría reducir los problemas de carga parcial y el tamaño de algunos equipos. Debido al escaso desarrollo del almacenamiento térmico de vapor de larga duración, se ha optado por la simulación de un sistema de sales fundidas. Los resultados muestran que no aporta beneficios económicos y las ventajas en la gestión de la producción son insignificantes en comparación con las que se tienen en plantas solares convencionales.

Figura 7. Potencia neta de la planta para diferentes contribuciones solares de diseño



Finalmente ha resultado interesante el análisis de estrategias de “power-boost” y “power-save”. En el primer caso, la incorporación de un sistema de postcombustión puede ayudar a maximizar la producción cuando el precio de la electricidad generada sea elevado (por encima de 6 c€/kWh) y resulta interesante para compensar la falta de vapor solar. El segundo caso consiste en reducir carga de la turbina de gas (menos del 3%) cuando el precio eléctrico sea bajo, similar a los costes variables de la planta. De esta forma se puede reducir el consumo y mantener la central operando de forma rentable si existe alguna prima para la energía solar.

Conclusiones

La operación de una planta ISCC conlleva un nivel de complejidad mayor que el de un ciclo combinado convencional y requiere un estudio exhaustivo para su optimización. Sin embargo las sinergias que aporta esta combinación son numerosas, sobre todo las relacionadas con el ahorro en equipamientos y mayores eficiencias del ciclo Rankine, lo que se traduce en un menor coste de la energía solar producida. Con el desarrollo de nuevas tecnologías de generación directa de vapor, como los campos de colectores DSG o las torres de presión supercrítica, la hibridación ISCC promete un amplio desarrollo

en el futuro, especialmente en latitudes que combinen un buen recurso solar y moderados precios del gas. ■

Bibliografía

- [1] Zambrana J.. Water evaporation in vertical tubes: an analytical approach for the sub-cooled flow boiling region and development of a method for evaluating and sizing evaporators, 2009.
- [2] Thomas F. Armistead. Integrating solar, conventional energy resources, *Combined Cycle Journal* (2010).
- [3] P. Frías, P. Linares, T. Gómez. “Análisis prospectivo general”, en *Tratado de energías renovables. Vol. I: Aspectos socioeconómicos y tecnológicos*. Editores Sánchez Galán, I.; Becker Zuazua, F.; Cazorla Prieto, L.M. y Martínez-Simancas Sánchez, J.. Ed. Aranzadi. Pamplona, España, 2010.
- [4] R. Buck, M. Romero and J.E. Pacheco. An update on solar central receiver systems, projects and technologies, 2002.
- [5] H. Nezammahalleh, F. Farhadi, and M. Tahaemami. Conceptual design and techno-economic assessment of integrated solar combined cycle system with direct steam generation technology, *Solar Energy* 84 (2010), no. 9, 1696 – 1705.
- [6] M. Kane and D. Favrat. Thermoeconomic analysis of advanced solar-fossil combined power plants, *Applied Thermodynamics* (2011).
- [7] Muñoz M. Montes M.J., Rovira A. and Martínez-Val J.M.: Performance analysis of an integrated solar combined cycle using direct steam generation in parabolic trough collectors, *Applied Energy* 88 (2011), no. 9, 3228 – 3238.