

POTENTIAL INTEGRATION OF SOLAR CONCENTRATED ENERGY IN ARRUBAL COMBINED CYCLE GAS TURBINE

Antoñanzas Torres, J; Alía Martínez, M. J.; Sodupe Portega, E.; Urraca Valle, R.;
Antoñanzas Torres, F.

Universidad de La Rioja

The high uncertainty on natural gas prices and the development of concentrated solar energy technologies has generated the expansion of integrated solar combined cycles (ISCCs). Since combined cycle gas turbines (CCGTs) reduce their efficiency at high air temperatures, which are localized when higher beam irradiation is available, a synergy exists between this efficiency loss and its compensation with solar energy. An integration of solar energy in Arrubal CCGT is proposed and modelled under different operating scenarios for seeking the optimization of natural gas usage or higher electricity yield.

Keywords: *Integrated solar combined cycles; Efficiency; Solar energy; Modelling combined cycle gas power plants*

POTENCIAL DE INTEGRACIÓN DE ENERGÍA SOLAR DE CONCENTRACIÓN EN EL CICLO COMBINADO DE ARRÚBAL

La elevada incertidumbre de los precios del gas natural y el desarrollo de las tecnologías de concentración solar ha propiciado la expansión de la integración solar en ciclos combinados (ISCCs). Debido a que los ciclos combinados convencionales (CCGTs) reducen su eficiencia con temperaturas del aire altas, las cuales están presentes cuando existe mayor irradiación directa, existe una sinergia entre esta pérdida de eficiencia y su compensación con energía solar. Una integración de energía solar en el ciclo combinado de Arrúbal es propuesta y modelada bajo diferentes escenarios de operación en busca de la optimización del uso del gas o de una mayor generación eléctrica.

Palabras clave: *Integración solar en ciclos combinados; Eficiencia energética; Energía solar; Modelado de plantas de generación de ciclos combinados*

1. Introducción

Las centrales de ciclo combinado proporcionan gran parte de la electricidad que se consume en España. Debido a que este consumo aumenta cada año, a la gran incertidumbre del precio del gas natural con el que operan y a la creciente concienciación medioambiental de la sociedad, se hace necesario buscar mejoras en la eficiencia de las centrales de producción. A pesar de que las centrales de ciclo combinado son los ciclos térmicos con rendimientos más elevados, es factible introducir algunos cambios. Si se tiene en cuenta el gran desarrollo que durante estos últimos años han experimentado las técnicas de concentración solar, es posible hablar de integración solar térmica en centrales de ciclo combinado (ISCC) (Bahernejad & Yaghoubi, 2010).

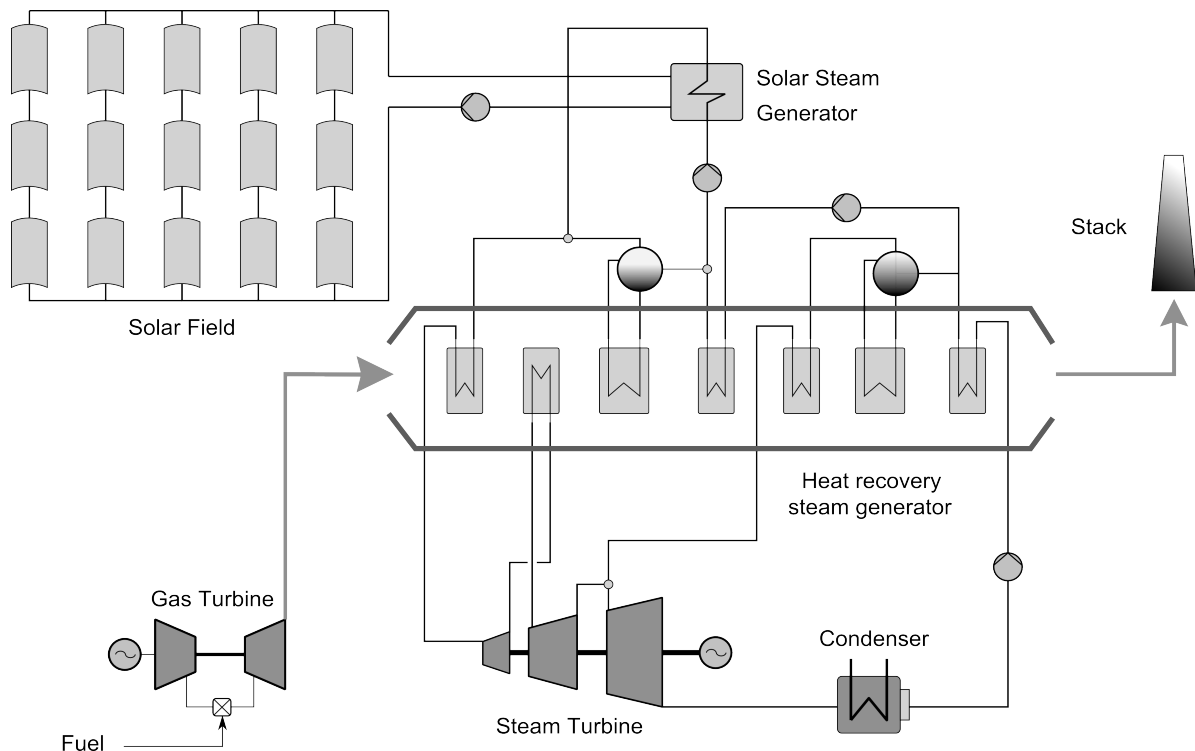
El fundamento de un ISCC se encuentra en la variación de rendimiento y producción de un ciclo combinado con turbina de gas (CCGT) en función de las condiciones ambientales (Dersch et al., 2004). Así, en situaciones de elevada temperatura, baja presión o baja humedad (condiciones fuera de diseño), como las que se pueden producir en verano, tanto la turbina de gas como la de vapor verían caer su rendimiento y producción, coincidiendo estos momentos, normalmente, con los de máxima radiación solar, siendo posible entonces integrar el vapor solar para hacer operar a la turbina de vapor a carga total. La producción y el rendimiento mejorarían en estos casos, cuando la demanda eléctrica es casi siempre elevada.

El campo solar funciona concentrando la radiación solar directa normal en conductos por los que circula un fluido a través de colectores parabólicos. El fluido puede llegar a calentarse hasta 390°C, produciendo vapor en el generador de vapor solar, que posteriormente es introducido en el intercambiador de calor (HRSG) para desplazar calor latente de vaporización en el circuito de alta presión y sobrecalentar el vapor de media presión.

La instalación de un campo solar para un ISCC resulta más sencilla que para la construcción de una planta de concentración solar (CSP) debido a que ya se dispone de la turbina de vapor.

El caso de estudio es el ciclo combinado de Arrúbal (La Rioja), que posee una potencia nominal aproximada de 800 MW divididos en 2 grupos de 400 MW y que cuenta con más de 56 ha en los alrededores donde es viable realizar la instalación requerida. El estudio se centrará en uno solo de los ciclos, de 402 MW. Se analizará el comportamiento del ISCC bajo la premisa de incrementar la eficiencia del ciclo.

Imagen 1: Esquema general de un ISCC



2. Material y método

2.1 Datos

Para estudiar la posible integración solar térmica en el ciclo combinado de Arrúbal se ha atendido al Año Típico Meteorológico en las diferentes variables estudiadas (Ordorica-García, 2011). Se han tomado datos meteorológicos horarios siempre de servicios públicos y gratuitos.

La radiación directa normal se ha obtenido de la página del CM SAF¹ (The Satellite Application Facility on Climate Monitoring), que elabora resultados a través de imágenes del satélite Meteosat. De esta fuente se extraen los valores horarios de radiación directa horizontal con una resolución espacial de $0,03^{\circ} \times 0,03^{\circ}$, el equivalente a un cuadrado de 3,5 km de lado. Al dividir estos valores entre el coseno del ángulo de incidencia se obtiene la radiación normal directa.

Se ha elegido como año meteorológico el 2005 porque es el último del que CM SAF dispone de valores horarios de radiación horizontal. Además, de la serie de años de que dispone CM SAF (1983-2005), el año 2005 es en el que se registran los mayores valores medios de radiación. De manera aproximada se estaría trabajando con el límite superior de radiación. Por otra parte, del año 2005 a la actualidad se ha registrado un aumento progresivo de la radiación solar y de las temperaturas de manera global, de modo que cobra aún más sentido trabajar con el límite superior de los datos disponibles.

Los valores de temperatura y humedad media horarios se han obtenido del Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente², que proporciona una amplia información gracias al Servicio de Información Agroclimática para el Regadío (SIAR).

¹ www.cmsaf.eu

² eportal.magrama.gob.es/websiar/Inicio.aspx

La estación más cercana al ciclo combinado de Arrúbal que pudiera suministrar los datos demandados es la de San Adrián, situada a 28,1 km, en el valle del Ebro.

Los datos horarios de presión se han obtenido de la base meteorológica de datosclima.es³ con datos extraídos de AEMET (Agencia Estatal de Meteorología). Los registros más cercanos a la central de Arrúbal son los relativos al aeropuerto de Agoncillo.

La situación del CCGT se puede consultar en la Tabla 1.

Tabla 1: Situación del CCGT

Latitud	42,41°
Longitud	-2,25°
Altitud	362 m

2.2 Análisis del CCGT

Son 3 los factores que se han tenido en cuenta para modelizar el comportamiento del ciclo combinado de Arrúbal fuera de sus condiciones de diseño: temperatura ambiente, presión atmosférica y humedad relativa.

Se ha considerado como presión de diseño aquella que le corresponda en función de la altitud a la que se encuentra el ciclo.

Tabla 2: Condiciones de diseño

Temperatura ambiente	15°C
Presión atmosférica	971,7 mb
Humedad relativa	60%

Se ha comenzado analizando la producción de la turbina de gas bajo la influencia de la temperatura ambiente, que es el principal de los factores que afectan al funcionamiento.

Las turbinas de gas son máquinas volumétricas, es decir, trabajan siempre con el mismo volumen de aire, de modo que cuando aumenta la temperatura ambiente, el flujo másico de aire entrante a la turbina decrece.

$$\dot{m} = P_{\text{aire}} \frac{p \cdot V}{R \cdot T} \quad (1)$$

Donde P_{aire} es el peso molecular del aire (kg/mol), p , la presión atmosférica (Pa), V , el flujo volumétrico (m^3/s), R , la constante de los gases ideales (J/mol K) y T , la temperatura (K).

Realizando el balance de energías entre las etapas de admisión, compresión y combustión se pueden conocer las temperaturas en los diferentes estados (salida de compresor, cámara de combustión y salida de turbina) a partir de la temperatura de admisión. Conocidas las temperaturas, se obtiene la entalpía en cada punto y es posible calcular la potencia entregada por la turbina (Singh, S. & Kumar, R. 2012).

La turbinas de gas de la central de Arrúbal posee una potencia de 260 MW. En la Tabla 3 se muestran los datos de partida considerados para realizar los cálculos.

³ <http://datosclima.es/Presion.php>

Tabla 3: Especificaciones de la turbina de gas

PCI gas natural (kJ/kg)	39900
Flujo de aire nominal (m ³ /s)	610
Temperatura del gas (°C)	25
Flujo de gas nominal (kg/s)	20
Rendimiento isoentrópico compresor	0,85
Rendimiento isoentrópico turbina de gas	0,9
Rendimiento electromecánico	0.94

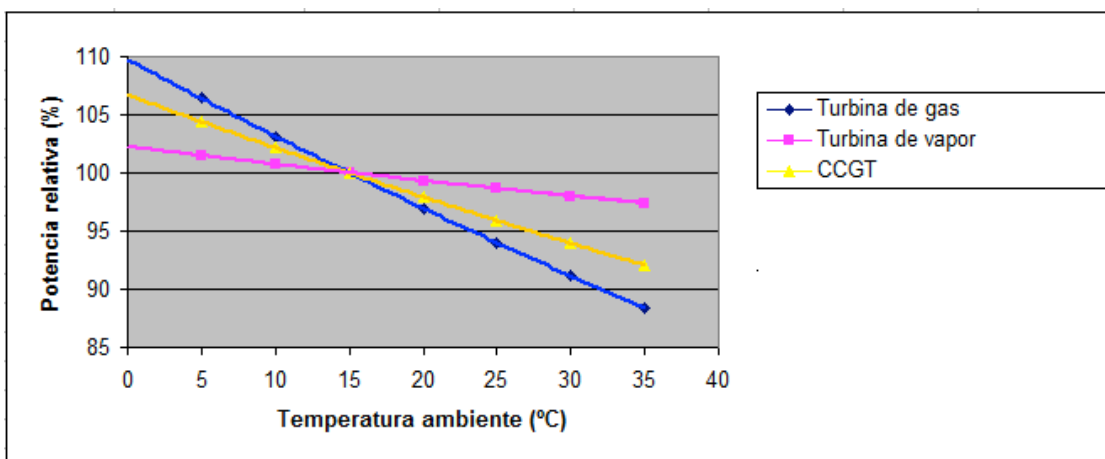
Tomando como referencia la temperatura de diseño, se obtiene la producción relativa y el rendimiento para temperaturas que no son la de diseño.

La variación de la presión, manteniendo la temperatura ambiente constante, solo afecta a la producción, no al rendimiento del ciclo de gas, debido a que a presiones ambiente menores, la presión de salida de la turbina de gas es asimismo menor (Kehlhofer et al., 2009). Las variaciones de presión afectan al flujo másico entrante al compresor.

La influencia de la humedad relativa en el comportamiento del ciclo combinado es de un efecto menor. Cuando la humedad relativa ambiental es superior a la de diseño, la producción de la turbina de gas y del ciclo combinado aumenta debido a que el aire posee un contenido mayor de agua y, por tanto, mayor entalpía, tal como indican Kehlhofer et al. (2009).

El comportamiento de la turbina de vapor bajo las condiciones ambientales se ha modelado teniendo únicamente en cuenta los cambios originados en la turbina de gas por tales causas, como la reducción del flujo másico de los gases de escape de la turbina de gas o su temperatura. De igual manera a como se ha procedido con la turbina de gas, comparando los diferentes resultados con los nominales, se obtienen los rendimientos y producción relativa. La turbina de vapor del ciclo de Arrúbal es de 142 MW.

Gráfico 1: Relación entre la temperatura ambiente y la potencia relativa



2.3 Producción solar

La producción solar térmica se ha calculado teniendo en cuenta la radiación solar directa normal y la geometría solar en el punto de estudio siguiendo el modelo de producción de Antoñanzas-Torres et al. (2012).

Otras características, como la absorptividad o reflectividad de los tubos o limpieza de los espejos se han considerado constantes. En la Tabla 4 se pueden apreciar los valores considerados para los colectores solares térmicos LS-3, que son los que se han empleado en el diseño.

Tabla 4: Características del colector LS-3

Tipo de colector	LS-3
Longitud de SCA	99m
SCAs por lazo	4
Orientación del colector	South
Limpieza del espejo	98%
Transmisividad	95,5%
Reflectividad	94%
Factor de interceptación	99,7%
Absortividad	95,5%
Eficiencia pico	85,5%
Anchura	5,76m
Distancia focal	1,71m
Área de apertura	545m ²
HTF	Therminol VP1
HTF entrada temperatura nominal	293°C
HTF salida temperatura nominal	393°C

El modelo de producción calcula los valores de potencia térmica integrable (P_{sol_int}) al intercambiador de calor para un número determinado de lazos.

2.4 Escenario de operación

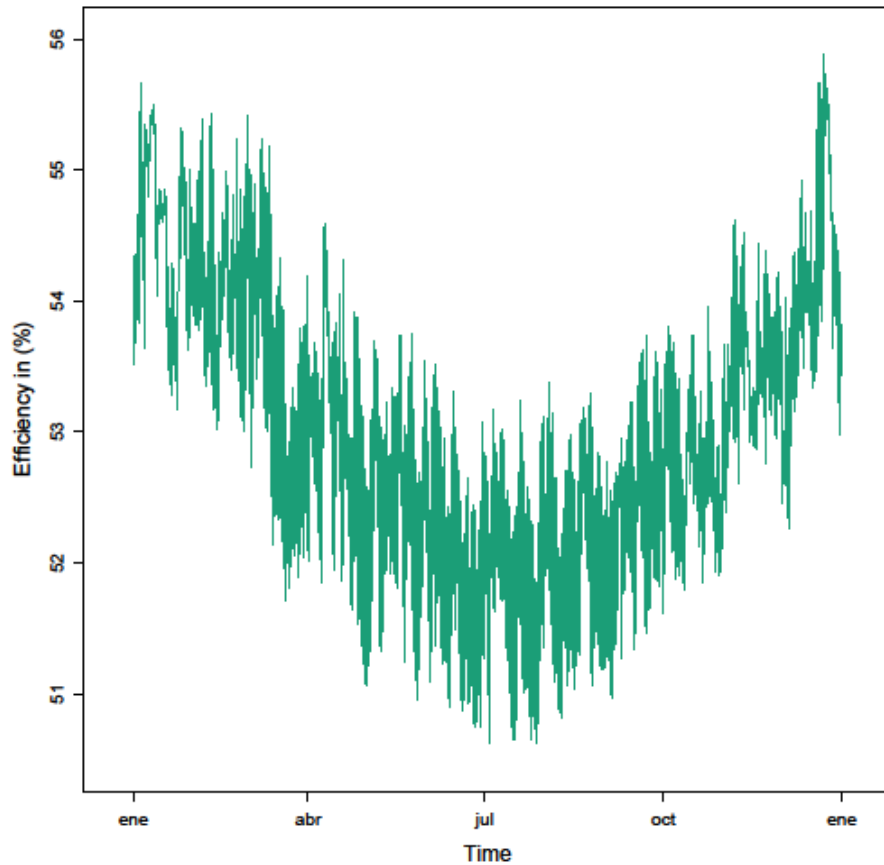
Se opera la turbina de gas al 100% de carga y se emplea el vapor solar para aumentar la producción. Se deberá tener en cuenta el dumping, que es la potencia solar que no se puede aprovechar debido a que la turbina de vapor ya está operando al 100%.

Estos resultados se compararán con el comportamiento original del ciclo, sin integración solar.

3. Resultados

Para el tratamiento de los datos y la obtención de los resultados mediante el modelo de producción se ha empleado el programa R Project. Los resultados se han obtenido considerando que el ciclo combinado trabaja 8760 al año.

Gráfico 2: Rendimiento del CCGT



En el Gráfico 2 se puede apreciar cómo el rendimiento global del ciclo en los meses de verano decae debido a las condiciones ambientales. Analizando todas las variables descritas anteriormente se traza la gráfica de producción solar térmica (puntos rojos) y dumping (puntos verdes) en función del número de lazos. Se comprueba cómo a partir de 7 lazos el dumping supera a la producción integrable, que comienza a estabilizarse en ese punto. Se establece, pues, el límite de integración en 7 lazos.

Gráfico 3: Producción y dumping en función del número de lazos

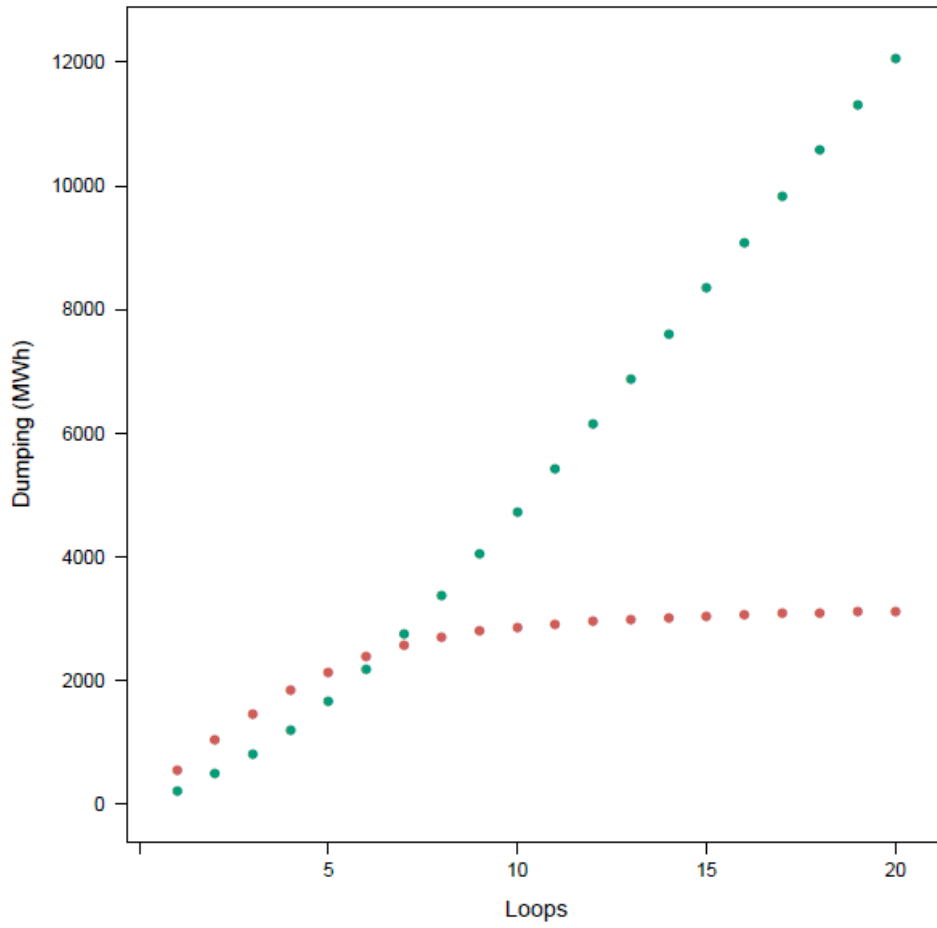
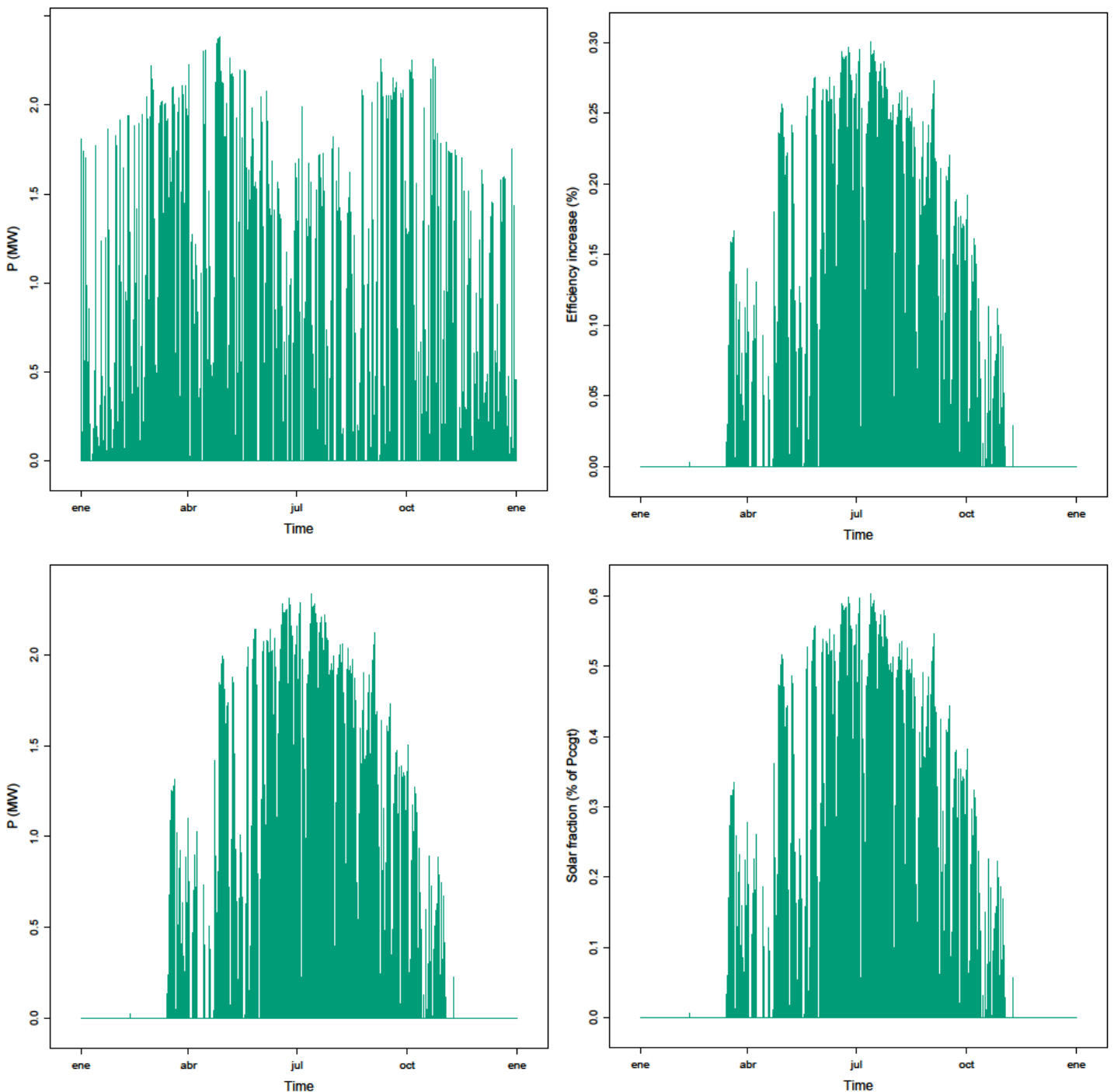


Gráfico 4: Arriba izquierda: Dumping. Arriba derecha: Incremento de eficiencia. Abajo izquierda: Integración solar. Abajo derecha: Fracción solar de producción



El Gráfico 4 ha sido elaborado con los datos relativos a una integración solar realizada con 5 lazos.

Se puede destacar que la eficiencia se mejora hasta un 0,3% durante los meses estivales con la introducción de 5 lazos de colectores térmicos, representando en esos momentos una integración solar térmica de más de 2 MW (0,5-0,6%).

Se observa que durante los meses de invierno no es posible la integración solar siguiendo el escenario de operación propuesto, debido a que la turbina de vapor ya

trabaja a plena carga sin necesidad del vapor solar a causa del aumento de rendimiento por las condiciones ambientales.

Tabla 5: Resultados en función del número de lazos

Lazos	Producción CCGT (GWh)	Producción ISCC (GWh)	Producción solar integrable (MWh)	Dumping (MWh)	Producción turbina vapor CCGT (GWh)	Producción turbina vapor ISCC (GWh)
1	3523,8	3524,4	539,4	220	1231,1	1231,614
2	3523,8	3524,8	1031,3	487,5	1231,1	1232,106
3	3523,8	3525,3	1463,2	815,1	1231,1	1232,538
4	3523,8	3525,6	1830,5	1207,1	1231,1	1232,905
5	3523,8	3525,9	2129,9	1667,2	1231,1	1233,205
6	3523,8	3526,2	2365,4	2191,1	1231,1	1233,44
7	3523,8	3526,4	2545,7	2770,2	1231,1	1233,62

La Tabla 5 muestra con valores cómo la producción solar integrable aumenta conforme se incrementa el número de lazos, tal como se aprecia en el Gráfico 3. La producción del ciclo se puede incrementar en 2,6 GWh anuales si se integran 7 lazos de colectores solares en el ciclo combinado de Arrúbal.

4. Conclusiones

La integración solar térmica en las centrales de ciclo combinado es una opción que permite mejorar la eficiencia de las mismas cuando las condiciones ambientales se alejan de aquellas de diseño. A partir de la generación de vapor en el campo solar y de su introducción en el intercambiador de calor, se puede tanto aumentar la producción eléctrica como mejorar la eficiencia del ciclo combinado en determinados momentos del año. Como se ha podido observar en los gráficos, resulta esencial establecer un equilibrio entre el potencial integrable y la capacidad del campo solar, debido a que a partir de un punto, el dumping crece exponencialmente mientras que la integración posible se estabiliza. Estos factores técnicos, junto con los económicos pertinentes serán los que establezcan el número óptimo de lazos a instalar.

Se acepta el carácter teórico de los resultados obtenidos, debido a que se ha partido de la base de que el CCGT-ISCC opera las 8760 horas del año, suposición que no es cierta para el ciclo estudiado. Estos resultados muestran, por lo tanto, el límite teórico posible de integración solar.

5. Bibliografía

- Antonanzas-Torres, F., Sodupe, E., Fernandez, R. & Martinez-de-Pisón, F.J. (2012). Technical feasibility assessment of integrated solar combined cycle power plants in Ciudad Real (Spain) and Las Vegas (USA). *16th International Congress on Project Engineering* (1282-1292). Valencia (Spain)
- Baghernejad, A., & Yaghoubi, M. (2010). Exergy analysis of an integrated solar combined cycle system. *Renewable Energy* 35, 2157-2164.
- Dersch, J., Geyer, M., Herrmann, U., Jones, S., Kelly, B., Kistner, R., Ortmanns, W., Pitz-Paal, R. & Price, H. (2004) Trough integration into power plants—a study on the performance and economy of integrated solar combined cycle systems. *Energy* 29, 947–959.

- Kehlhofer, R., Hannemann, F., Stirnimann, F., & Rukes, B., (2009). *Combined-cycle gas and steam turbine power plants* (3rd edition). Tulsa, Oklahoma: PennWell.
- Ordorica-Garcia, G., Vidal Delgado. A. & Fernandez Garcia, A. (2011). Novel integration options of concentrating solar thermal technology with fossil-fuelled and CO₂ capture processes. *Energy Procedia* 4, 809-816.
- Singh, S. & Kumar, R. (2012). Ambient air temperature effect on power plant performance. *International Journal of Engineering Science and Technology (IJEST)*, 4 (8), 3916-3923.