

# Generación de energía: ISCC Ciclo Combinado Híbrido de Kuraymat

## Visión crítica de la tecnología híbrida

Autor: Juan Ignacio de la Fuente Rodríguez  
Director de Proyecto  
IBERDROLA Ingeniería y Construcción, S.A.

Los proyectos tipo ISCC (*Integrated Solar Combined Cycle*) incorporan una parte de energía solar a un ciclo combinado (existente o en construcción) para ahorrar el coste equivalente en combustible convencional y mejorar su rendimiento exergético.

A medida que los combustibles fósiles son menos competitivos por su coste y emisiones en CO<sub>2</sub>, la incorporación de energía solar es una alternativa a tener en consideración porque aprovecha los activos de plantas ya existentes o nueva construcción para mejorar la eficiencia exergética, al mismo tiempo que modula la inversión en equipamiento solar en función del presupuesto y necesidades de generación, los ciclos híbridos confirman que ambas tecnologías no se excluyen sino que se complementan hacia un proceso más eficiente.

El ciclo ISCC de *Kuraymat* desarrollado por *Iberdrola Ingeniería y Construcción* en Egipto es una planta híbrida, flexible en cuanto a operación y con alta eficiencia exergética<sup>1</sup> diseñada para trabajar en dos modos de funcionamiento: “noche” como un ciclo combinado convencional de gas natural y “día” como un ciclo convencional al que se le añade la aportación exergética “gratuita” procedente sol.

En EEUU se han promulgado políticas tipo RPS (*Renewable Portfolio Standards*), que incluyen mandatos específicos en los que se requiere un porcentaje de energías renovables, como la solar, en proyectos tradicionales de generación, siendo los ciclos ISCC una respuesta eficaz a esta directriz.

El coste marginal por MWe instalado en tecnología híbrida es el 65% superior a un Ciclo Combinado (CC) convencional, debido principalmente al sobredimensionamiento de equipos principales como la Turbina de Vapor, transformadores principales, intercambiadores solares HTF (*Heat Transfer Fluid*), generador de vapor HRSG (*Heat Recovery Steam Generator*), y el propio equipamiento solar (Colectores, bombas de impulsión, fluido térmico HTF, etc.), así como la mayor exigencia en materiales por el aumento de transitorios, fatiga y stress térmico consecuencia de las variaciones de carga noche/día y estacionales.

Este sobrecoste se compensa con las altas eficiencias exergéticas alcanzadas, hasta 12 puntos por encima



de un CC convencional, es decir, un rendimiento bruto de 50,5 % para un CC convencional llega en el caso de ISCC *Kuraymat* hasta el 62,4 % en condiciones nominales de radiación solar (50 MJ/s).

Los costes asociados de un ciclo híbrido son todavía competitivos, seguidos a distancia por los costes de una planta con tecnología

<sup>1</sup> La exergía es un parámetro que mide la calidad de la energía. Este parámetro puede emplearse para analizar la eficiencia energética de los procesos industriales. Con un análisis de exergía pueden compararse diferentes alternativas para comprobar cuál tiene el mayor utilidad potencial como fuente de trabajo útil.

# Colaboración

## Bases de Diseño

DNI/Direct Normal Insolation	2.431 kW h/m <sup>2</sup> /año
Día de referencia solar (día referencia)	700 W/m <sup>2</sup>
Superficie del campo solar	130.800 m <sup>2</sup>
Número de colectores CSP	160
Número de lazos	40
Potencia solar (día referencia.)	50 MJ/seg
Temperatura lazo caliente entrada HTF Hx	393 °C
Temperatura lazo frío salida HTF Hx	293 °C
RPO <sup>2</sup> Generador Turbina de Gas	74,4 MWe
RPO Generador Turbina de Vapor	59,5 MWe
Potencia nominal Turbina de Gas	74 MWe
Potencia nominal Turbina de Vapor	80 MWe
Energía solar procedente del campo solar (3)	130,8 GWh/año
Capacidad Neta Total "modo día" (1)	122,9 MWe
Capacidad Neta Total "modo noche"	103,7 MWe
Pérdida Solar	2,7 MWe
Contribución Exergética Solar (2)	19,2 MWe
Solar Exergetic Share (4)/(5)	3,9%
Generación Exergetica Convencional anual (5)	836,5 GWhe/año
Generación Exergetica Solar anual (4)	34 GWhe/año
Rendimiento Transformación Solar (4)/(3):	26,0%
Contribución Solar vs. Total Generado (2)/(1)	15,6%
Gross Plant Efficiency (día referencia)	62,63% (a 20°C)

exclusivamente solar (seis veces superiores).

Según el EPRI (*Electrical Power Research Institute*), el uso de la energía solar para mejorar el rendimiento de CC convencional es la opción más competitiva por las sinergias existentes en equipamiento y el aprovechamiento intensivo de la inversión inicial de forma sostenible, atractiva para los inversores y su alta eficiencia exergética.

### Descripción del ciclo ISCC Kuraymat

El emplazamiento del Proyecto está situado en la localidad de *Kuraymat* a 29°16'45" Norte y 31°15'9" Este, a 95 km al sur de El Cairo y 2,5 km al Este del río Nilo, en pleno desierto y en una zona prácticamente despoblada, con una irradiación solar superior a 2.400 kW h/m<sup>2</sup>/año.

El Proyecto se presentó por primera vez al GEF (*Global Environmental Facility*) del Banco Mundial en 1.999, que decidió patrocinar cuatro (4)

proyectos en: Egipto, Marruecos, India y México mediante una subvención a fondo perdido de 49 millones USD para cada proyecto.

La financiación restante en moneda extranjera está asegurada por el JICA (*Japan International Cooperation Agency*) y el cliente final NREA (*New Renewable Energy Authority*) financia en moneda local otra parte

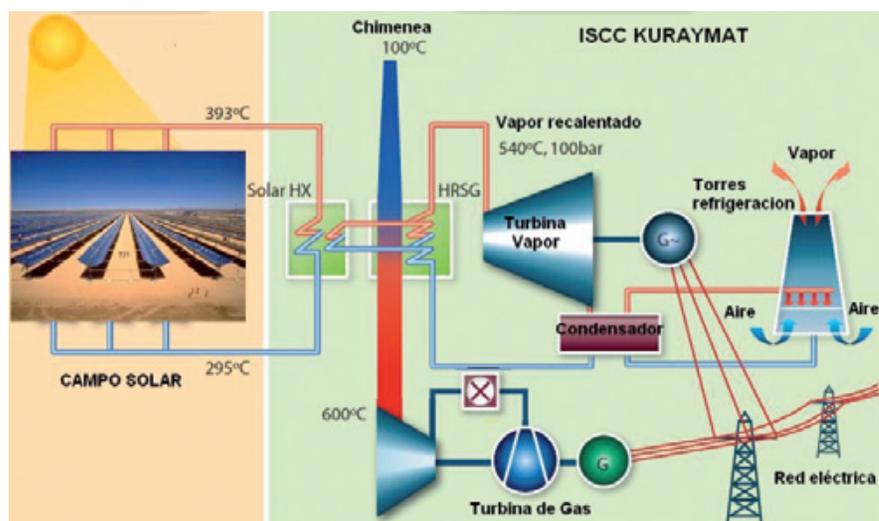


de la inversión en equipamiento local a través del NBE (*National Bank of Egypt*).

La petición de oferta del ciclo ISCC *Kuraymat* de Egipto se publicó en 2004 en dos lotes diferentes, una para la Isla Solar y otra para la Isla de Potencia junto a la integración con la Isla Solar, ambas fueron adjudicadas en Octubre 2007.

La planta empezó a construirse en Enero 2008 y finalizó la Construcción y Puesta en Marcha en Diciembre 2010. Acto seguido dio comienzo una etapa de Integración con el Campo Solar, Pruebas de Rendimiento y Fiabilidad que concluirán en el 2011.

La aportación solar, en términos exergéticos netos 19,2 MWe, reduce las emisiones de CO<sub>2</sub> un 15,6% para condiciones nominales de insolación y un 3,9 % (*Solar Exergetic Share*) como promedio anual.



<sup>2</sup> Rated Power Output

La fuente de calor principal proviene de los gases de escape de una Turbina de Gas (TG) de GE tipo MS 6111FA que consume 4,7 Kg/s de Gas Natural y 200 Kg/s de aire exterior, sincronizada a un generador eléctrico capaz de producir 74 MWe a 20°C de temperatura ambiente.

Los gases calientes de escape de la TG con un caudal de 206 Kg/s y una temperatura de 550 °C pasan a la zona de alta presión del generador de vapor y a medida que se enfrían a la zona de baja presión y precalentamiento del agua.

En la zona de baja presión hay dos economizadores, un evaporador, un tanque de vapor y un recalentador de baja presión, y en la zona de alta presión tres economizadores, un evaporador, un tanque de vapor a una presión de 80 bar y dos recalentadores de vapor a alta presión.

La Turbina de Vapor (TV) construida por SIEMENS de la serie SST 900, de salida axial horizontal al Condensador, recibe vapor en baja y alta presión procedente de los recalentadores del HRSG respectivamente. La TV está sincronizada a un generador eléctrico de 80 MWe por el lado opuesto.

Los gases de combustión una vez enfriados salen por la chimenea a una temperatura próxima a 100°C.

El vapor muerto de la TV pasa por al Condensador donde cambia de fase vapor a agua saturada, ligeramente sub-enfriado, para ser bombeado al desaireador y de nuevo a los generadores de vapor, para repetirse el ciclo impulsado por bombas y otros equipos auxiliares.

El foco frío del ciclo está formado por un circuito cerrado de Torres de Refrigeración de tiro forzado con agua de aporte procedente del río Nilo tratada en una Planta de Tratamiento de Agua capaz de producir agua de proceso y desmineralizada, para el propio ciclo y limpieza de espejos del Campo Solar.

## Intercambiadores Solares HTF

En los intercambiadores solares HTF es donde se realiza el intercambio de energía solar y el calentamiento/vaporización del agua del ciclo. Están

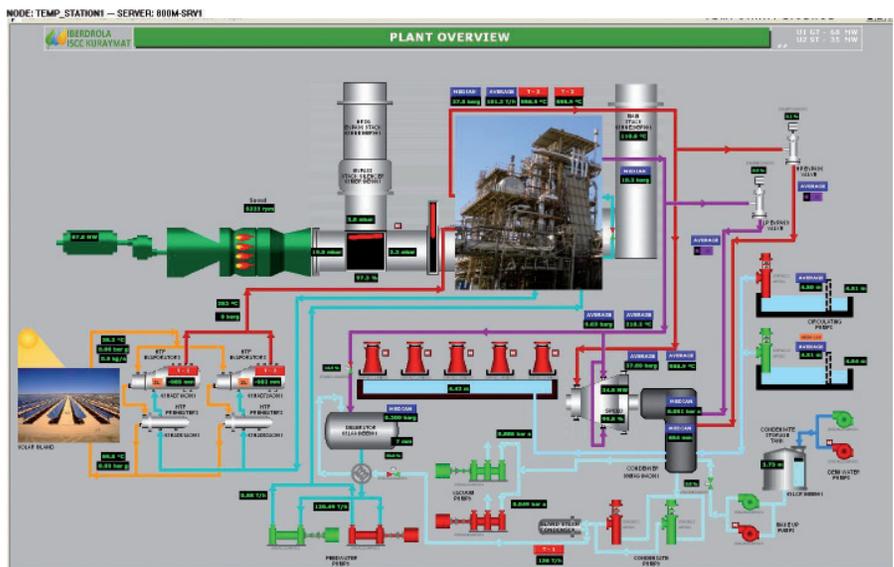


fabricados por la holandesa NEM y son críticos por las exigentes condiciones de trabajo, fatiga y stress térmico de los materiales debido al elevado número de transitorios y variaciones de carga como consecuencia de la energía procedente del sol y estacionales.

Constan de dos trenes (no redundantes) y cada tren por dos etapas, en una primera etapa el agua se precalienta y en una segunda se transforma en vapor saturado (*Kettle boiler*). Estos intercambiadores tienen especial complejidad por las distintas fases de los fluidos, las variaciones de temperatura (modo día y noche), fluidos de proceso (aceite, agua y vapor) y las importantes demandas de agua/vapor requeridas.

El proceso de arranque es crítico:

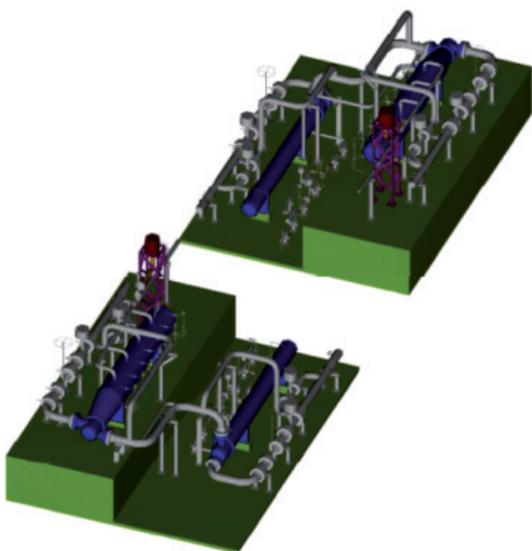
1. TG y HRSG operando al 100% de carga con el bypass del precalentador y el Evaporador abiertos.
2. El vapor circula al evaporador y presuriza el precalentador y el evaporador.
3. La temperatura de entrada (lado aceite) aumenta conforme la carga solar. El caudal de los HTF aumenta gradualmente.
4. Tan pronto como la temperatura del lado caliente del HTF es igual o más alta que la temperatura inicial del agua del evaporador, el bypass se cierra y el HTF circulará fluido a través de la carcasa del evaporador. Cuando la temperatura



# Colaboración

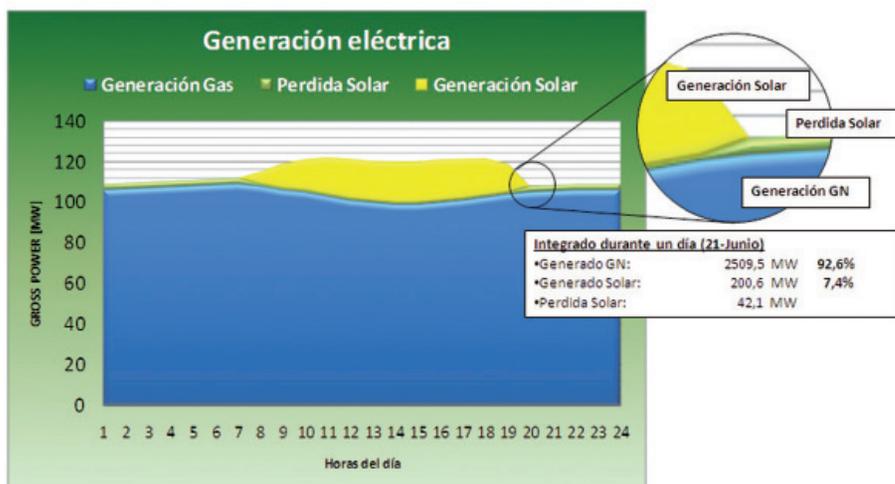
del agua alcance 200°C, el bypass abre y se posiciona a un mínimo de 65% para limitar la entrada de calor y el hinchamiento.

5. El evaporador comienza a hervir y el nivel de agua aumenta por el hinchamiento. Tras el hinchamiento se genera el primer vapor. Cuando la producción de vapor ha aumentado a 2 Kg/s, el bypass mínimo abriendo es reconfigurado a 0%. El agua de alimentación empezará a fluir como resultado del nivel del controlador de nivel.
6. Cuando la temperatura del lado caliente supera los 293°C, el controlador del bypass del evaporador se posiciona a operación normal y se sitúa el controlador del lado frío del HTF a 293°C.
7. El intercambiador HTF está ahora en operación, con un factor de aproximación de 3°C y 293°C en la temperatura del lado frío.



## La Turbina de Vapor y el efecto de la Pérdida Solar

La TV está sobredimensionada para trabajar a distintas cargas de caudal de vapor, modo “**día**” con el caudal de vapor procedente de la energía de los gases de escape de la TG y la energía aportada por el Campo Solar y modo “**noche**” como si tratase de un CC convencional. En consecuencia las



variaciones máximas de carga de la planta ISCC *Kuraymat* oscilan entre 103,7 MWe (modo noche) y 122,9 MWe (modo día), con una contribución exergética solar neta de 19,2 MWe.

Esta variación de carga es absorbida por la TV como respuesta a los diferentes caudales de vapor producidos en los distintos modos de funcionamiento y transitorios térmicos, es decir, a máxima carga de la TG y una aportación solar nominal de 50MJ/s y 20°C de temperatura ambiente, la TV genera 59,5 MWe; sin embargo, como la aportación solar es variable a lo largo del día y para cada periodo estacional, la TV trabaja con caudales de vapor inferiores a los de diseño lo que conlleva pérdidas de eficiencia y efectos negativos también llamados “**pérdida solar**”.

Uno de los mayores retos de diseño de plantas híbridas para *Iberdrola Ingeniería y Construcción* es optimizar los efectos positivos de la energía procedente del sol y minimizar las ineficiencias producidas por el necesario sobredimensionamiento de equipos principales, principalmente la Turbina de Vapor y transformadores, para absorber las variaciones de carga modo día / noche asociado a este tipo de instalaciones industriales.

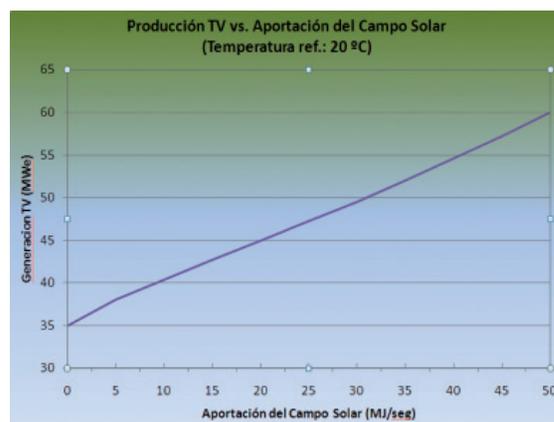
La relación existente entre energía solar y temperatura ambiente tiene gran importancia en

proyectos con tecnología híbrida, cuando aumenta la temperatura ambiente se produce una disminución del rendimiento de la TG, y en la energía aportada al generador de vapor HRSG que disminuye el caudal de vapor producido para la TV. En este caso la pérdida de eficiencia se compensa con el incremento de la aportación de energía solar, por lo tanto eventos con alta temperatura ambiente y alta radiación se equilibran mutuamente.

La figura siguiente muestra que la hibridación es un proceso altamente eficiente a medida que aumenta la aportación energética de origen solar:

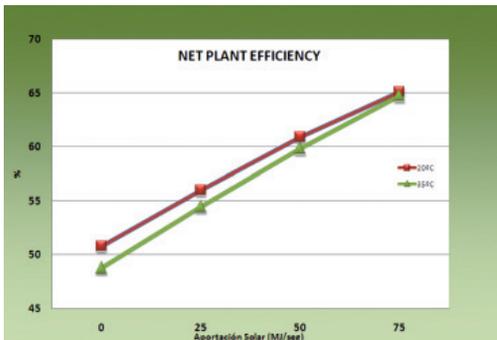
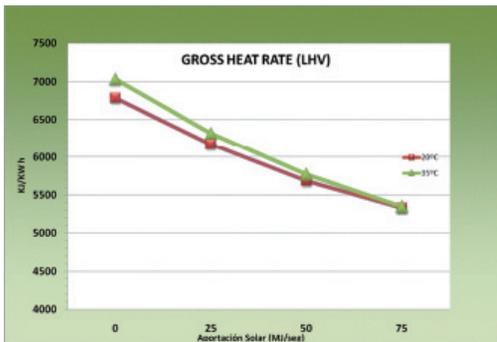
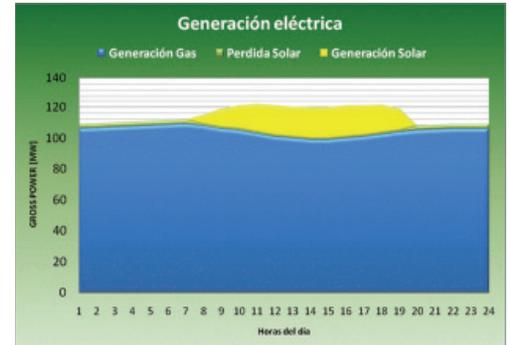
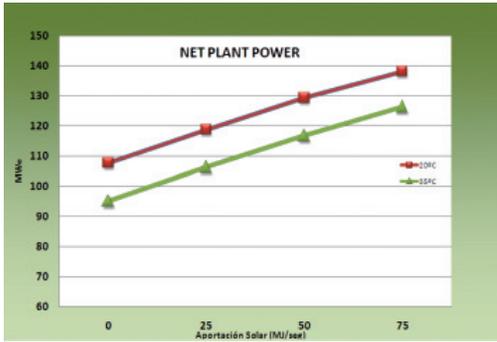
El resultado final en términos de generación eléctrica para dos épocas del año extremas y a lo largo de un día tipo, es la siguiente:

Como el sistema ha sido diseñado para que la TG funcione a plena carga y limitar así las variaciones de carga, en este equipo crítico en función de la irradiación solar, puede ocurrir que



21 Diciembre

21 Junio



parabólicos con una superficie total de 1.900 m<sup>2</sup> de espejos situados en una superficie de 60 hectáreas.

Hay 160 colectores tipo SKAL-ET distribuidos en 40 lazos equipados con un sistema de seguimiento acimutal capaces de captar la radiación solar en su movimiento este-oeste, asegurando el suministro de energía solar a los intercambiadores HTF en función de la Radiación Solar Directa.

La radiación solar se concentra en el foco longitudinal de cada elemento parabólico conectado en serie por el que circula un aceite TERMINOL VP1© que se calienta hasta una temperatura máxima de 393 °C a 20 bar para retornar a 293 °C y 12 bar de presión.

Los espejos han sido suministrados por FLABEG en 5 mm de espesor y los tubos concentradores por SCHOTT PTR 70.

El fluido HTF es bombeado por 3 x 50% bombas HTF cuyo caudal es regulado por válvulas de forma independiente entre la zona Este y Oeste del campo solar.

El sistema HTF solar incluye un vaso de expansión, filtros y un sistema anti congelación con caldera de gas natural para proteger las bombas de una potencial congelación.

Las condiciones de insolación de *Kuraymat* son excepcionales si consideramos que una radiación solar por encima del día de referencia 700 W/m<sup>2</sup> se alcanza durante más de 1.770 h/año, lo que significa un funcionamiento continuo durante más del 20% de año, lo que permite alcanzar un Solar Exergetic Share del 3,9% anual, muy alto para este tipo de instalaciones.

cuando la irradiación es muy alta y la temperatura ambiente baja (TG en máxima eficiencia), para no estrangular el gas de la TG, sea necesario rechazar carga térmica solar abriendo los bypass y de los intercambiadores HTF: lo que obligaría a desenfocar los espejos para mantener bajo control el estrés térmico en los intercambiadores solares HTF y constante la temperatura (lado caliente) de 393°C.

En la figura adjunta vemos los elevados rendimientos energéticos netos de la planta ISCC *Kuraymat* en función de la carga térmica de origen solar y la temperatura ambiente.

### El Campo Solar

Está constituido por filas de colectores solares cilíndrico



# Colaboración

Descripción	Unid.	CC	Solar	TOTAL
Coefficiente de disponibilidad	%	92,00%	96,00%	
CAPEX	MM€	150,5	76,8	227,3
O&M	MM€/año	6,8	2,4	9,2
Generación neta del ISCC	GWhe/año	836,5	34,0	870,5
Coste combustible	€/MWhe			21,12 <sup>(1)</sup>
Coste CAPEX	€/MWhe			10,44
Coste O&M	€/MWhe			10,57
LCOE	€/MWhe			42,27
Solar Share (exergetica)	%			3,91%

(1) Fuente: Natural Gas Prices, NGI's Daily Gas Price Index (4,4 USD/MMBTU)

## Coste de la energía producida (LCOE)

Uno de los factores más importante en el éxito de este tipo de proyectos son las políticas de operación y mantenimiento (O&M) a medio y largo plazo por su impacto en los costes de electricidad durante el periodo de vida de la instalación.

El coeficiente LCOE (Levelised Cost Of Energy) viene dado por la ecuación:

$$\text{LCOE} = \frac{\text{Total Life Cycle Cost}}{\text{Total Lifetime Energy Production}}$$

En el caso de la Planta de ISCC *Kuraymat*, para un periodo de vida útil de la planta de 25 años, distribuyendo los costes de inversión inicial CAPEX uniformemente y simplificando los costes de O&M estables a lo largo de la vida de planta; los costes de generación de energía eléctrica son variables en función de la contribución de la energía solar.

Los calculos LCOE para el caso de Egipto estan distorsionados porque los precios de la electricidad y el Gas Natural están subvencionados por el propio Gobierno, por lo que un estudio más objetivo sobre la tecnología de hibridación debe hacerse con datos obtenidos de un mercado liberalizado (mas realistas (NYMEX natural gas prices index ~4,4 USD/MMBTU)) para sacar conclusiones propias sobre su viabilidad en el futuro.

Si la producción obtenida por generación de origen solar para esta instalación son 34 GWh/año, el

ahorro obtenido es del orden de 2,3 millones€/año, similar a los costes de O&M asociados (2,4 millones€/año de la parte solar) y los elevados costes de amortización de la inversión (76,8 millones€ de la inversión solar) a amortizar durante el periodo de vida de la central.

Por otra parte, el futuro mercado de CO<sub>2</sub> puede inclinar la balanza a favor de las tecnologías híbridas, al considerar como parte de la cadena productiva lo que antes era solo un residuo, es decir, el coste asociado a las emisiones de CO<sub>2</sub> que por la contribución solar dejaría de producirse, en ISCC *Kuraymat* se estima un ahorro en emisiones de 16.000 t CO<sub>2</sub>/año, pero en la actualidad el mercado de CO<sub>2</sub> cotiza a la baja (fuente: SENDECO<sub>2</sub>

a 17/Mar/2011; media a 30 días 14,82 €/t CO<sub>2</sub>) lo que representa un ahorro del orden de 250 K €/año para este tipo de instalaciones.

## CONCLUSIÓN

El desarrollo e implantacion de tecnología hibrida en ciclos combinados, aunque inicialmente atractiva por aumentar significativamente la eficiencia exergetica de los ciclos, se ve negativamente afectada por varios efectos, a destacar: el incremento de los costes asociados de O&MS (Operación y Mantenimiento Solar), la aparición del exitoso mercado de Shale Gas en USA que ha desacoplado del Mercado Global del Gas Natural a precios mas bajos, el reducido coste de mercado de las emisiones de CO<sub>2</sub> actual y la alta volatilidad de los mercados, hacen que el desarrollo de estas tecnologías emergentes, inicialmente atractivas, deban seguir asociadas a apoyos y ayudas financieras, hasta madurar y abaratar costes de inversión en equipamiento y mantenimiento solar que las haga mas competitivas para las empresas de generación de energía eléctrica e inversores.

