Fuentes de Energía

Capítulo 8: Energía solar térmica y termoeléctrica

Autor:

- Antonio Lecuona Neumann. Catedrático del Área de Máquinas y Motores Térmicos. Dpto. De Ingeniería Térmica y de Fluidos, Grupo ITEA, Universidad Carlos III de Madrid, Leganés, España.

2019

NOTA: Las variables se representan con cursiva románica y las unidades con texto normal. La dependencia funcional se representa como ⟨ ⟩.

La información contenida en este documento sirve de propósito exclusivo como apuntes para alumnos en la enseñanza de la asignatura indicada y ha sido obtenida de las mejores fuentes que se han podido encontrar, generalmente de reconocido prestigio. No obstante el/los autor/es no garantizan la exactitud, exhaustividad, actualización o perfección de su contenido. Por ello no será/n responsable/s de cualquier error, omisión o daño causado por el uso de la información contenida, no tratando con este documento prestar ninguna clase de servicio profesional o técnico; antes bien, se ofrece como simple guía general de apoyo a la docencia. En caso de detectar algún error, rogamos nos lo comunique e intentaremos corregirlo. Puede contener material con copyright © por lo que su reproducción puede no estar permitida.

CC BY NC SA

Introducción al Capítulo 8: Energía solar térmica y termoeléctrica

Ofrece una familiarización con los conceptos actualmente usados para la producción de calor y electricidad con energía solar, haciendo uso de máquinas térmicas.

- Se comienza formulando la ecuación de un colector solar genérico. Una consecuencia es la **curva de característica**, **curva de normalización** y **temperatura de estancamiento**.
- Se resalta la conveniencia de tener una superficie absorbedora ópticamente selectiva y una cubierta con efecto invernadero (selectiva en transmisión y estanca). Rendimiento óptico y coeficiente global de pérdidas de calor.
- Se presentan y describen los distintos tipos de colectores térmicos. Concepto de seguimiento, fluido caloportador. Concepto de coeficiente de incidencia longitudinal y transversal.
- Se presenta los principios operativos, la tecnología, variantes y posibilidades para las centrales termoeléctricas. Concepto de fluidos caloportadores, aceite térmico, sales fundidas y vapor (GDV). Almacenamiento y gestionabilidad. Situación en España.
- Se ofrecen datos de la producción, eficiencias, y temperaturas.

En una segunda parte se analizan los costes, no necesariamente de la termosolar eléctrica:

- Se introduce los conceptos de valor actual, anualización, Coste de inventariable, coste de operación y mantenimiento, flujo de caja, periodo de retorno, valor actual neto, coste unitario de la energía producida ($LCOE$), índice de beneficios, tasa interna de retorno.
- Se desarrolla una metodología de cálculo de VAN, PB, TIR, y $LCOE$, y sus derivados, aplicable a cualquier sistema de producción de energía y se realizan ejercicios, teniendo en cuanta el efecto del tiempo en el dinero.

La materia se compone del núcleo expositivo, lo complentan temas avanzados, recordatorios y de ampliación (señalados en su caso como *ex cursus*), cuestiones de autoevaluación y ejercicios resueltos y propuestos sin resolver.

cc BY NC SA

Índice

8.1.- Colectores térmicos.

8.2.- Esquema genérico de una instalación solar.

8.3.- Centrales eléctricas termosolares.

8.4.- Coste específico de la energía.

8.5.- Energía solar. Consideraciones adicionales.

8.6.- Bibliografía.

8.7.- Cuestiones de autoevaluación.

8.8.- Actividades propuestas.

8.9.- Temas recordatorios

8.10.- Temas avanzados

8.11.- Temas de ampliación

Fig. 8.1.- La mayor central termosolar del mundo (3 centrales), Ivanpah. Torre centrada en el campo de helióstatos.

Fuente: Solar One, U.S. Department of Energy, Public Domain, https://americanhistory.si.edu/pow..

Objetivos: Lograr un conocimiento básico de la energía solar térmica. Exponer los principios de los colectores solares. Introducir el análisis de costes de un proyecto energético, aunque se particularicen a energía solar para resaltar que a pesar de la gratuidad de la fuente, existen costes a asumir.

cc BY NC SA

8.1.- Colectores térmicos

Al interaccionar la radiación solar con la superficie receptora de un colector se produce **un aumento de la energía térmica**, útil para aplicar calor, la cual ocasiona pérdidas al ambiente. El fenómeno se cuantifica con la:

Ecuación teórica para la potencia calorífica evacuada $\dot{Q}_s$:

a) A la irradiancia recibida [W m^{-2}] perpendicular al área de apertura G_T, Ec. (7.10), por él área de apertura A_a (potencia solar $\dot{Q}_S$) es necesario afectarla de pérdidas ópticas hasta la **superficie receptora o absorbedora** A_{ab}, Fig. 8.2, (ver Ejercicios 2.6 y 2.7) debidas a:

- La reflejancia de las superficies reflectoras $\rho < 1$, si éstas existen.
- La fracción de rayos perdidos que logran impactar $\gamma < 1$.
- La extinción al atravesar vidrios 1-τ, siendo $\tau < 1$ la transmitancia.
- La absorbancia o coef. de absorción $\alpha < 1$ de la superficie absorbedora, el resto a 1 es la reflejancia ρ_{ab}, ya que su transmitancia $\tau = 0$.

Resultando en un valor conjunto, el **rendimiento óptico $\eta_o = \rho\gamma\tau\alpha$.**

$$\dot{Q}_{ab} = \underbrace{G_T A_a}_{\dot{Q}_S} \underbrace{\eta_o}_{\text{Rend. óptico}} \qquad (8.0)$$

$G_T = G_{b,T}$ si hay concentración.

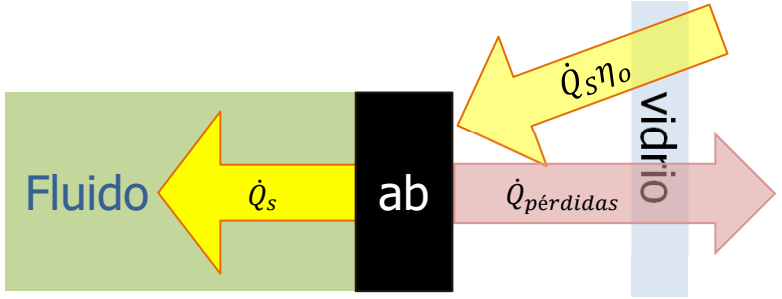
b) La superficie receptora toma temperaturas $T_{ab} > T_a$, apareciendo pérdidas de calor por conducción, convección y radiación, crecientes con la sobre-temperatura, y cuantificadas con un **coeficiente global de transmisión de calor U_{ab}** [W m^{-2} K^{-1}], Tema recordatorio I. Es función del flujo interno y del flujo externo (viento), propiedades de los fluidos y del material, de las temperaturas internas y externas y del diseño. Por lo tanto tiene un **valor local** que puede variar de un lugar a otro del colector solar, pero se puede aplicar a todo el colector tomando valores medios adecuados y áreas totales.

b.1.- U se refiere a una cierta área física, típicamente la de la superficie receptora por lo que sería A_{ab} y a una temperatura media efectiva del absorbedor a lo largo y ancho del colector $\hat{T}_{ab}$.

CC BY NC SA

8.1.- Colectores térmicos

Total: $\underbrace{\dot{Q}_{pérdidas}}_{\text{Radiación y convección}} = \underbrace{U_{ab}A_{ab}}_{(UA)_{ab}}\left(\hat{T}_{ab} - T_a\right)$; $\dot{Q}_s = \dot{Q}_S\eta_o - \dot{Q}_{pérdidas}$ (8.0bis)



b.2.- Resulta cómodo afectar con un factor corrector $F' \sim 1$, **para el conjunto del colector**, que relaciona la temperatura media efectiva del flujo interno $\hat{T}$ o incluso la media aritmética $\bar{T} = (T_{en} + T_{sa})/2 \approx \hat{T}$ (fácil de medir), con la externa del absorbedor $\hat{T}_{ab}$, generalmente inaccesible, véase Tema recordatorio I, para constituir la **curva característica** Fig. 8.11.1 del rendimiento.

Calor suministrado al fluido: $\dot{Q}_s = F'\left[\underbrace{G_T A_a}_{\dot{Q}_S}\eta_o - \underbrace{\overbrace{(UA)_{ab}}^{\text{Inseparables}}\ \overbrace{\left(\hat{T} - T_a\right)}^{\text{Sobre-temperatura del fluido}}}_{\dot{Q}_p \text{ pérdidas}}\right]$ (8.1)

$\hat{T}\langle T_{en}, T_{sa}\rangle$ es una temperatura media resultado de la evolución no lineal de la T del flujo interno a lo largo del colector

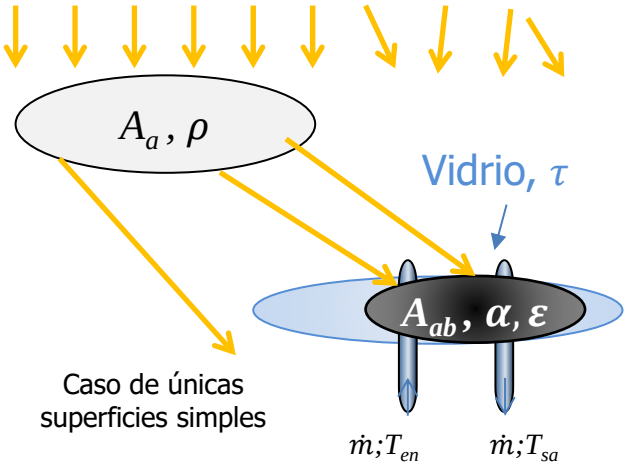


Fig. 8.2.- Esquema de un colector con concentración.

- Ver Tema recordatorio II. Obviamente: $F' = \frac{\dot{Q}_s}{G_T A_a \eta_o - (UA)_{ab}(\hat{T} - T_a)} \leq 1$ es el coeficiente de eficiencia del colector como cambiador de calor, similarmente al concepto de DLMT por diferencias espaciales de temperatura.
- Se define el **Factor de concentración** solar geométrico $C \doteq \frac{A_a}{A_{ab}}$.
- Luego: $\dot{Q}_s = F' A_a \left[G_T\eta_o - \overbrace{\frac{U_{ab}}{C}}^{\ll 1 \text{ si } C \gg 1}\left(\hat{T} - T_a\right)\right]$ para alcanzar mayores $\hat{T}$.

c) Por el interior del colector circula un caudal másico $\dot{m}$ de fluido caloportador con calor específico a presión constante c_p, de un balance de energía:

$$T_{sa} = T_{en} + \frac{\overbrace{\Delta T}}{\frac{\dot{Q}_s}{\dot{m}c_p}}$$

8.1.- Colectores térmicos.

Aproximación empírica:

- Incluso con pérdidas radiativas importantes frente a las convectivas, resulta suficientemente exacto aproximar $U_{ab}\langle T, T_a\rangle$ como lineal con la sobre-temperatura, en condiciones controladas y para un cierto colector.
- Resulta la **curva de normalización**, obtenida por ajuste a los resultados experimentales normalizados de un colector entero, tomados con $G_T \geq 800$ W/m^2, incidencia nula $\theta_s = 0$, viento moderado (2-4 m/s) y caudal nominal del fluido que evacúa el calor. También se ensaya el efecto de la incidencia θ_s con IAM.
- Proporciona la **eficiencia del colector normalizada**, referida al área de apertura, y con la simplificación práctica usando $\overline{T}$ en lugar de $\hat{T}$:

$$\eta_{col,n} = \frac{\dot{Q}_s}{\dot{Q}_S} = \frac{\dot{Q}_s}{G_T A_a} = a_0 IAM - a_1 \frac{\left(\overline{T} - T_a\right)}{G_T} - a_2 \frac{\left(\overline{T} - T_a\right)^2}{G_T} \qquad (8.2)$$

$$\overline{T} = \frac{\overbrace{T_{en}}^{T_s} + \overbrace{T_{sa}}^{T_c}}{2}$$

Las constantes a_0, a_1, a_2 e IAM todos > 0 son datos habituales de los fabricantes, véase Tabla 8.1.
$a_0 = F'\eta_o$ solo si el estado operativo es el mismo que la curva de normalización, p.e. $IAM = 1$.

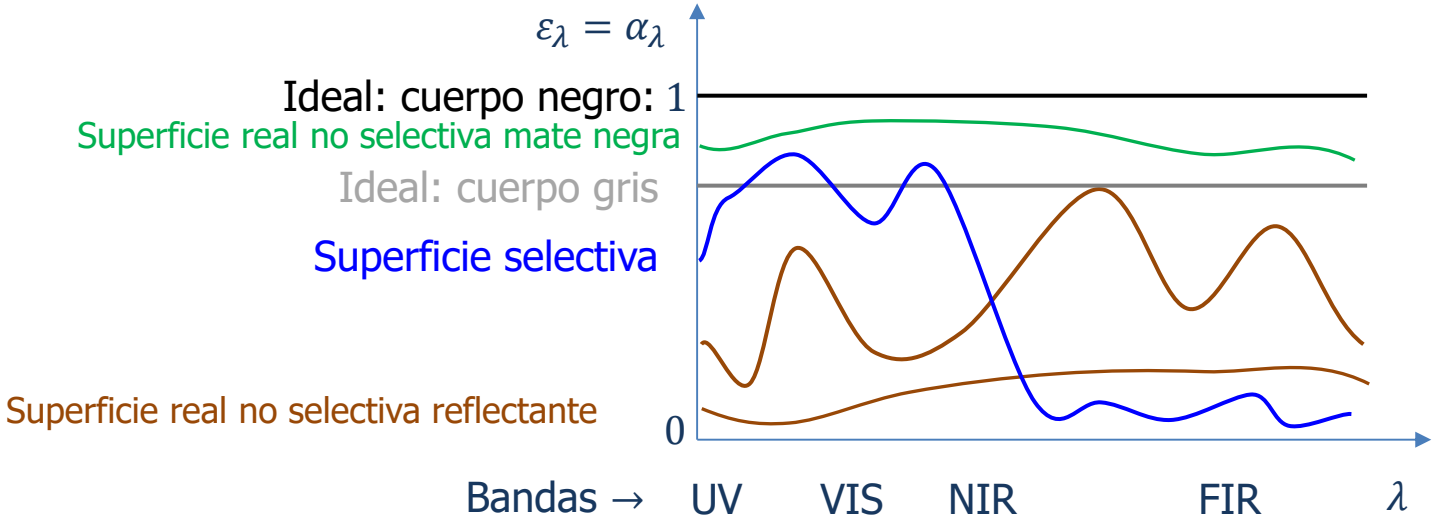
- Esta curva se modifica para la eficiencia real del colector η_{col} por: incidencia, viento, caudal del fluido caloportador $\dot{m}$, ensuciamiento y envejecimiento y condiciones no estacionarias, véase norma ISO 9806:2017 y su guía.
- a_1 y a_2 resultan muy pequeños cuando hay concentración muy alta, C >>1. Además suele impedirse la pérdida de calor provocando efecto invernadero con cubiertas de vidrio alrededor del absorbedor, Fig. 8.2. Dominan las pérdidas por radiación frente a la convección cuando $\overline{T}$ sea muy alta.
- La **temperatura de estancamiento** ocurre cuando $\eta_{col} = 0 \rightarrow \overline{T} = T_{máx}$ y necesariamente $\dot{Q} = \dot{m} = 0$, Tema recordatorio II.

Ejercicio 8.-1.- Partiendo de la Ec. 8.2 Obtenga una expresión analítica de $T_{máx} = T_{st}$. ¿Qué valor adquiere F' en estas condiciones? y ¿Qué valor máximo alcanza $\eta_{col,n}$ como colector En esas condiciones?. Comente el resultado. Obtenga una expresión de $\eta_{col,n}$ como función de T_{max} y a_0, con $a_2 = 0$.

8.1.- Colectores térmicos. (cont.)

Tecnologías:

- Un hecho importante es que el contenido energético de la radiación solar radica primordialmente en el visible (VIS, $0{,}3\mu m < \lambda < 0{,}7\ \mu m$) y el infrarrojo (IR) cercano NIR (correspondiente a ≈ 5.870 K del sol, Fig. 7.3 y Actividad 7.3; mientras que la emisión térmica espontánea del colector es IR lejano (FIR del inglés *Far Infra Red*, $\lambda > 15\ \mu m$) por ser su temperatura mucho menor ≈ 400 K a 800 K, resumido en la ley de Wien.
- El vidrio es transparente en la banda visible y opaco en la infrarroja, $1 \approx \tau_{VIS} < 1$; $\tau_{IR} \ll 1$. ¡Es selectivo en transmitancia!.
- La termodinámica nos enseña que solamente a cada longitud de onda de la radiación λ es $\varepsilon_\lambda = \alpha_\lambda$. Las superficies reales tienen propiedades ópticas-térmicas función de λ y éstas se pueden modificar por tratamientos superficiales.
- La superficie absorbedora puede ser **no selectiva** (emisividad media ε en el FIR ≈ absorbtancia media α en el VIS y NIR, sólidos normales) o artificialmente **selectiva** ($\varepsilon_{FIR} \ll \alpha_{VIS+NIR,}$ con capas superficiales especiales) lo cual reduce las pérdidas por radiación $\propto \varepsilon_{FIR}$ a la vez que se maximiza la absorción solar $\propto \alpha_{VIS+NIR}$.



El uso de emitancias y absorbancias globales (en todo el espectro) para materiales selectivos no resulta apropiado, pero sí en cada una de las bandas de selección (gris por bandas).

$$\varepsilon_{banda} \cong \alpha_{banda}$$

Fig. 8.3- Espectros de emisividad y absorbancia.

- Las superficies selectivas no aguantan altas temperaturas > 500 a 600 ºC pues se degradan.

cc BY NC SA

8.1.- Colectores térmicos. (cont.)

Tecnologías:

- La superficie absorbedora puede:
  - Estar **descubierta** (para muy bajas temperaturas T_{sa} < 40 ºC) Aquí.
  - Estar **cubierta** con material de efecto invernadero, p. e. vidrio, lo que reduce las pérdidas por a.- radiación (efecto invernadero óptico, transmitancia $\tau_{cubierta,FIR} \ll 1, \tau_{cubierta,VIS+NIR} \approx 1$) y b.- convectivas (efecto invernadero fluido-térmico) al evitar que se aleje el aire calentado en las inmediaciones.
- El espacio entre cubierta y absorbedor puede estar relleno con aire, o bien con gas kriptón o incluso **al vacío** para reducir las pérdidas térmicas convectivas y conductivas.
- Para tener un rendimiento aceptable, las medias y altas temperaturas (T_{sa} > 100 ºC) exigen **concentración** de la radiación solar $C \gg 1$, que puede ser geométricamente lineal o esférica, reflectora (espejos) o refractora (lentes). Resultando en el número de soles:

$$S = \frac{G_{ab}}{G_{b,T}} = C\eta_o \begin{cases} > 1 \\ < C \end{cases} \qquad (8.3)$$

- Cuando hay concentración alta ¡hay que dejar solamente G_{bT}! Pues la difusa no se aprovecha al no poderse concentrar.
- El fluido caloportador puede ser **líquido** (agua, aceite térmico, sales fundidas) o **aire** para calefacción ambiente o presurizado para un ciclo Brayton (actualmente en investigación). Y pudiera ser flujo bifásico por hervir el líquido.
- El colector plano puede ser estático o tener **seguimiento** del sol para maximizar la captación, el cual puede ser en 1 eje (N-S o E-O), con lo que se mejora la energía captada ~ 15% o en 2 ejes (acimut y elevación, o eje polar) con lo que se consigue el máximo-maximorum mejorando ~ 30%. A mayor concentración es necesaria mayor precisión del seguimiento.
- Un campo de heliostatos y el receptor de torre se tratan de manera similar, salvo la absorción del aire α_{atm} entre los heliostatos y la torre ($\rightarrow$ transmitancia $\tau_{atm} < 1$) y la precisión del seguimiento ha de ser muy alta por la gran distancia.

cc BY NC SA

8.1.- Colectores térmicos. (cont.)

Tipos de colectores **sin concentración,** para líquido y temperatura de producción típica. Carecen de movimiento de seguimiento del sol por no resultar rentable:

Calentamiento de piscinas colector sin cubierta	< 40 ºC	http://www.daviddarling.info/encyclopedia/U/AE_unglazed_solar_collector.html
Colector plano	< 90 ºC	http://visual.merriam-webster.com/energy/solar-energy/flat-plate-solar-collector_1.php
Colectores de vacío (tubos y plano)	< 120 ºC	http://en.wikipedia.org/wiki/File:Evacuated_tube_collector.gif

colector compacto: aquel que incorpora un tanque de acumulación de agua caliente sanitaria (ACS) in situ, cargándose por circulación de agua sin bomba, por efecto termosifón.

colectores de baja temperatura que pueden utilizarse para:

- Piscinas
- Preparación de ACS
- Calefacción
- Refrigeración por máquinas de sorción
- Procesos industriales

Estado mundial a 2013: 330 GW produciendo 281 TWh/año $FC = 9{,}7\%$ de Factor de capacidad. $6{\times}10^8\ \mathrm{m}^2$

Tipos de colectores **sin concentración** para aire:

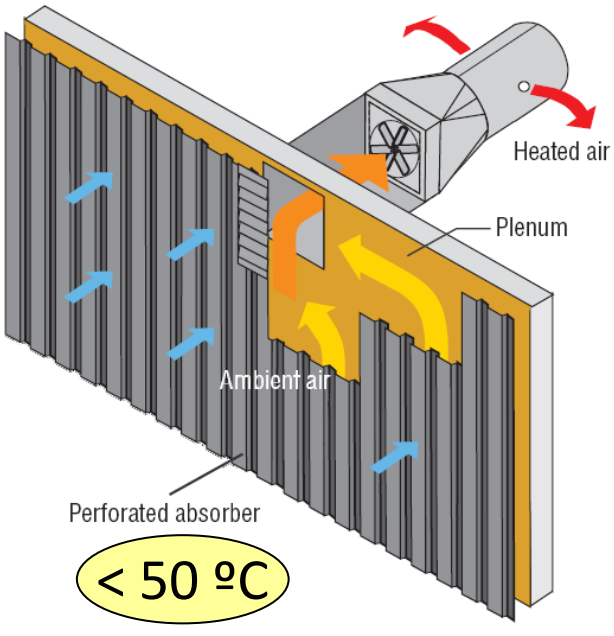


Fig. 8.4.- Vistas de colectores solares de fachada para calefacción interior.

Los secaderos de alimentos son colectores de este tipo, usados en agricultura sostenible y en países del tercer mundo.

- Calefacción ambiente directa por aire calentado succionando a través de chapa perforada de fachada al sol, ennegrecida.

Fuente: Transpired Air Collector, United States Department of Energy, Public Domain, http://en.wikipedia.org/wiki/File:Transpired_Air_Collector.PNG

- Un edificio del aeropuerto del Gran Toronto mostrando fachada solar de aire caliente por succión.
  Fuente: GTAA Solar Wall, Conserval Engineering Inc., CC:by-sa 3.0 http://en.wikipedia.org/wiki/Solar_air_heat

8.1.- Colectores térmicos. (cont.)

Tipos de colectores **con concentración lineal**, disponen de movimiento de elevación en 1 eje siguiendo ψ_s con eje N-S, o siguiendo a γ_s con eje E-O, ver Fig. 7.4:

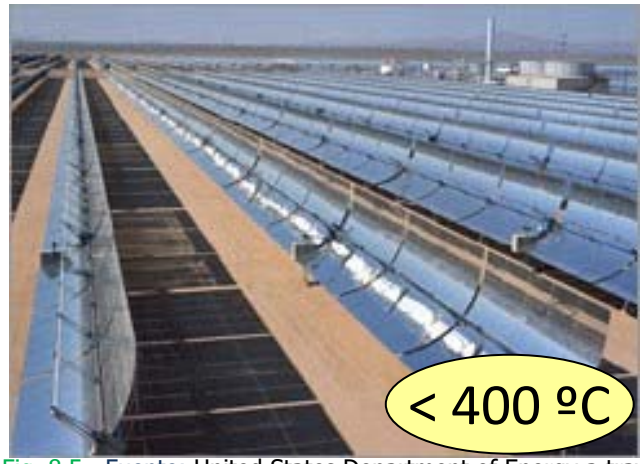


Fig. 8.5.- Fuente: United States Department of Energy a través de Wikipedia, Dominio Público, http://commons.wikimedia.org/wiki/File:Solar_Array.jpg

Canal cilindro-parabólico CCP (PTC en inglés). Reflector parabólico de vidrio y plata o metálico pulido de ~ 6 a 8 m de ancho orientable verticalmente, concentra en un tubo metálico ∅ 70 mm por cuyo interior puede circular:

- Un fluido caloportador (HTF). Para electricidad termosolar, calentando aceite térmico desde 290 ºC hasta 400 ºC limitado por su degradación. Eficiencia eléctrica (solar a electricidad) $\eta_e \cong 16\%$.
- Agua para producción directa de vapor a ≈ 500 ºC $\eta_e \cong 21\%$
- Sales fundidas, en estudio $\eta_e \cong 20\%$.

$C \cong 50$ a 150, eje con orientación N-S. $\eta_{cap} \cong 60\%$. Esquema de un tubo:

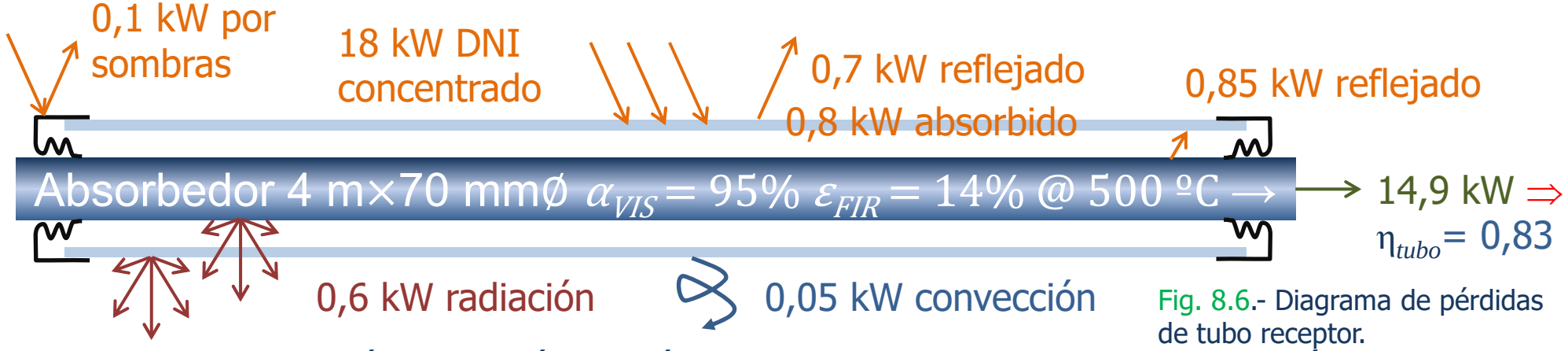


Fig. 8.6.- Diagrama de pérdidas de tubo receptor.

- Puede verse que además de las pérdidas ópticas, el fuerte calentamiento origina pérdidas dominadas por la radiación frente a la convección..
- Los tubos absorbentes son de metal recubierto selectivamente por fuera y encerrados en un tubo de vidrio coaxial con espacio intermedio al vacío. Están unidos por un fuelle metálico que sella y permite dilataciones axiales diferenciales. Las desgasificaciones y penetración de hidrógeno se anulan con absorbentes "*getters*". Si se agotan, las pérdidas convectivas subirían a 3-4 kW.

8.1.- Colectores térmicos. (cont.)

Tipos de colectores con **concentración lineal**: movimiento en 1 eje N-S siguiendo a ψ_s, Fig. 7.4.

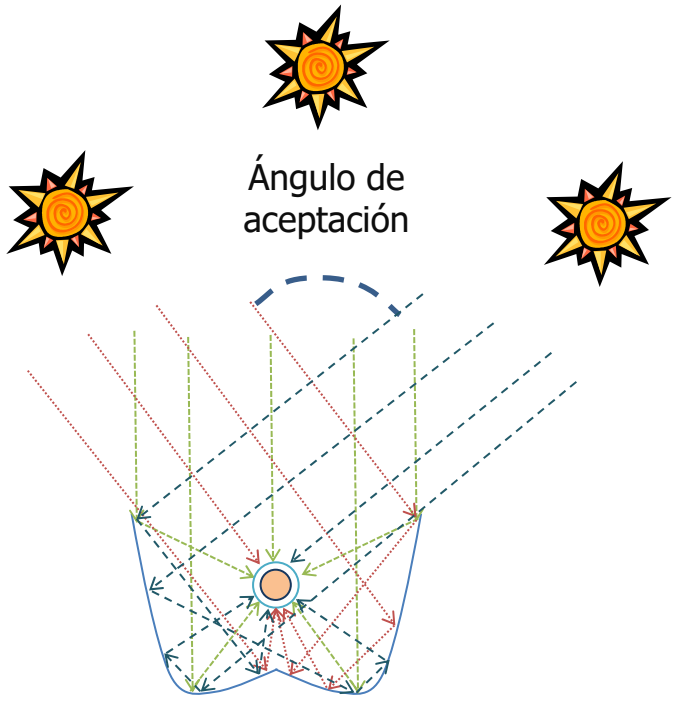
Colector reflector lineal Fresnel Espejos planos horizontales giratorios y un mini-CCPC (Fig. 8.8) superior invertido concentran en un tubo de vacío estacionario, habitualmente con eje N-S para maximizar la colección solar. $C \cong 80$.
Previstos para **Generación Directa de Vapor (GDV) sobrecalentado** a 300-400 ºC, $\eta_e \cong$ 7-12%, véase Ec. (8.4), aunque se prevé llegar a 500 ºC. Disposición similar a PTC. Entre un 60% y un 90% del terreno se puede cubrir de espejos. La primera planta comercial en Europa está en Murcia, Puerto Errado I (1,3 MW_e) y II (30 MW_e, era la mayor del mundo con A_a = 302.000 m^2 de espejos): Novatec Solar. Explicación.

< 400 ºC

Ejemplos: http://www.soltigua.com/

Captador cilindro-parabólico compuesto (CCPC)

Concentra (impacto en el receptor) sin necesidad de seguimiento en un ángulo de aceptación < 90 º. $C \cong$ 2 a 5.
Usa dos parábolas. Óptica anidólica o "Non-imaging"

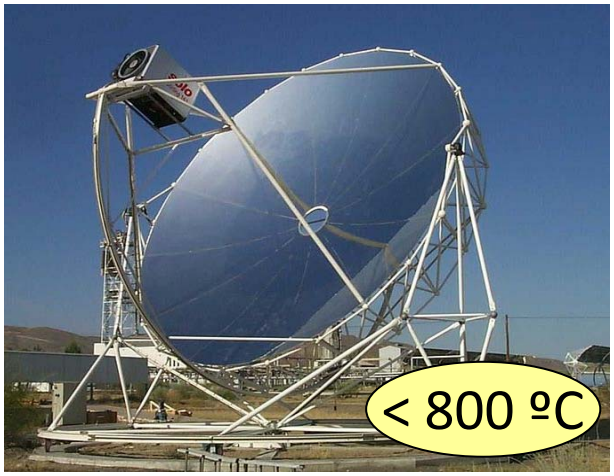


< 120°C

Fig. 8.8.- Fuente: Elaboración propia

8.1.- Colectores térmicos. (cont.)

Tipos de colectores con **concentración puntual**: necesitan movimiento en 2 ejes



Plato parabólico EURODISH-PSA, Almería. 2 ejes. Útil para alimentar directamente un motor Stirling situado en el foco. Electricidad solar de pequeña potencia. $C \cong 2.000$ a 3.000. El motor en el foco impide el almacenamiento de calor, pero es posible el respaldo fósil por hibridación con gas. $\eta_e \cong$ 25%. No consume agua, salvo para limpieza.

Fig. 8.9.- Fuente: EuroDish, by Schlaich Bergermann und Partner, Dominio Público, http://en.wikipedia.org/wiki/File:EuroDishSBP_front.jpg

Cocina solar parabólica SK-14 de AlSol. $C \cong 10$ (todo el área de la olla). Orientable a mano en 2 ejes. $\eta_{cap} \cong 25\%$.

Fig. 8.10.- Fuente: Solar Cooker AlSol, http://www.atlascuisinesolaire.com, Dominio Público, http://en.wikipedia.org/wiki/File:ALSOL.jpg

Central termosolar de torre p. e. PS10 y PS20 con ciclo de vapor saturado en Sevilla, o GEMASOLAR con sales. Los helióstatos orientados en 2 ejes concentran en un absorbedor. $C \cong 2.000$. Potencias 10 MW-200 MW. 2 tipos I.- campo hacia el norte y receptor volumétrico (PS) y II.- campo radial y receptor abierto (GEMASOLAR). $\eta_e \cong 20\%$. Hay variantes con ciclo Brayton cogenerando e hibridizado con combustibles.

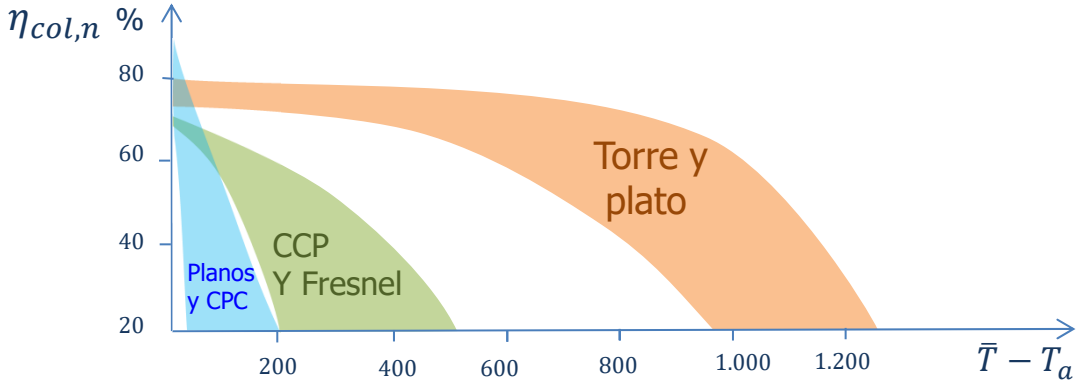
Fig. 8.11.- Fuente: PS20 and PS10, PL Przemek, Licencia CC: by 3.0, http://en.wikipedia.org/wiki/File:PS20andPS10.jpg

8.1.- Colectores térmicos. (cont.)

Resumen de curvas características basadas en $\bar{T}$, véase la Ec. (8.2):

Tipo	a_0	a_1 [W/m²K]	a_2 [W/m²K²]
Sin cubierta (piscina)	0,9	8	No relevante
Plano calidad media	0,75	6	No relevante
Plano eficiencia alta	0,8	3,5-4	N. r. $\approx 1{,}6 \times 10^{-2}$
De vacío tubular	0,65*	2	No relevante
CPC	0,75	3	No relevante
Canal lineal parabólico (CCP)	0,7	$\approx 10^{-2}$, No relevante**	$4\text{-}6\times10^{-4}$ ($\approx 2\times10^{-3}$ para MT**)
Fresnel lineal de espejos	0,65	$\approx 0{,}4$	$\approx 6\times10^{-4}$
Torre central y plato parabólico	0,75	No relevante***	2×10^{-4}

Tabla 8.1.- * Bajo, debido al espacio inútil entre tubos. **MT, colectores de media temperatura, hasta $T_{sa} = 250$ ºC aprox., p. e. Abengoa PT-1, Soltigua, etc. ** Debido a que las pérdidas están dominadas por radiación a temperaturas altas.



[Elaborada por el autor]

Fig. 8.12.- Rango de curvas características típicas, con G_T = 1.000 W/m² y en función de $\bar{T}$.

8.1.- Colectores térmicos. (cont.)

Factores de incidencia, Ec. 8.2.

Cuando hay incidencia al área de apertura, se tienen en cuenta factores reductores del rendimiento óptico.

Forma típica de IAM como producto de dos factores que reducen η_o por incidencia longitudinal $_l$ y transversal $_t$ al colector. Empíricamente, se aproximan por expresiones como éstas:

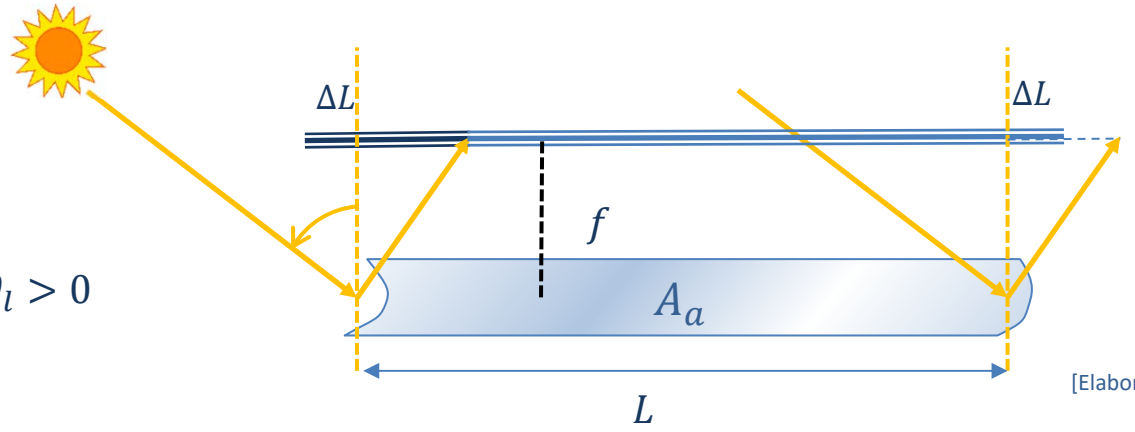
$\boldsymbol{IAM = K_l K_t}$: $K_l = 1 - b_l\left(\frac{1}{\cos\theta_{s,l}} - 1\right) \geq 0$; $K_t = 1 - b_t\left(\frac{1}{\cos\theta_{s,t}} - 1\right) \geq 0$, con b_l y b_t de 0,1 a 0,2

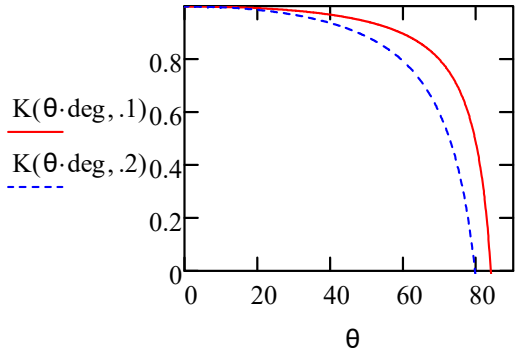
K_l en colectores lineales está dominado por tramos del tubo receptor no iluminados y por rayos que no impactan en el tubo.

- Colectores lineales, $K_t = 1$, por el seguimiento transversal.
- Plato parabólico, $K_l = K_t = 1$, por efectuarse seguimiento en dos ejes del espejo.
- Central de torre, dependen de la configuración del campo de helióstatos, torre central o campo hacia el polo terráqueo.

$K_t < 1$ si hay error en el seguimiento.

Ejemplo: $\theta_l > 0$





[Elaborada por el autor]

Ejercicio 8.0: Obtener trigonométricamente la expresión analítica $K_l\langle\theta_l, f, \mathrm{L}, \Delta L\rangle$ para un colector Fresnel con tubo más largo que la longitud L de A_a y simétricamente dispuesto.

8.2.- Esquema genérico de una instalación solar.

[Elaborada por el autor]

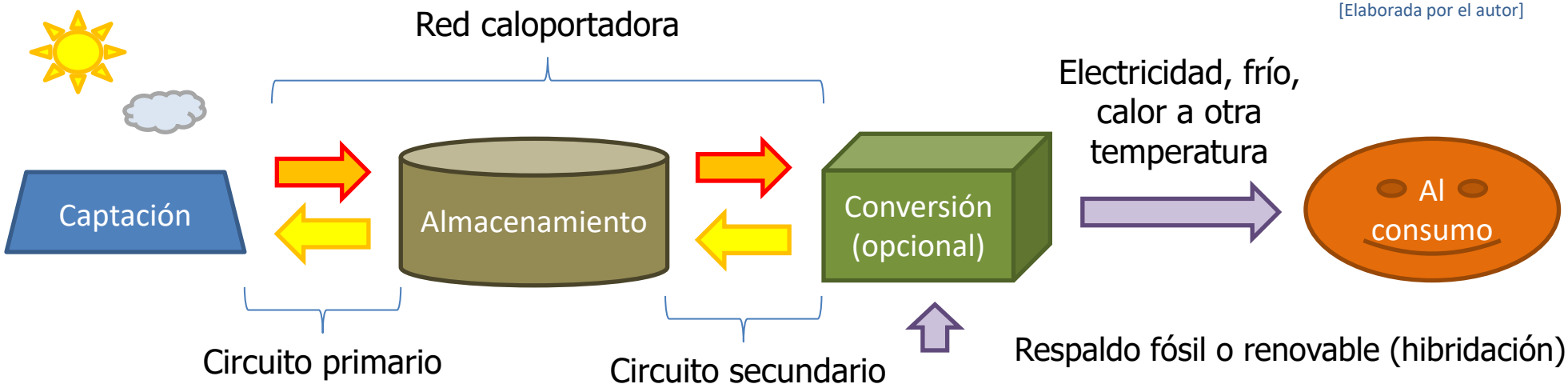


Fig. 8.13.- Esquema genérico de solar térmica.

El **almacenamiento** resulta esencial para suministrar cuando se produce la demanda.
Incluso para grandes plantas conectadas a red, porque:

- Permite adaptarse a la curva de consumo eléctrico (pico de mañana y pico de tarde-noche):
  - Garantiza el suministro en el caso de usuarios aislados.
  - Aumenta los ingresos en sistemas conectados a red eléctrica (gestionabilidad).
  - Facilita una operación menos variable del bloque de potencia (turbinas, …).

El **respaldo** o **hibridación** (consumo no solar para aumentar la producción):

- Resulta esencial cuando el almacenamiento es insuficiente, p. e. preparación de ACS residencial.
- Con renovable:
  - Con biomasa se tiene un almacenamiento intrínseco.
  - La hidroeléctrica es un respaldo basado en la red eléctrica por su rápida respuesta.

- La solar fotovoltaica conectada a red carece de inercia, de almacenamiento (salvo con baterías) y de respaldo.
- La solar térmica suaviza las caídas por paso de nubes por la inercia térmica y desplaza la producción eléctrica hacia la tarde. Generalmente tarda horas por la mañana en producir.
- **Rendimiento eléctrico:** Por estar en serie y solo haber un aporte energético intermedio, ver Actividad 2.5:

$$\eta_e = \eta_{col} \times \underbrace{\eta_{red}}_{\text{Caloportadora}} \times \eta_{al} \times \eta_{co} \qquad (8.4)$$

8.3.- Centrales eléctricas termosolares. Introducción

- Se basan en un ciclo termodinámico de producción de potencia, motor, (bloque de potencia) con aporte exterior de calor solar, por lo tanto continuo.
- La alta temperatura para que el ciclo tenga una eficiencia aceptable reclama el uso de concentración solar, generalmente con espejos, por su alta reflectividad.
- El fluido de trabajo es:
  - Agua para el ciclo Rankine. Para bajas temperaturas se usan fluidos orgánicos ORC.
  - Aire para el ciclo Brayton, por su baratura, abundancia y benignidad aunque necesita $\bar{T} > 800\,℃$. Se explora el uso de CO_2 supercrítico.
  - Los motores Stirling usan helio o hidrógeno.
- El calor residual ha de ser evacuado al ambiente, con torres de refrigeración, húmedas, consumiendo agua; o bien secas, que no la consumen pero reducen la eficiencia del ciclo por reducir la diferencia entre la temperatura máxima y minina.
- Se conciben actualmente plantas complejas, con ciclo combinado e hibridación.
- Si bien hay plantas sin acumulación térmica, se valora la capacidad de acumulación (actualmente entre 1 hora y 15 horas a plena potencia) para mejorar la gestionabilidad de la producción eléctrica, p.e. Gemasolar. El ciclo Rankine dispone de una pequeña acumulación en el calderín, en forma de agua saturada.
- Además del fluido de trabajo puede haber más fluidos externos al ciclo, como aceite térmico y sales fundidas, para transportar y almacenar.

cc BY NC SA

8.3.- Centrales eléctricas termosolares. (cont.)

- La necesidad que tiene el ciclo Rankine con vapor de agua de: 1.- un tamaño considerable para lograr un coste aceptable de electricidad y 2.- cierta estabilidad de funcionamiento de la correspondiente turbina, hace este ciclo compatible con el sistema de heliostatos-torre y con el de campo de colectores de canales parabólicos o Fresnel de un cierto tamaño ~ 10 MW a 100 MW.
- El sistema de almacenamiento más difundido es con sales (eutécticas de nitratos y nitritos sódicos y potásicos) permanentemente fundidas en uno (termoclina) o dos depósitos separados.

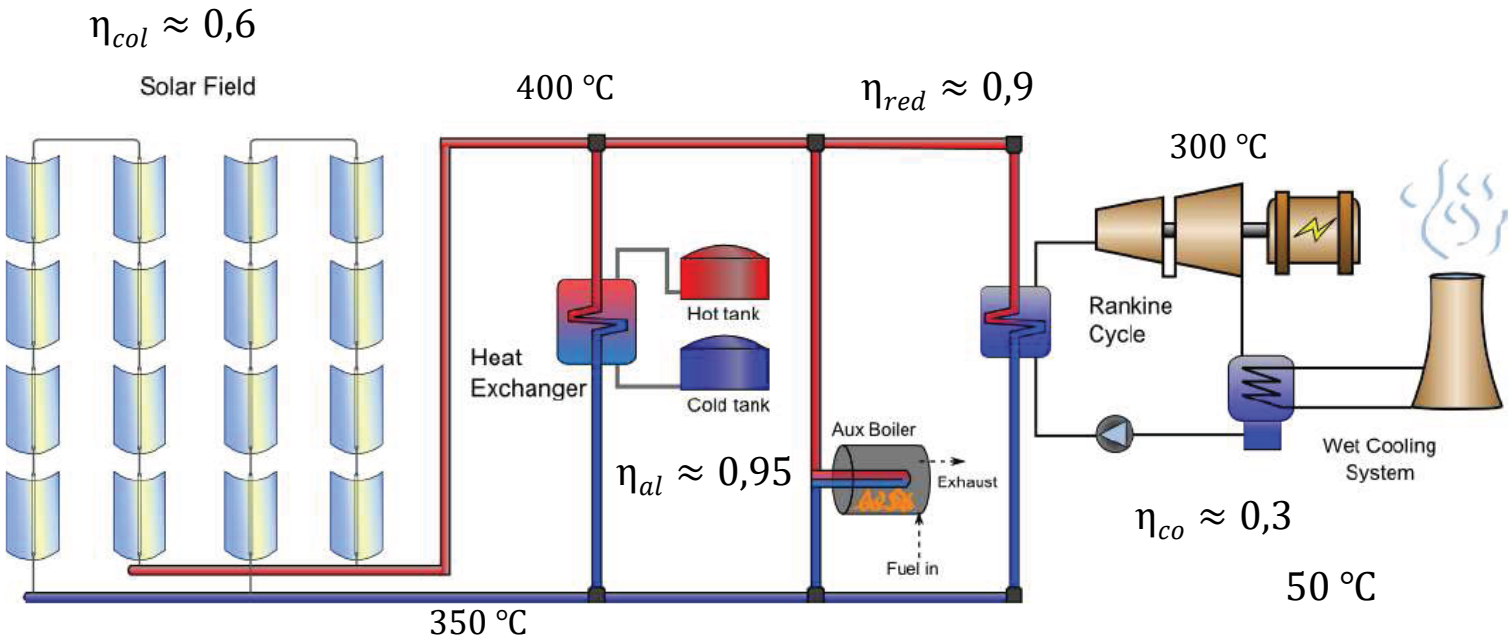
1. Las centrales de canal parabólico usan aceite térmico (estable a alta temperatura) para recoger el calor de los colectores transfiriéndolo a las sales fundidas por medio de cambiadores de calor. Éstas transfieren el calor al vapor, que sale entre 300 ºC y 400 ºC, condensándose parcialmente en la turbina por lo que la encarece. Sería mejor disponer de vapor sobrecalentado.
2. Las centrales de torre usan sales en el colector para unos dar 500 ºC del vapor sobrecalentado.
3. Los sistemas de menor tamaño usan un disco parabólico y microturbinas o motores Stirling calentando un gas a unos 800 ºC; carecen de almacenamiento pero podrían hibridarse.
4. Es posible obtener eficiencias del ciclo aceptables, 10% al 20%, y simplificaciones técnicas sustituyendo el agua del ciclo por un fluido orgánico de alto peso molecular, como los refrigerantes, y temperaturas de aporte del calor medias (MT), de 150 a 250 ºC → Rankine orgánico u ORC para tamaños pequeños. Poca corrosión interna y posibilitan instalaciones pequeñas e industriales.

- Las eficiencias eléctricas η_e (sol a electricidad) logradas han de afectarse de un coeficiente corrector ~ 0,8 para obtener eficiencias medias anuales por efecto de la geometría del sol, meteorología, arranques y paradas.

cc BY NC SA

8.3.- Centrales eléctricas termosolares. (cont.)

I.- Centrales de canales parabólicos. Esquema de componentes: producción de vapor saturado, que hace compleja la turbina por condensarse en ella el vapor. Son el 90% de las centrales TS en España.



3 fluidos:

1. Aceite térmico
2. Sales
3. Agua

- η_e nominal 16%
- η_e media anual 14%

La producción directa de vapor y el uso de solamente sales está en desarrollo.

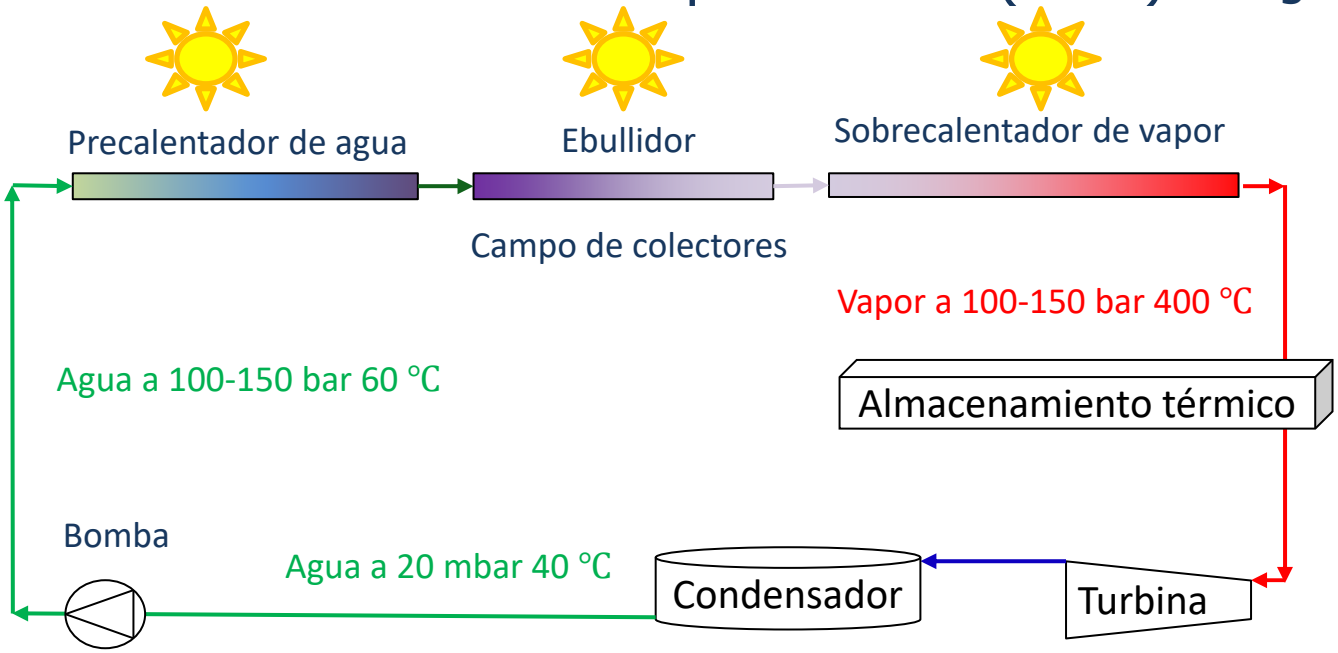
El tamaño está limitado por las pérdidas en conductos.

Fig. 8.14.- Imagen tomada de SAM (System Advisor Model) de NREL (National Renewable Energy Laboratory) https://sam.nrel.gov/

Fig. 8.15.- Andasol I y II en Granada, España. La mayor del mundo antes de Ivanpah. Fuente: Andasol I, BSMPS, CC:by-sa https://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/e/e5/12-05-08_AS1.JPG

8.3.- Centrales eléctricas termosolares. (cont.)

II.- Centrales de canales parabólicos (cont.) con generación directa de vapor (GDV):



[Elaborada por el autor]

Fig. 8.15.- Más información: www.solarconcentra.org/

- 1 solo fluido con cambio de fase.
- El almacenamiento está aún por resolver. Podría ser:
  - Sensible: en hormigón o áridos, o en sales fundidas con cambiador de calor.
  - Latente: PCM (Phase Change Materials) aún no se usa.
  - Termoquímico aún no se usa.

- Vapor con línea roja y agua líquida con línea verde.
- Se estima un 20 % de reducción de costes (sistemas de aceite térmico, cambiadores de calor …) así como un ligero aumento de η_e.
- El vapor se sobrecalienta en los tubos receptores, 400 ºC; frente a 300 ºC con aceite térmico.
- El tubo receptor plantea muchos problemas de tensiones térmicas y de estabilidad del flujo al formarse vapor y secarse localmente. Se evitan sangrando el vapor formado.

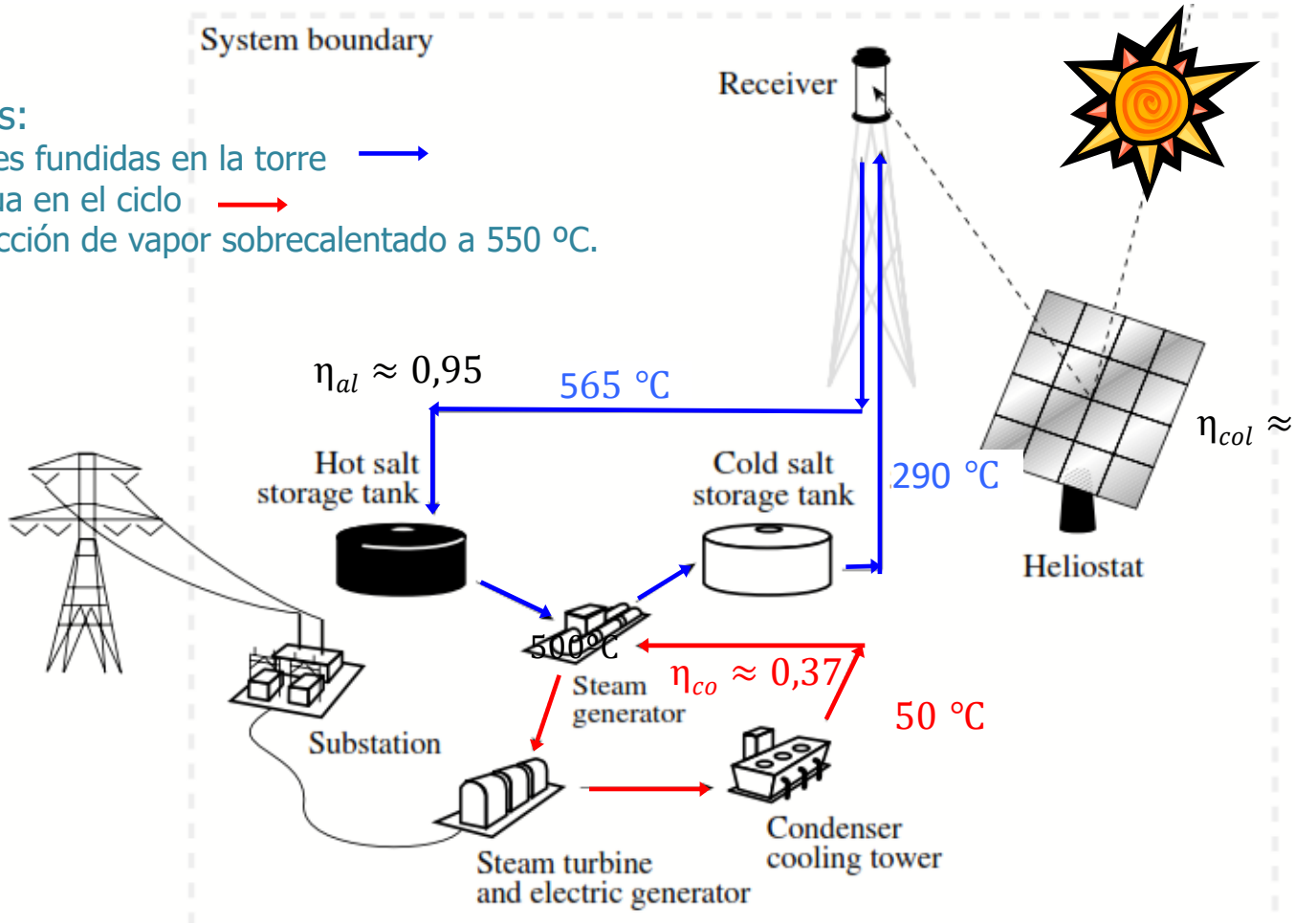
8.3.- Centrales eléctricas termosolares (cont.)

III.- Centrales de torre, p. e. Torresol

Producción de vapor sobrecalentado y recalentamiento intermedio en la turbina.

2 fluidos:
1. Sales fundidas en la torre →
2. Agua en el ciclo →

- Producción de vapor sobrecalentado a 550 ºC.



Eficiencia nominal$_e$ 20%
Eficiencia$_e$ media anual 17%

Fig. 8.16.- Fuente: "Solar Two" por A. Lecuona licenciado bajo CC BY 4.0 / Derivada de https://www.nrel.gov/docs/fy01osti/28751.pdf obra original del US Department of Energy/NREL/ALLIANCE Obviamente $\eta_{red} \approx 1$.

El tamaño está limitado por caída de rendimiento óptico por distancia a la torre y por el coste de la altura de la torre, → potencia nominal ≤ 100 a 200 MW.
Coste actual de construcción 5,6 €/W$_e$ (Ivanpah) o incluso más bajo. Ver Figura 6.1.0.

Consumo de agua termosolar

1. **Agua de reposición del ciclo.** Por fugas y operaciones técnicas.
2. **Agua de la torre de refrigeración.** Con torre húmeda, en zonas secas se logra evacuar a la temperatura del bulbo húmedo T_h, hasta unos 25 ºC inferior a la temperatura del bulbo seco T_a, con lo que la eficiencia del ciclo aumenta. 90% del consumo total de agua, por lo que algunas centrales usan torres secas (condensando el vapor del ciclo con aire ambiente T_a, Fig. 8.16).
3. **Agua de limpieza de espejos.** Lavado ~ semanal con equipo especializado. Suele ser la localización de la planta de atmósfera muy seca → polvo.

- El consumo de agua es limitante en regiones desérticas (donde la irradiancia directa normal $DNI = G_{b,n}$ es mayor) por la dificultad de lograr permisos para su uso y por su coste.
- El aumentar la temperatura máxima del ciclo se reduce el consumo de agua de torre, por ser menor el calor a evacuar.
- La recuperación de agua de limpieza de espejos es una tecnología de interés, actualmente bien desarrollada.

cc BY NC SA

8.3.- Centrales eléctricas termosolares. (cont.)

Fluidos caloportadores

Aceite térmico:

☺ No se congela ni hierve. No es corrosivo. Son hidrocarburos o base silicona.

☹ Válido hasta 400 ºC por lo que la eficiencia del ciclo es baja. Costoso. Tóxico, contaminante del terreno si se vierte, e inflamable a esa temperatura. Incompatible con zona urbana. Vida limitada por degradación. Libera H_2 que permea los metales → problema para mantener el vacío en los tubos receptores.

Sales fundidas

☺ C.r. a aceites: Mayor capacidad de transferencia de calor y de almacenamiento. Menor coste. No hay límite brusco a la temperatura máxima, aunque 600 ºC es de referencia, pero con corrosión.

☹ Las convencionales solidifican a ~ 230 ºC por lo que hay que evitar enfriamiento por la noche y días nubosos. Corrosión aún no bien caracterizada. Poca disponibilidad de bombas y válvulas para este fluido. Coste específico del sistema completo de almacenamiento ~ 36 €/kWh_e.

☺ Actualmente se trabaja en sales ternarias con calcio, menos corrosivas.

☺ En ENEA, Italia, se experimenta con centrales cilindro-parabólicas usando sales directamente.

Generación Directa de Vapor de agua, GDV

☺ Mayor eficiencia del ciclo por calentar directamente el fluido de trabajo, especialmente si se produce vapor sobrecalentado (difícil). Eliminación de cambiadores de calor.

☹ No permite grandes almacenamientos con agua sobrecalentada por la elevada presión; se recurre a otro material, p. e. sales, áridos o PCM. Inestabilidades fluido-dinámicas (olas) en el colector de tubo horizontal y tendencia a la fatiga térmica del material del tubo receptor.

8.3.- Centrales eléctricas termosolares. (cont.)

Hibridación y almacenamiento de centrales termosolares. Ambos ayudan a la gestionabilidad de la central y evitan arranques continuos del bloque de potencia.

Hibridación con quemador auxiliar: potencia adicional independiente del sol.

- Para arranques, marcha en vacío (stand-by) y estabilización ante el paso de nubes, permitida hasta un 5% de consumo anual (usos técnicos).
- Para suministrar a la red sin aporte solar, no permitida en España pues el bajo rendimiento del bloque de potencia $\eta_{co} = 0{,}25 - 0{,}37$ hace preferible el uso del gas natural en centrales de ciclo combinado $\eta_{co} = 0{,}5 - 0{,}6$. Excepción si el combustible es renovable (biomasa o residuos) p. e. Les Borges.

- Hibridación en ciclo combinado. Necesitarían alcanzarse temperaturas de 500-800 ºC en ciclo de cabeza Brayton de aire y ciclo Rankine de cola, p. e. Abengoa.
- Hibridación con ciclo de potencia fósil. Se usa la central solar solamente para precalentar el agua del ciclo entre condensador y caldera. Usado de forma experimental.
- **Almacenamiento:** desacopla la potencia solar de la producción, mayor facturación. Encarece el LCOE.
  - Actualmente se efectúa en forma de calor sensible y mayoritariamente en sales fundidas (es posible con aceite térmico, pero su coste y degradación térmica lo desaconseja).
    - Directo, 1 solo fluido, p. e. Ivanpah y Gemasolar.
    - Indirecto, 2 fluidos involucrados. Necesario en plantas de aceite térmico y GDV.
  - Se estudia:
    - Sustituir el sistema de 2 tanques (frío y caliente) por un único tanque con pistón separador.
    - Almacenar en hormigón o cerámica a temperaturas mayores que las permitidas con las sales.

8.3.- Centrales eléctricas termosolares. (cont.)

Los motores térmicos (bloque de potencia):

- Tienen una potencia nominal que se puede superar tan solo ligeramente para evitar daños. Un exceso de producción calórica debe ser vertido al ambiente o se reduce desenfocando el campo solar.
- Al bajar el aporte calórico su potencia cae y el rendimiento generalmente cae también (operación a carga parcial).
- Hay un mínimo aporte calórico que permite tener en marcha el motor sin producción de potencia (stand-by), caliente y presto para dar potencia en un tiempo breve que evite esfuerzos térmicos transitorios excesivos en su estructura.
- El arranque desde parada (black start) requiere más tiempo.
- La parada también requiere un tiempo para evitar esfuerzos térmicos transitorios.
- Estos tiempos son tanto mayores cuanto mayor es el tamaño del motor.
- El almacenamiento en la termosolar permite:
  - En conjunción con un campo solar de potencia nominal superior a la del motor, almacenar durante periodos de pleno sol y complementar durante periodos de poco sol. Aumenta así el % del tiempo que el bloque de potencia actúa a potencia nominal, evitándose el deterioro por variación de la potencia. El coste del almacenamiento y sus pérdidas térmicas limitan la reducción del coste de la electricidad producida (*LCOE* Levelized Cost of Energy, €/kWh).
  - Al final del día, el remanente almacenado produce electricidad cuando la demanda es alta, tarde-noche, permitiendo un precio de venta mayor.
  - El respaldo con combustible (hibridación) amplifica las ventajas del almacenamiento, y actuando sin almacenamiento es ventajoso también.

8.3.- Centrales eléctricas termosolares. (cont.)

Situación en España: Noticias y análisis.

- España dispone de ≅ 2,3 GW_e, el primer país del mundo, lo que ascendía al ~50% de la potencia mundial instalada en 2018. 50 centrales, 20 de ellas con almacenamiento mapa.
- Se han superado medias de 2.220 horas anuales de funcionamiento a potencia nominal lo cual supone un 21% de **factor de capacidad** FC. *La eólica típicamente logra 2.500 horas, o más*.
  - Esto supuso un total de 1,6% de la demanda eléctrica española, 2,1% en 2018.
- La central GEMASOLAR es capaz de generar electricidad las 24 horas del día (soleado) sin quemar combustible, por su alto almacenamiento (15 horas a potencia nominal), resultando en un factor de capacidad anual del $FC = 74\%$.
- La central de Borges, de 25 MW_e, es capaz de generar electricidad las 24 horas del día, hibridizando el ciclo con combustión de biomasa forestal, de cultivos energéticos y residuos agrícolas, permitido al ser renovable y algo de gas natural.

En 2019 el gobierno ha planificado aumentar la termosolar con el Plan Nacional Integral de Energía y Clima 2021-2030. La potencia eléctrica limpia total deberá alcanzar 157 GW_e, de los que:

50 GW_e serán eólicos y 37 fotovoltaicos; 27 GW_e ciclos combinados de gas; 16 GW_e hidráulica; 8 GW_e de bombeo; 7 GW_e solar termoeléctrica, y 3 GW_e nuclear.

El coste del MWh en termosolar está en torno a los 70 €/MWh, mientras que la fotovoltaica a 2019 se sitúa en tan bajo como los 30 €/MWh (en sitios favorables). Pero si a la fotovoltaica se le dota de almacenamiento, sube a 100 €/MWh, Ver. Fuente.

cc BY NC SA

8.3.- Centrales eléctricas termosolares. (cont.)

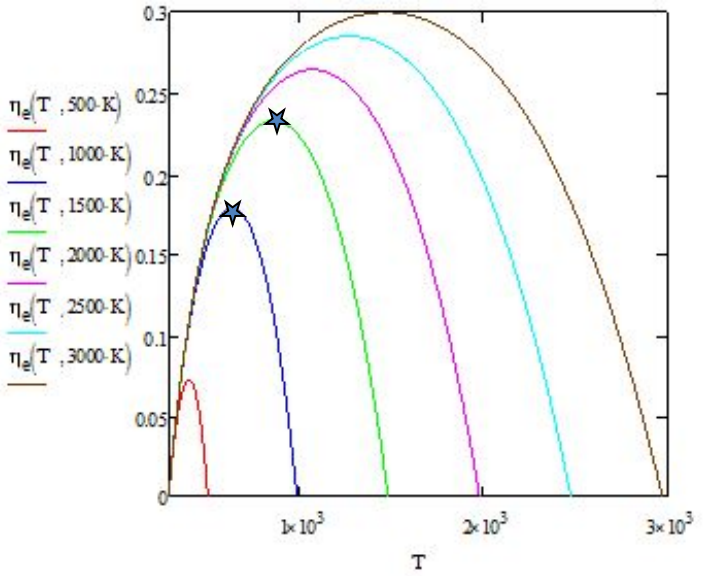
Ejercicio 8.1: Es bien conocido que la eficiencia de los colectores disminuye al aumentar la temperatura, del fluido, mientras que la de los motores térmicos que alimentan aumenta con ella. Calcular la eficiencia global máxi-ma de sol a trabajo $\eta_{e,máx}$ y la **temperatura óptima** correspondiente en el receptor T_{op} de una central termosolar con pérdidas exclusivamente ópticas y por radiación, a causa de la alta temperatura alcanzada. Ocurren desde el absorbedor-receptor, construido con un material de absorbancia α_s y emitancia ε_{IR}, recibiendo la irradiancia $G_{b,T}$ con concentración geométrica C, y un rendimiento óptico solo por rayos perdidos, absorción atmosférica y reflectancia equivalente de los espejos $\eta'_o = \rho\alpha_a\gamma$. Se transfiere este calor sin pérdida ni degradación alguna al motor, el cual ofrece una eficiencia de conversión a trabajo η_{co} del 50% de la eficiencia de Carnot η_C, rechazando calor al ambiente a temperatura T_a. NOTA: Es semejante al motor de Stefan-Boltzmann. Se omite $\bar{}$ sobre las temperaturas medias.

$$\eta_e = \frac{W}{\dot{Q}_S} = \frac{\overbrace{\dot{Q}_{ab} - \dot{Q}_p}^{\dot{Q}_s}}{\dot{Q}_S}\underbrace{\frac{W}{\dot{Q}_s}}_{\eta_{co}}\overbrace{\frac{1}{2}\eta_C}^{\eta_C} = \overbrace{\left(\underbrace{\alpha_s\eta'_o}_{\eta_o} - \frac{\dot{Q}_p}{\dot{Q}_S}\right)}^{\eta_{cap}}\frac{1}{2}\left(1-\frac{T_a}{T}\right) = \alpha_s\overbrace{\left(\eta'_o - \frac{\sigma\left(T^4 - T_a{}^4\right)\varepsilon_{IR}A_{ab}}{G_{b,T}\alpha_s A_a}\right)}^{=0 \Rightarrow T=T_{máx}\equiv\text{temper. de estancamiento}}\frac{1}{2}\overbrace{\left(1-\frac{T_a}{T}\right)}^{\eta_C} \Rightarrow \eta_e = \eta_o\left[1-\left(\frac{T}{T^*_{máx}}\right)^4 + \left(\frac{T_a}{T^*_{máx}}\right)^4\right]\frac{1}{2}\left(1-\frac{T_a}{T}\right) \quad (8.5)$$

Usando: $\dot{Q}_{ab} \equiv \underbrace{\frac{\dot{Q}_S}{A_c G_{b,T}}}\underbrace{\eta'_o\alpha_s}_{\eta_o}$. Definiendo: $\frac{G_{b,T}\eta'_o}{\sigma}\frac{\alpha_s A_a}{\varepsilon_{IR}A_{ab}} \equiv T^*_{máx}{}^4 \approx T_{máx}{}^4$, pues $T_a \ll T_{máx}$

Esta función está representada en el gráfico para varias $T^*_{máx}$ y $\eta_o = 0{,}8$; $T_a = 300$ K. T_{op} se obtendría resolviendo numéricamente la ecuación algébrica implícita resultante de hacer:

$$\frac{d\eta_e}{dT} = 0 \Rightarrow \begin{cases} T = T_{op} \\ \eta_{e,máx} = \eta_e\left\langle T_{op}\right\rangle \end{cases}$$



- Se observa que a mayor $T^*_{máx}$ se obtiene una T_{op} que es aproximadamente la mitad a partir de T_a. $T^*_{máx}$ es importante pues al crecer aumenta $\eta_{e,máx}$.
- $T^*_{máx}$ crece con $G_{b,T}$, $C = \frac{A_a}{A_{ab}}$, η'_o y selectividad $\alpha_s/\varepsilon_{IR}$.
- Al variar $G_{b,T}$ a lo largo del día, $\Rightarrow$ variará T_{op} y $\eta_{e,máx}$. La maquinaria puede sufrir esfuerzos térmicos por transitoriedad → almacenamiento e hibridación.

8.3.- Centrales eléctricas termosolares. (cont.)

Ejercicio 8.2: Un perfeccionamiento del modelo del motor anterior consiste en introducir conductancias tér-micas constantes UA en las conexiones del motor, asumido como $1/2$ del de Carnot o endo-reversible, con las $(UA)_s$ y $(UA)_a$ del receptor y del cambiador de calor con el sumidero frío, como representativas de la degradación en los cambiadores de calor, y de esta manera tener en cuenta irreversibilidades I externas; motor parecido al de Curzon-Ahlborg. El ciclo opera a temperatura de suministro T'_s menor que la del calor absorbido T y a temperatura de cesión del calor T'_a mayor que la ambiente, que ahora denominamos T_a. Por lo tanto la eficiencia del ciclo resulta menor.

Solución: Las ecuaciones de las potencias en función de las conductancias térmicas son, véase la Ec. 10.8 con tasas de irreversibilidades internas adiabáticas $\dot{I}$:

$$\dot{Q}_s = U_s A_s \left(T - T'_s\right) \;\; ; \;\; \dot{Q}_a = U_a A_a \left(T'_a - T_a\right) \;\; ; \;\; W = \dot{Q}_s - \dot{Q}_a$$

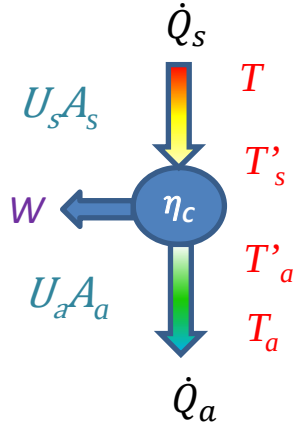
La aplicación de la conservación de la entropía a los intercambios de calor del ciclo no basta para determinar el rendimiento del motor (ciclo + conductancias); es necesario especificar $\dot{Q}_s$, que por ahora dejamos como parámetro para luego introducir su dependencia de las temperaturas. Se puede ver que las irreversibilidades internas $\dot{I}$ se llevan la diferencia entre el rendimiento del ciclo y el de Carnot.

$$\eta_c = 1 - \frac{\dot{Q}_a}{\dot{Q}_s} = \frac{1}{2}\left(1 - \frac{T'_a}{T'_s}\right) \text{ y } \frac{\dot{Q}_s}{T'_s} = \frac{\dot{Q}_a}{T'_a} + \frac{\dot{I}}{T'_s} \rightarrow \frac{\dot{I}}{\dot{Q}_s} = \frac{1}{2}\left(1 - \frac{T'_a}{T'_s}\right) \rightarrow \frac{\dot{Q}_a}{\dot{Q}_s} = \frac{1}{2}\left(1 + \frac{T'_a}{T'_s}\right)$$

$$\frac{T'_a}{T'_s} = \frac{T_a + \dfrac{\dot{Q}_s\left(1 + \dfrac{T'_a}{T'_s}\right)}{2U_a A_a}}{T - \dfrac{\dot{Q}_s}{U_s A_s}} \rightarrow \frac{T'_a}{T'_s} = \frac{T_a + \dfrac{\dot{Q}_s}{2U_a A_a}}{T - \dot{Q}_s\left(\dfrac{1}{U_s A_s} + \dfrac{1}{2U_a A_a}\right)}$$

(8.6)

$$\eta_c = \frac{1}{2}\left[1 - \frac{T_a + \dfrac{\dot{Q}_s}{2U_a A_a}}{T - \dot{Q}_s \underbrace{\left(\dfrac{1}{U_s A_s} + \dfrac{1}{2U_a A_a}\right)}_{\Delta T}}\right]$$



- Para $U_s A_s$ y $2U_a A_a > 0$ hay una reducción en T al comparar la Ec. (8.6) con la (8.5), lo que reduce η_c y por ello η_e.
- Esta reducción es la menor si asumimos que $U_s A_s = 2U_a A_a$, pues si se dispone de un presupuesto máximo para cambiadores de calor $UA = 2U_a A_a + U_s A_s$, el factor que multiplica a $\dot{Q}_s$ en η_C es mínimo ΔT resulta ser el salto de temperatura en ausencia del motor térmico El valor minimizado proporciona $\eta_{c,op}$. $\Delta T_{mín} = 4\dot{Q}_s / U_s A_s$

cc BY NC SA

8.3.- Centrales eléctricas termosolares. (cont.)

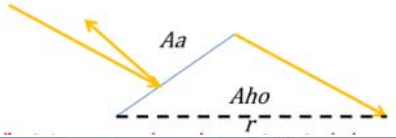
Ejercicio 8.3: Según el NREL, la planta Termosolar de Puerto Errado 2, de 30 MW de potencia neta, con tecnología Fresnel, genera 49 GWh/año, con un recurso solar total de 2.095 kWh/(m²año) de $G_{b,n} = DNI$ y un área total de colectores de 302.000 m². Usa vapor a 270 °C y 55 bar. Calcular su eficiencia eléctrica media.

Solución:

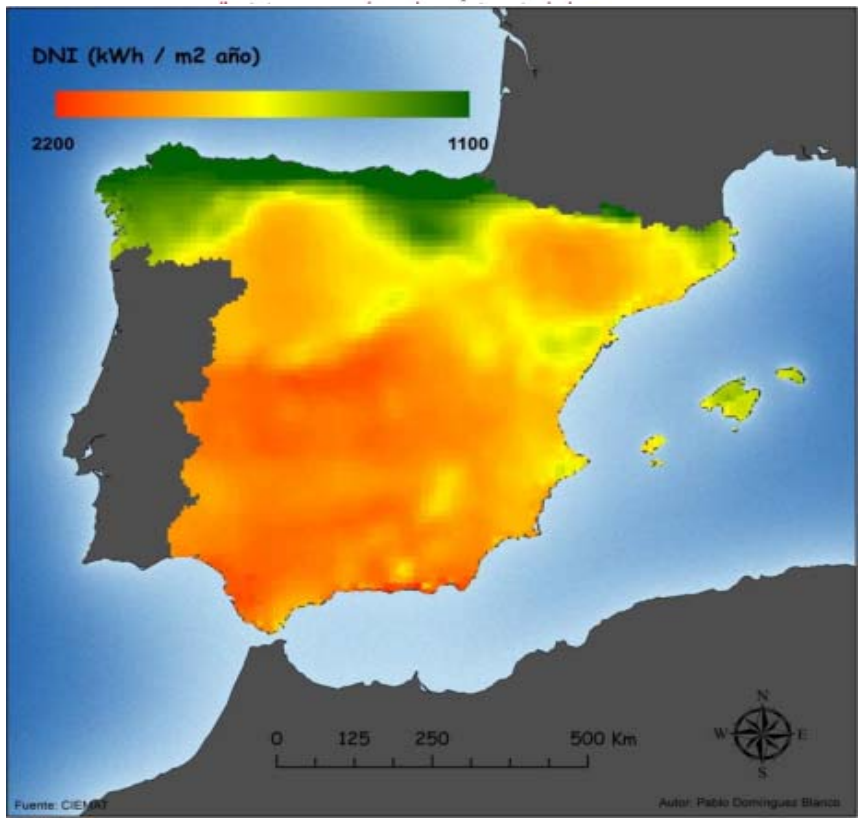
$$\bar{\eta}_e = \frac{49.000 \text{ MWh/año}}{2,095 \text{ MWh/(año}\times\text{m}^2)302.000 \text{ m}^2} = 7,8\%$$

Posible bajo factor de disponibilidad FD.

Ejercicio 8.4: Calcular la eficiencia eléctrica de la central GEMASOLAR y comentar el resultado. Comentar si el uso de la irradiación sobre el plano horizontal a la vez que el área de terreno de los heliostatos es adecuado a este caso. **Solución:** $\bar{\eta}_e = \frac{110 \text{ GWh/año}}{2.172\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2\text{año}}304.750 \text{ m}^2}100 = 16,6\%$



En este caso, los heliostatos, con su A_a bastante mejor orientada al sol (sobre todo los situados al norte de la torre), el aprovechamiento del recurso es mayor salvo cerca del orto y del ocaso, por sombras mutuas. Los espejos Fresnel aprovechan menos de la DNI por ser horizontales. Esto, junto con un rendimiento mayor del bloque de potencia para la Gemasolar origina un rendimiento, así calculado, de más del doble.



Mapa de DNI de España. Análisis de Metodologías de Identificación de Zonas de Exclusión para Estudios de Potencial de Energía Eléctrica Termosolar (CSP) P. Domínguez et al. Doc. CIEMAT Nº 1305. Diciembre, 2013. CC:by-nc-nd. Ver otra fuente.

uc3m | Universidad Carlos III de Madrid
CC BY NC SA

8.4.- Coste de la energía.

- Se suele expresar por unidad de energía producida, generalmente en kWh.
- La producción energética se promedia en un **año medio** o año tipo, $\dot{E}$. Se asume que es continua a lo largo de los n años del proyecto.
- El dinero tiene un coste: interés de un préstamo recibido o intereses obtenibles caso de prestar dinero a un banco, las inversiones en la planta de producción energética han de tenerlo en cuenta; se denomina capitalización. Este interés es mayor con una mayor inflación, la cual no es adivinable en los largos periodos de tiempo de vida de una instalación energética, por lo que suelen usarse **tasas de interés compuesto** anuales de referencia, que suelen estar indexada, p. e. EURIBOR.
- Los costes a imputar a la energía producida no son constantes en el tiempo. Por ello suelen sumarse corrigiendo su valor con una tasa de interés anual i al momento de comienzo del proyecto, generalmente en el instante presente. Se descuentan, actualizan o levelizan.
- Este monto total de costes se reparte uniformemente a lo largo de la vida del proyecto, diciéndose que se **anualiza**, proporcionando una cifra de costes anuales uniforme representativo y más fácilmente aprehensible. Se representa con un punto encima .
- La estructura de costes suele componerse como se indica en el Cap. 1, apartado 1.11.
- El coste unitario actualizado y anualizado $\dot{c}_e$, en inglés *LCOE* (Levelized Cost of Energy, denominado también *LEC* (Levelized, Energy o Electricity, Cost)), ver Fig. 6.2; se define como:

"La suma de costes anualizados $\dot{C}$ y descontados al presente por unidad de producción $\dot{E}$, en un año medio representativo de los años de vida útil de la instalación n. Por lo tanto:

$$\dot{c}_e \equiv LCOE \; \frac{\dot{C}}{\dot{E}} \qquad (8.10)$$

cc BY NC SA

8.4.- Coste de la energía. (cont.)

Para el cálculo de $LCOE$ consideramos que una cantidad C se capitaliza, con un interés compuesto anual constante $i > 0$, tras m años en $C(1+i)^m$. La inversa se denomina descuento, actualización o valor actual (VA), pues la cantidad actual necesaria para tener al final del año m el capital C es $C(1+i)^{-m}$. Luego:

$$VA_m\langle C,i\rangle = \frac{C}{(1+i)^m} \qquad (8.11)$$

Para anualizar se acumulan costes al final de cada año, se actualizan al comienzo del año 1, instante 0, se suman y se reparte equitativamente entre todos los años, con lo que resulta por año.

Considerando una **anualidad** $\dot{C}$ (€/año), constante cada año, para financiar un capital C_0 en el instante 0, habrá de ser:

Factor de recuperación de capital ↓

$$C_0 = \overbrace{\sum_{m=1}^{n}\left(\frac{\dot{C}}{(1+i)^m}\right)}^{VA_m\langle \dot{C},i\rangle} = \dot{C}\frac{\overbrace{\left(\frac{1}{(1+i)^{n+1}}-\frac{1}{(1+i)}\right)}^{\text{Suma de los términos de una progresión geométrica de razón } (1+i)^{-1}}}{\frac{1}{1+i}-1} = \dot{C}\frac{1-(1+i)^{-n}}{i} \Rightarrow \dot{C} = C_0\overbrace{\frac{i}{1-(1+i)^{-n}}}^{FRC\langle i,n\rangle} \geq \frac{C_0}{n} \qquad (8.12)$$

Una forma de entender este resultado es asumir que un capital se ha de repartir entre dos socios, pero uno de ellos cobrará al final del primer año y el segundo al final del segundo año. Debido a los intereses del capital, ambos dos recibirán por igual más de la mitad del capital.

METODOLOGÍA: Llamamos C_0 al **conjunto de costes de adquirir inventariable** (bienes de equipo), iniciales o se actualizan (descuentan) si son necesarias adquisiciones después del comienzo; y separamos los costes de fungible $C_{O\&M}$.

8.4.- Coste de la energía. (cont.)

METODOLOGÍA:

1. Consideramos una única adquisición en el instante 0 del año 1 de comienzo del proyecto y un valor residual del sistema en el año n, $VR_n > 0$ o incluso < 0 si hay que pagar por su retirada y gestión como residuo.
2. Consideramos unos **costes de Operación y Mantenimiento** anuales $C_{O\&M}$ (Ownership & Maintenance).
3. El coste total anualizado de crear y mantener el sistema operando resulta de la suma. Si se multiplica por FRC a la suma de todos los costes actualizados, se obtiene el coste constante por año (anualizado) [€/año]:

$$\dot{C} = \left\{ \overbrace{\left[C_0 - \overbrace{\frac{VR_n}{(1+i)^n}}^{\text{Valor residual actualizado [€]}} \right]}^{\text{Valor actual neto de adquisición}} + \overbrace{\sum_{m=1}^{n} \frac{C_{O\&M,m}}{(1+i)^m}}^{\text{Suma de costes anuales de O\&M actualizados [€]}} \right\} \overbrace{FRC\langle i,n\rangle}^{\text{Para anualizar [año}^{-1}\text{]}} \qquad (8.13)$$

- Esta expresión se simplifica si $C_{O\&M}$ es igual para todos los años y también si $VR = 0$, pues el sumatorio del tercer sumando se cancela con el FRC, de acuerdo a su definición, Ec. 8.12, en azul:

$$\dot{C} = C_0 FRC\langle i,n\rangle + C_{O\&M} \qquad (8.14)$$

- Se simplifica aún más si además $i = 0$, lo cual permite un cálculo preliminar sencillo del coste anualizado de todo el proyecto:

$$\dot{C} = \frac{C_0}{n} + C_{O\&M} \qquad (8.15)$$

8.4.- Coste de la energía. (cont.)

Ejercicio 8.5: Un proyecto proporciona un $LCOE$ determinado. Se logra percibir $k > 1$ veces esa cantidad por la venta energética. Estimar el año n_r en que se amortiza **la instalación y los gastos de O&M** de todo el proyecto de n años, o periodo de retorno o payback period PB, a igual producción renovable cada año.

Solución: Una aproximación es no considerar el efecto de los intereses en el remanente anual (flujo de caja) logrado, por lo que si $\dot{C}$ paga la totalidad de los gastos del proyecto en n años, a los $n_r < n$ años se dispone de un capital para pagar los costes totales del resto del proyecto:

$$\underbrace{\left(k\dot{C}-\dot{C}\right)}_{\text{Flujo de caja anual } FC}\ \underbrace{n_r}_{\text{Años para el retorno}} = \underbrace{\dot{C}\left(n-n_r\right)}_{\text{Costes remanentes calculados}} \Rightarrow n_r = \frac{n}{k} \qquad (8.16)$$

Ejercicio 8.6: En el proyecto anterior asumir que se percibe $k' > 1$ veces solamente el coste anualizado del capital inicial C_0 (lógicamente $k < k'$ ceteris paribus). Estimar el año en que se amortiza **solamente la instalación** n'_r. Es una de las variantes del periodo de retorno del capital, o payback period n_{PB}. P. e., la instalación se para ese año.

Solución: Con la misma aproximación de no considerar el efecto de los intereses en el remanente (flujo de caja) logrado. $\dot{C}'$ (solo amortización $\dot{C}' < \dot{C}$) paga la totalidad del capital en n años; a los $n_p < n$ años se dispone de un capital para pagar la fracción de lo invertido C_0 que queda por amortizar:

$$\underbrace{\left(k'\dot{C}'-\dot{C}'\right)}_{\text{Flujo de caja anual } FC}\ \underbrace{n'_r}_{\text{Años para el retorno}} = \dot{C}'\left(n-n'_r\right) \Rightarrow n'_r = \frac{n}{k'} < n_r \text{ porque no se asumen los } C_{o\&m} \text{ en los } n'_r \text{ años}$$

(8.17)

8.4.- Coste de la energía. (cont.)

Ejercicio 8.7: Asuma de coste de instalación unitario para la planta termosolar de Puerto Herrado-2 un valor estimativo $c_0 = 4$ €/W_e, ver Figura 6.1.0, y un coste anual de O&M total estimado del 2% del capital inicial, **incrementándose igual que el interés anual $i = 6{,}5\%$/año**. Asuma una potencia y producción del Ejercicio 8.3 . Calcular el coste anualizado de la electricidad $LCOE$.

Solución:

$$LCOE = \frac{\dot{C}}{\dot{E}} = c_0 \overbrace{\left(1 + 0{,}02 \times 25\right)}^{\text{Ec.(8.14)}} \overbrace{\frac{i}{1-(1+i)^{-n}}}^{FRC} \frac{1}{\dot{E}} = \overbrace{\underbrace{4{,}0 \frac{€}{W_e}}_{c_0} 30\ MW_e}^{C_0} \times 1{,}5 \overbrace{\frac{0{,}065}{1-\left(1+0{,}065\right)^{-25}}}^{0{,}08198/año} \frac{1}{49 \frac{GWh_e}{año}} = 0{,}301 \frac{€}{kWh_e}$$

- ¡Ha resultado en multiplicarse C_0 por 1,5 ! por tener en cuenta $C_{O\&M}$.
- Resulta superior a la retribución de 0,269 €/kWh_e, declarada en http://www.nrel.gov/csp/solarpaces/project_detail.cfm/projectID=159 .
- El carácter pionero de esta planta indica que probablemente los costes de operación y mantenimiento sean superiores a lo estimado, al menos los primeros años.
- Sin embargo, una maduración de esta tecnología podría bajar el coste de adquisición.
- Podría bajar los costes, en general, al aumentar la potencia nominal (tamaño) pues es relativamente pequeña. 30 MW_e, cuando el máximo permitido en España es 50 MW_e.
- Este coste puede compararse con otros en Internet aquí.
- En una contabilidad, los costes son negativos. Aquí los consideramos positivos y se restan al compararlos con los ingresos.

8.4.- Coste de la energía. (cont.)

Ejercicio 8.8: Sea una instalación avanzada fotovoltaica híbrida (PVT) para la producción simultánea de electricidad y calor solar con el remanente de las células; con orientación fija.

Costes: Adquisición fotovoltaica: $c_{0,e} = 3 \frac{€}{\mathrm{W_{e,p}}}$; térmica: $c_{0,T} = 0{,}7 \frac{€}{\mathrm{W}_{T,\mathrm{p}}}$ (raro, se suele dar por m²).

Operación y mantenimiento, coste fijo anual: $K_e = \frac{c_{O\&M,e}}{c_{0,e}} = 2\%; K_T = \frac{c_{O\&M,t}}{c_{0,t}} = 3\%$

Eficiencias: PV: $\bar{\eta}_{\mathrm{e}} = 20\,\%;\ \bar{\eta}_T = 60\,\%$, referidos a la misma área de apertura A_a y a una media anual de $\overline{G_T} = \mathbf{200\ W_S/m^2}$. **Factores de disponibilidad**: $FD_e = 90\%;\ FD_T = 80\%$.

1.- Potencia térmica y potencia total sobre la eléctrica: $\Upsilon = \frac{\bar{\eta}_T}{\bar{\eta}_{\mathrm{e}}} = 3 \frac{\mathrm{W}_T}{\mathrm{W_e}}$; $\Upsilon_{total} = 3{+}1 = 4 \frac{\mathrm{W_{total}}}{\mathrm{W_e}}$

2.- Producción anual de energía por unidad de área:

$$w = \overline{G_T} \bar{\eta}_e \times FD_e = 200 \frac{\mathrm{W_S}}{\mathrm{m^2}} 0{,}2 \frac{\mathrm{W_e}}{\mathrm{W_S}} 0{,}9 \times \overbrace{8.766 \frac{\mathrm{h}}{\mathrm{año}}}^{1} = 0{,}316 \frac{\mathrm{MW_e\ h}}{\mathrm{m^2\ año}}$$

$$\dot{q} = \overline{G_T} \bar{\eta}_e T \times FD_T = 200 \frac{\mathrm{W_S}}{\mathrm{m^2}} 0{,}2 \frac{\mathrm{W_e}}{\mathrm{W_S}} 3 \frac{\mathrm{W}_T}{\mathrm{W_e}} 0{,}8 \times 8.766 \frac{\mathrm{h}}{\mathrm{año}} = 0{,}842 \frac{\mathrm{MW}_T\ \mathrm{h}}{\mathrm{m^2\ año}}$$

3.- Producción total anual de exergía por unidad de área, si el calor se produce a una temperatura media $\bar{\mathrm{t}} = 60\ ºC$, con una temperatura ambiente media anual $t_{amb} = 20\ ºC$.

$$\dot{a} = w + \dot{q} \left(1 - \frac{\bar{T}_{amb}}{\bar{T}}\right) = 0{,}316 \frac{\mathrm{MW\ \ h}}{\mathrm{m^2\ año}} + 0{,}842 \frac{\mathrm{MW\ \ h}}{\mathrm{m^2\ año}} \underbrace{\left(1 - \frac{20 + 273}{60 + 273}\right)}_{0{,}120} = 0{,}417 \frac{\mathrm{MW\ \ h}}{\mathrm{m^2\ año}}$$

4.- Potencia eléctrica pico **con $\eta_{e,p} = 0{,}25$ en condic. estándar,** y pot. media, por unidad de área:

$$w_p = G_{T,p} \eta_{e,p} = 1.000 \frac{\mathrm{W_{S,p}}}{\mathrm{m^2}} 0{,}25 \frac{\mathrm{W_{e,p}}}{\mathrm{W_{S,p}}} = 250 \frac{\mathrm{W_{e,p}}}{\mathrm{m^2}}\ ; w' = \overbrace{0{,}316 \frac{\mathrm{MW_e\ h}}{\mathrm{m^2\ año}}}^{w} \frac{\mathrm{año}}{8.766\ \mathrm{h}} = 36{,}1 \frac{\mathrm{W_e}}{\mathrm{m^2}}$$

8.4.- Coste de la energía. (cont.)

Ejercicio 8.8 (cont.): Sea una instalación avanzada fotovoltaica híbrida (PVT) para la producción simultánea de electricidad y calor solar con el remanente de las células, de orientación fija.

5.- Costes anualizado, por unidad de área, de la instalación completa con un $i = 4\%$ de interés anual y una vida financiera de $n = 20$ años:

$$c_0 = (c_{0,e} + c_{0,T}\Upsilon)w_p = \left(3\frac{€}{\mathrm{W_{e,p}}} + 0{,}7\frac{€}{\mathrm{W_{T,p}}}3\frac{\mathrm{W_{T,p}}}{\mathrm{W_{e,p}}}\right)250\frac{\mathrm{W_{e,p}}}{\mathrm{m^2}} = 1.275\frac{€}{\mathrm{m^2}}$$

$$FRC = i[1-(1+i)^{-n}]^{-1} = \frac{0{,}07358}{\text{año}}$$

$$\dot{c} = \left\{\left[c_0 - \frac{\overbrace{\widetilde{VR_n}}^{=0}}{(1+i)^n}\right] + \sum_{m=1}^{n}\frac{\overbrace{c_{O\&M,m}}^{=\text{cte.}}}{(1+i)^m}\right\}w_p FRC\langle i,n\rangle = (c_o FRC + c_{O\&M})w_p$$

$$= \left[(c_{o,e}+c_{o,T})FRC + c_{O\&M,e} + c_{O\&M,T}\right]w_p = \left[(FRC+K_e)c_{o,e} + (FRC+K_T)c_{o,T}\right]w_p =$$

$$= [(0{,}07358+0{,}02)3 + (0{,}07358+0{,}03)\times 3\times 0{,}7]\frac{€}{\mathrm{W_{e,p}}}\frac{1}{\text{año}}250\frac{\mathrm{W_{e,p}}}{\mathrm{m^2}} = 124{,}6\frac{€}{\mathrm{m^2\ año}}$$

6.- Ingresos anuales por la venta de energía, contando con una prima a la producción de $p_P = 20\frac{€}{\mathrm{MW_{total}h}}$ y unos ingresos por la producción: $p_e = 120\frac{€}{\mathrm{MW_e h}}$ y $p_T = 80\frac{€}{\mathrm{MW_T h}}$:

$$\dot{in} = (p_e w + p_T\dot{q} + p_P(w+\dot{q})) =$$

$$= \left(120\frac{€}{\mathrm{MW_e h}}0{,}316\frac{\mathrm{MW_e\ h}}{\mathrm{m^2\ año}} + 80\frac{€}{\mathrm{MW_T h}}0{,}842\frac{\mathrm{MW_T\ h}}{\mathrm{m^2\ año}} + 20\frac{€}{\mathrm{MW_{total}h}}(0{,}316+0{,}842)\frac{\mathrm{MW_T\ h}}{\mathrm{m^2\ año}}\right) = 128{,}4\frac{€}{\mathrm{m^2 año}}$$

7.- Flujo de caja anual: $\dot{fc}_f = \dot{in} - \dot{c} = 128{,}4 - 124{,}6 = 3{,}8\frac{€}{\mathrm{m^2\ año}}$

8.4.- Coste de la energía (cont.). Otros parámetros económicos

Flujo de caja o ingresos netos: Ingresos (venta de energía) menos costes, anuales

$$FC_n = IN_n - C_n \tag{8.18}$$

Se pueden descontar al instante cero (Discounted Cash Flow):

$$FCD = VA_n\langle FC_n, i\rangle \tag{8.19}$$

Valor actual neto: Valor de todo el proyecto en el instante 0 (Net Present Value),

$$VAN = \sum FCD = \sum_{m=1}^{n} VA_m\langle FC_m, i\rangle > 0 \text{ por viabilidad} \tag{8.20}$$

- Puede simplificarse de la siguiente forma:

$$VAN = -C_0 + \sum_{m=1}^{n} VA_m\langle FC'_m, i\rangle \; ; \; \underbrace{FC'_m = IN_m - C_{O\&M,m}}_{\text{Sin amortizaciones}} \tag{8.21}$$

Índice de beneficios: se adimensionaliza con la inversión inicial: Para una cierta inversión (riesgo) qué riqueza (VAN) se logra con el proyecto,

$$IB = \frac{VAN}{C_0} \tag{8.22}$$

- Da idea de la productividad económica de un proyecto.

8.4.- Coste de la energía (cont.). Otros parámetros económicos.

Tasa interna de retorno: TIR, interés del capital que anula el VAN

$$VAN = 0 \rightarrow C_0 = \sum_{m=1}^{n} VA_m\langle FC'_m, \boldsymbol{TIR}\rangle \qquad (8.23)$$

- Ecuación implícita que se ha de resolver iterativamente.
- Habitualmente se considera un proyecto económicamente atractivo cuando $TIR > interés\ de\ referencia$. Es específico de cada sector industrial.
- Da una idea del riesgo del proyecto ante eventualidades futuras.

Otro índice que **periodo de retorno (payback).** Se puede visualizar el VAN como algo dinámico, variando año a año hasta llegar al valor hasta ahora calculado al llegar el proyecto a su final:

$$VAN = 0 \rightarrow C_0 = \sum_{m=1}^{\boldsymbol{PB}} VA_m\langle FC'_m, i\rangle \qquad (8.24)$$

- Ecuación implícita en PB, resoluble viendo la evolución del VAN a lo largo de los años en el discurrir previsto de la empresa y eligiendo aquél en el que pasa de negativo a positivo.
- Convienen proyectos del menor valor de PB.
- No da idea del valor de un proyecto.

8.5.- Energía solar. Consideraciones adicionales. (*ex cursus*)

Técnicas solares avanzadas: PVT

Para reducir la ocupación de espacio se están desarrollando paneles fototérmicos (PVT). El remanente de la radiación solar no convertida en electricidad fotovoltaica:

a. Se convierte a energía térmica. Se calienta aire o agua.

b. Alimenta una máquina térmica de eficiencia η_T, con lo que el rendimiento energético global, sin otras pérdidas es:

$$\eta_g = \eta_e + (1-\eta_e)\eta_T \qquad (8.25)$$

El mayor problema es que las altas temperatura a las que el calor puede resultar interesante, o de alto rendimiento térmico (η_T), reducen la eficiencia y la vida operativa de las células PV.

Ejercicio 8.9: Un panel fototérmico de $\eta_e = 15\ \%$ a 70 ºC, logra aplicar el 75% del sol $\dot{Q}_S$, a 50 ºC, a una bomba de calor de alta temperatura a través de un circuito cerrado de agua caliente, véase Ejercicio 2.9. El restante 10% solar queda en forma de pérdidas al ambiente. El calor producido por el panel alimenta el evaporador $_e$ de la bomba de calor de compresión mecánica que produce agua caliente para calefacción de ambiente interior, cediéndolo a 80 ºC en su condensador $_c$, sin pérdidas apreciables (para poder mantener los radiadores antiguos). Es movida por la electricidad fotovoltaica, con un $COP = \frac{\dot{Q}_c}{W_e} = 6$. Calcular el rendimiento global y si hace falta calor auxiliar para la bomba, o bien si sobra.

Solución: $\eta_g = \frac{\dot{Q}_c}{\dot{Q}_s} = \frac{W_e}{\dot{Q}_s}\frac{\dot{Q}_c}{W_e} = \eta_e COP = 0{,}15 \times 6 = 0{,}9$; alto. La electricidad es consumida en este caso.

Calor necesario en la bomba de calor: $\frac{\dot{Q}_e}{\dot{Q}_s} = \frac{\dot{Q}_c - W_e}{\dot{Q}_s} = \eta_e COP - \eta_e = (COP-1)\eta_e = 5 \times 0{,}15 = 75\ \%$

Coincide exactamente con el disponible en este estado operativo. Un colector solar térmico plano daría típicamente un rendimiento del 50 % a 90 ºC, menor que el 90% en nuestro caso. Pero es más barato.

8.6 Bibliografía.

[1] Guerrero-Lemus, Ricardo, Martínez-Duart, José Manuel. Renewable Energies and CO2. Cost Analysis, Environmental Impacts and Technological Trends. Springer Verlag, 2012 Edition. Series: Lecture Notes in Energy, Vol. 3. 2013.

[2] Duffie J. A., Beckman W. A. Solar Engineering of Thermal Processes. Edition, 3. John Wiley & Sons, 2006.

[3] Solar Concentra. SITUACIÓN COMERCIAL DE LAS TECNOLOGÍAS. Informe Técnico Octubre, 2012.. CTAER. Ministerio de Economía y Competitividad. Autor no declarado.

[4] Stein R. S., Powers J. The Energy Problem. ISBN 978-981-4340-31-1. Imperial College Press.

[5] Crawley G. M. ed.The World Scientific Handbook of Energy. ISBN: 978-981-4343-51-0. 2013. World Scientific Publishing Co.

[Referencias para ampliación

[7] Energy - Management, Supply and Conservation (2nd Edition) 2009 ISBN:978-0-7506-8670-9 Electronic ISBN: 978-0-0809-4288-9 By: Beggs, Clive. Distribuido por Knovel.

La primera Termosolar construída enteramente por trabajadores de etnia negra

cc BY NC SA

8.7.- Cuestiones de autoevaluación. (cont.)

8.1	El sistema de plato paraboloide combinado con motor Stirling dispone de almacenamiento intrínseco	NO
8.2	El campo de colectores de canal parabólico es adecuado para alimentar un ciclo Brayton	NO
8.3	Provocar el vacío en el espacio entre la superficie absorbedora y la cubierta en un colector solar térmico logra reducir las pérdidas por radiación	NO
8.4	La solar fotovoltaica disfruta de la baratura y disponibilidad de baterías para el almacenamiento local	NO
8.5	Un panel fotovoltaico de unos 10 a 20 m^2 resultaría adecuado para aproximarse al concepto de vivienda con aporte neto de energía (eléctrica de red en este caso) casi nulo para un hogar urbano de una familia media española domiciliada en el sur.	SI
8.6	El campo de colectores helióstatos y torre central habría de conseguir temperaturas del vapor en un ciclo Rankine como mínimo de 700 ºC para que su eficiencia sea aceptable	NO
8.7	El sistema de plato paraboloide de revolución combinado con motor Stirling logra que la temperatura a la que calentar el foco caliente sea moderada en comparación con el ciclo Rankine	NO
8.8	El campo de colectores helióstatos y torre con ciclo Rankine tiene una gran inercia térmica, lo que traslada el grueso de su producción hacia la tarde, ayudado por el almacenamiento	SI
8.9	La superficie selectiva del absorbedor en un colector solar logra evitar la absorción de los rayos UV dañinos	NO
8.10	Los canales parabólicos se pueden orientar con su eje este-oeste y siguen la altura del sol	SI
8.11	Los helióstatos de una central termosolar de torre en el hemisferio norte que son más productivos son los situados al norte de la torre	SI
8.12	Las centrales termosolares hibridizadas tienen limitado a un 15% el aporte de quemado de biocombustibles o residuos en España a 2013.	NO

cc BY NC SA

8.7.- Cuestiones de autoevaluación. (cont.)

8.13	Los colectores solares instalados en serie suman el calor recibido al mismo caudal común.	SI
8.14	Los colectores solares instalados en paralelo suman el calor recibido al mismo caudal que se reparte entre ambos.	NO
8.15	Los colectores solares montados en serie logran un aumento de temperatura mayor que si los mismos se montan en paralelo y pasa el mismo caudal por cada uno de ellos.	SI
8.16	En los colectores solares montados en serie se suma la caída de presión de remanso de cada uno de ellos	SI
8.17	En los colectores solares que sean idénticos y estando montados en paralelo se divide el caudal entre ellos.	SI
8.18	Los cambiadores de calor pueden ser adiabáticos con respecto al ambiente, con lo que no existen pérdidas de energía. Pero la caída de temperatura entre la corriente suministradora de calor y la receptora del mismo origina una degradación (irreversibilidad) que destruye exergía.	SI
8.19	El rendimiento eléctrico de las centrales de torre es superior a las de colectores cilindro-parabólicos convencionales.	SI
8.20	El rendimiento eléctrico de las centrales de colectores cilindro-parabólicos es superior a las de colectores Fresnel convencionales.	SI
8.21	Para aumentar la temperatura de estancamiento de un colector conviene aumentar el número de soles S.	SI
8.22	Una superficie selectiva pierde notablemente absorptividad de la radiación solar.	NO
8.23	El factor de recuperación de capital evalúa cuanto capital inicial se recupera cada año.	NO
8.24	El valor actual de un capital realizable en el futuro es mayor que éste.	NO

cc BY NC SA

8.8.- Actividades propuestas.

Actividad 8.1: Localice el calor específico medio de la sales hoy en día mayoritariamente usadas para almacenamiento térmico en centrales termosolares. Determine la masa m en toneladas, necesaria por hora de almacenamiento y por MW de potencia eléctrica de salida. Ofrezca la fuente de sus resultados. Use exclusivamente el espacio ofrecido en esta cara del formulario.

Solución: Composición típica, 60% $NaNO_3$, 40% KNO_3; ρ = 1,9 kg/l; c = 1,45 kJ/(kg K) a 250 ºC. Es una fracción de la del agua: c = 4,87 kJ/(kg K), pero no ejerce presión de vapor significativa, abaratando con ello el depósito, tuberías, etc.

Para calcular la masa necesaria es necesario tener en cuenta la eficiencia del ciclo solamente, ya que se dará en unidades de energía eléctrica. Asumiendo $\boldsymbol{\Delta T_{sal} = 50\ ^{\circ}\mathrm{C}}$ **de salto medio de temperatura** y una eficiencia del bloque de generación $\eta_e = 0{,}3$: $\overbrace{mc\Delta t}^{Q}\,\eta_e = \tau_e = 1\ \mathrm{MWh_e}$.

$\frac{m}{\tau_e} = \frac{W_e}{c\Delta t\eta_e} = \frac{3.600\ \mathrm{s\ h^{-1}} \times \overbrace{\mathrm{ton}\ 10^{-3}\ \mathrm{kg^{-1}}}^{1} \times \overbrace{10^3\ \mathrm{kW_e\ MW_e^{-1}}}^{1}}{1{,}45\ \mathrm{kW\ s\ kg^{-1}\ K^{-1}} \times 50\ \mathrm{K} \times 0{,}3\ \mathrm{kW_e\ kW^{-1}}} = 165\,\frac{\mathrm{ton}}{\mathrm{MWh_e}}$. Pero se pueden llegar a tener **100 K de salto (o más p. e. centrales de torre con sales)** lo que proporcionaría la mitad de la masa necesaria. Más precisión si se tiene en cuenta la eficiencia de almacenamiento.

Multiplicando por la potencia de la central tenemos las t/h a potencia nominal. Si tomamos 50 MW_e y $t = 10\ \mathrm{horas}$:

$$m = 165\,\frac{\mathrm{t}}{\mathrm{MWh_e}}\,50\ \mathrm{MW_e} \times 10\ \mathrm{h} = 82.500\ \mathrm{ton}$$

Esto supone dos esferas de: $D = \sqrt[3]{\frac{6m}{\pi\rho}} = \sqrt[3]{\frac{6\times 82{,}5\times 10^3}{3{,}1416\times 1{,}9}}\ \mathrm{m} = 44\ \mathrm{m}$

8.8.- Actividades propuestas.

Actividad 8.2: Determine la relación de capacidad de almacenamiento MJ/kg, y si es posible MJ/litro, entre ultra-condensadores y super-condensadores actuales, baterías incluyendo de litio-ion y un hidrocarburo líquido común en su PCI. Indique la densidad aparente y ser posible, costes. Ofrezca la fuente de sus resultados.

Solución: El gasóleo tiene unos 45 MJ/kg = 12.5 kW h/kg, con una densidad neta del líquido de 0,8 kg/l. Puede ser almacenado en un simple depósito de chapa. Los ultra-condensadores unos 0,1 MJ/kg y una densidad bruta de 1,6 a 2,7 kg/l. Se pueden encontrar datos de 1 MJ/kg para ultra-condensadores con grafeno. *Un ejemplo: la batería Tesla PowerWall costaría unos 3.000 €, almacena 7* kWh*, pesando 100* kg *y ofrece una potencia de 3,3* kW *(12/2015). Esto señala la diferencia entre valores "en seco" y valores prácticos. Supone 430* €/kWh *que bajan a 250* €/kWh *en grandes tamaños.* El almacenamiento térmico en sales fundidas logra 30 €/kWh, fuente.

Battery Type	Nominal cell supply voltage (V)	Energy/ Weight (MJ/Kg)	Energy/ Size (Wh/L)	Power/ Weight (W/kg)	Cycle life (to 80% of initial capacity)	Self discharge % per year
Wet Lead-Acid	2.1-2.2	0.11-0.14	60-75	180	–	–
Nickel-Iron	1.2	0.18	175	100	300-500	5-10%
Nickel-Cadmium	1.2	0.14-0.22	50-150	150	1500	15-20%
Nickel Metal Hydride	1.2	0.11-0.20	140-300	250-	300-500	20%
Lithium Ion	3.6	0.58	270	1800	500-1000	5-10%

Es de destacar la mucho menor densidad de almacenamiento de las baterías y de los ultra y súper-condensadores frente a un combustible, incluso la madera. Sin embargo son reutilizables y de fácil uso.

Los combustibles, para producir trabajo, han de sufrir un rendimiento de conversión relativamente bajo. Aun así su densidad energética es la mayor y arden con facilidad de forma controlada en un quemador que necesita entrada de aire y salida de humos y un intercambiador de calor.

Los combustibles nucleares tienen una densidad energética mucho mayor aún, pero necesitan equipos de enormes pesos para lograr su conversión segura.

8.8.- Actividades propuestas.

Actividad 8.3.- Estime parámetros básicos de un colector solar térmico de canal parabólico de media-baja temperatura, con la superficie del tubo absorbedor al aire. Asuma valores correspondientes a la radiación propia de la superficie absorbedora como de infrarrojo lejano FIR, distintos de los dados para la radiación solar incidente, por ser la superficie selectiva. Datos a incidencia nula:

Absorbancia solar α_S	Emisividad FIR ε_{FIR}	Concentración geométrica C	Reflejancia espejo ρ	Fracción de rayos no perdidos γ
0,9	0,1	20	0,9	0,95

Rendimiento óptico: No hay cubierta de cristal→ $\tau = 1$; $\eta_o = \rho\alpha_s\gamma = 0{,}9 \times 0{,}9 \times 0{,}95 = 0{,}77$

Número de soles medio: $S = C\eta_o = 20 \times 0{,}77 = 15{,}4$

Asumiendo pérdidas según los datos siguientes:

Temperatura ambiente t_a [ºC]	Temp. superficial absorbedor t [ºC]	Cte. de Stefan-Boltzmann $\sigma\left[\frac{\mathrm{W}}{\mathrm{m^2\,K^4}}\right]$	Tubo: $h\left[\frac{\mathrm{W}}{\mathrm{m^2\,K}}\right]$
0	150	$5{,}67\times10^{-8}$	**5**

Potencia de pérdidas radiativas p. u. de área de absorbedor:

$$\frac{\dot{Q}_r}{A_c} = \sigma\varepsilon_{FIR}(T^4 - T_a^4) = 5{,}67 \times 10^{-8}\,\frac{\mathrm{W}}{\mathrm{m^2K^4}} \times 0{,}1[(150+273)^4 - 273^4]\mathrm{K}^4 = 150\,\frac{\mathrm{W}}{\mathrm{m^2}}$$

Potencia de pérdidas convectivas p. u. de área de absorbedor: $\frac{\dot{Q}_c}{A_c} = h(T - T_a) = \mathbf{5}\,\frac{\mathrm{W}}{\mathrm{m^2K}}(150 - 0)\ \mathrm{K} = \mathbf{750}\,\frac{\mathrm{W}}{\mathrm{m^2}}$

Irradiancia total incidente $G_T\left[\frac{\mathrm{W}}{\mathrm{m^2}}\right]$	Irradiancia difusa $G_d\left[\frac{\mathrm{W}}{\mathrm{m^2}}\right]$	Calor específico aceite caloportador $c\left[\frac{\mathrm{kJ}}{\mathrm{kg\,K}}\right]$	Caudal másico $\dot{m}\left[\frac{\mathrm{kg}}{\mathrm{s}}\right]$	$F'[-]$
800	100	2	1	0,9

Rendimiento del colector basado en la directa: $\boldsymbol{\eta_{col}} = F'\left(\eta_o - \frac{\frac{\dot{Q}_r}{A_c} + \frac{\dot{Q}_c}{A_c}}{CG_{T,b}}\right) = \mathbf{0,9}\left(0{,}77 - \frac{150+\mathbf{750}}{20\times700}\right) = \mathbf{0,64}$

Aumento de temperatura a través del colector, asumiendo que el colector tiene una superficie de apertura $A_a = 60\ \mathrm{m^2}$:

$\Delta T = \frac{\dot{Q}}{\dot{m}c} = \frac{A_a G_{T,b}\eta_{col}}{\dot{m}c} = \frac{\mathbf{60}\ \mathrm{m^2}\,700\frac{\mathrm{W}}{\mathrm{m^2}}\mathbf{0{,}64}}{\mathbf{1}\frac{\mathrm{kg}}{\mathrm{s}}\mathbf{2}\frac{\mathrm{kJ}}{\mathrm{kgK}}} = \mathbf{13,4}\ \mathrm{K}$. **Se recomienda reducir las pérdidas convectivas, aquí.**

8.8.- Actividades propuestas.

Actividad 8.4.- Se entiende por retorno n_{PB} el tiempo que se tarda en disponer de fondos acumulados para pagar el equipamiento y mantenimiento de una instalación hasta el final del proyecto a base de *cash flow*. La **cogeneración** puede permitir retornos de la inversión cortos especialmente si se cuenta con ingresos de la venta en su totalidad de electricidad y de los calores residuales del motor y primas. Determine n_{PB} siguiendo la secuencia propuesta. Considere un plazo inicial de financiación $n = 10$ años.

Coste unitario de adquisición de todo el sistema: $c_0 = 2\ €/\mathrm{W_e}$ .Rendimiento eléctrico del motor de gas: $\eta_e = 0{,}4$. Pérdidas de calor y combustible inquemado: 10% del PCI. Precio del combustible $p_{co} = 0{,}5\frac{€}{\mathrm{kg}}$ con $PCI = 55\frac{\mathrm{MJ}}{\mathrm{kg}}$. Coste de mantenimiento anual creciente con la cifra de interés i: $c_{O\&M} = 0{,}1 \times c_0$; $i = \frac{0{,}06}{\text{año}}$. Precios de venta constantes en el tiempo: De la electricidad: $p_e = 70\frac{€}{\mathrm{MWh}}$ y del calor: $p_T = 30\frac{€}{\mathrm{MWh}}$. Prima a la producción total por cogeneración: $p_{cg} = 10\frac{€}{\mathrm{MWh_{e+T}}}$. Factor de capacidad $FC = 0{,}5$, bajo por jornada laboral.

Solución: $FRC = \frac{i}{1-(1+i)^{-n}} = \frac{0{,}1359}{\text{año}}$

Rendimiento energético total: $\eta_{e+T} = \frac{W+\dot{Q}_{util}}{\dot{m}_c PCI} = \frac{\dot{m}_c PCI - \dot{Q}_p}{\dot{m}_c PCI} = 1 - 0{,}1 = 0{,}9$

Ingreso unitario anual por venta de electricidad, $t = 1$ año: $\dot{in}_e = p_e t = 0{,}07\frac{€}{\mathrm{kW_e h}}\frac{1}{2}\frac{8.766\ \mathrm{h}}{\text{año}} = 306{,}8\frac{€}{\mathrm{kW_e año}}$

Ingreso unitario anual por venta de calor: $\dot{in}_T = p_T t = 0{,}03\frac{€}{\mathrm{kW_t h}}\frac{0{,}9-0{,}4}{0{,}4}\frac{\mathrm{kW_t}}{\mathrm{kW_e}}\frac{1}{2}\frac{8.766\ \mathrm{h}}{\text{año}} = 164{,}4\frac{€}{\mathrm{kW_e año}}$

Ingreso unitario anual por primas: $\dot{in}_p = p_{cg} t = 0{,}01\frac{€}{\mathrm{kW_{e+t} h}}\frac{0{,}9}{0{,}4}\frac{\mathrm{kW_{e+t}}}{\mathrm{kW_e}}\frac{1}{2}\frac{8.766\ \mathrm{h}}{\text{año}} = 98{,}6\frac{€}{\mathrm{kW_e año}}$ (8.14)

Coste anualizado de adquirir y mantener el sistema $\dot{c}_{0,O\&M} = \left[c_0 + \overbrace{\sum_{m=1}^{n}\frac{c_{O\&M,m}(1+i)^m}{(1+i)^m}}^{n\times c_{O\&M,m}}\right] FRC = 4.000 \times 0{,}1359 = 543{,}60\frac{€}{\mathrm{kW_e año}}$

Coste unitario anual de combustible (a veces se incluyen en costes de operación): $\dot{c}_c = \frac{p_{co} t}{\eta_e PCI} = \frac{0{,}5\frac{€}{\mathrm{kg_c}}\frac{1}{2}\frac{8.766\ \mathrm{h}}{\text{año}}\frac{3.600\ \mathrm{s}}{\mathrm{h}}}{55\frac{\mathrm{MJ_t}}{\mathrm{kg_c}}0{,}4\frac{\mathrm{MJ_e}}{\mathrm{MJ_t}}} = 358{,}6\frac{€}{\mathrm{kW_e año}}$

Flujo de caja (Ingresos-costes): $\dot{fc}_f = \dot{in}_T - \dot{c}_{0,O\&M} - \dot{c}_{co} = 569{,}8 - 543{,}60 - 358{,}6 = -332{,}40\frac{€}{\mathrm{kW_e año}}$

Cociente entre ingresos y costes totales: $k = \frac{-332{,}40}{902{,}20} = -0{,}368 < 0$, el proyecto es deficitario

Tiempo de retorno n_{PB} = no existe, no se recupera el capital

8.9.- Temas recordatorios.

I.- Transferencia de calor. Puede ser por tres mecanismos en paralelo, formulándose así entre dos temperaturas comunes, interior T_{in} y exterior T_{ex} y > 0 hacia afuera en el caso de pérdidas: $\dot{Q} = \dot{Q}_k + \dot{Q}_r + \dot{Q}_c$

a) Por **conducción** dentro de un material de conductividad térmica k y de sección constante, a través de una longitud característica L_k: $\dot{Q}_k = \overset{\doteq h_k}{\overbrace{\frac{k}{L_k}}} A_k(T_{in} - T_{ex})$ (8.RI.1)

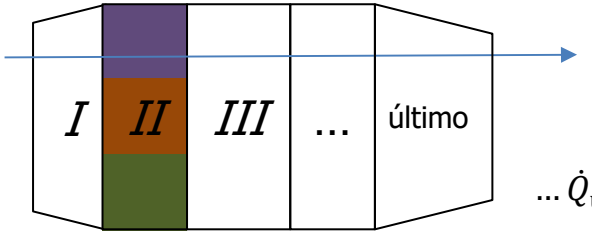
b) Por **radiación**, aceptando un coeficiente de transferencia de calor h_r: $\dot{Q}_r = h_r A_r(T_{in} - T_{ex})$; $h_r \doteq \varepsilon\sigma(T_{in} + T_{ex})\left(T_{in}^2 + T_{ex}^2\right)$ solo válido para el intercambio neto de una superficie de emisividad ε con un ambiente que le rodee completamente $T_{ex} = T_a$.

c) Por **convección**: $\dot{Q}_c = h_c A_c(T_{in} - T_{ex})$ con h pudiendo ser por convección libre, forzada o mixta.

Por lo tanto, definiendo un coeficiente de transferencia de calor global, resulta: $U = \frac{\dot{Q}}{A(T_{in} - T_{ex})} = \frac{A_k h_k + A_r h_r + A_c h_c}{A}$.

Los h y U se comportan como conductancias en paralelo, recurriendo a un símil eléctrico ($\Delta V \equiv \Delta T; I \equiv \dot{Q}$), ponderando con las áreas, pues pueden ser diferentes para cada modo de transferencia. Video. Video.

Si en el camino desde un interior $_{in}$ hacia un exterior $_{ex}$ comunes hay un único camino compuesto de varios tramos I, II, III, etc. como el descrito, hasta uno último, por lo tanto en serie y en contacto íntimo, será:



$$\left.\begin{array}{c} \text{Balance energético: } \dot{Q} \doteq \dot{Q}_I = \dot{Q}_{II} = \dot{Q}_{III} \ \ldots = \dot{Q}_{\text{último}} \\ \dot{Q}_I = U_I A_I \left(\overset{\doteq T_{in}}{\overbrace{T_{in,I}}} - T_{ex,I}\right) \\ \dot{Q}_{II} = U_{II} A_{II}\left(T_{in,II} - T_{ex,II}\right); T_{ex,I} = T_{in,II} \ \ldots \\ \ldots \dot{Q}_{\text{último}} = U_{\text{último}}\, A_{\text{último}}\left(T_{in,\text{último}} - T_{ex,\text{último}}\right); T_{ex,\text{último}} = T_{ex} \\ UA \doteq \frac{\dot{Q}}{T_{in} - T_{ex}} \end{array}\right\} \rightarrow (UA)^{-1} = \sum_{j=1}^{j=\text{último}} \left(U_j A_j\right)^{-1}$$

Las **conductancias** UA en serie se suman inversamente, como las conductancias eléctricas en serie.

La elección del área de referencia A para U es arbitraria; generalmente se elije una fácilmente medible y/o accesible, p. e. la exterior A_{ex}. Así, la pareja UA, resulta inseparable, pues U está referido a A. Si se consideran coeficientes correctores, como F', Ec. (8.3), resulta también en un trío inseparable.

8.9.- Temas recordatorios.

II.-Factor de eficiencia de un colector F'. Referente a la Ec. 8.2, si tomamos la superficie del receptor A_{ab} (Fig. 8.2) por conveniencia para evaluar la pérdida de calor al ambiente (se podría tomar otra), sería:

$\dot{Q}_s = G_T A_a \eta_o - U_{ab} A_{ab} (\hat{T}_{ab} - T_a); T_{ab} > T_a$; U_{ab} considera la transmisión de calor entre A_{ab} y el ambiente (T_a).

Por otro lado, entre A_{ab} y el flujo que interiormente transcurre por el colector, la ecuación que rige la transferencia de calor por convección para una temperatura media efectiva del flujo $\hat{T}$ es:

$$\dot{Q}_s = h_{in} A_{ab} (\hat{T}_{ab} - \hat{T})$$

Dado que $\hat{T}$ es el objeto de nuestra atención, pues se busca calentar el fluido, podemos usar esta ecuación para eliminar T_{ab} en la ecuación anterior, obteniéndose:

$\dot{Q}_s = F' [G_T A_a \eta_o - U_{ab} A_{ab} (\hat{T} - T_a)]; F' = \left(1 + \frac{U_{ab}}{h_{in}}\right)^{-1} = \frac{1}{h_{in}(h_{in}^{-1} + U_{ab}^{-1})} = \frac{U_{all}}{h_{in}}$, siendo U_{all} desde el flujo hasta el exterior (T_a), ver Tema Recordatorio I.

- $F' < 1$ cuando se recibe calor $G_T A_a > 0$.
- $F' \lesssim 1$ si $h_{in} \gg U_{ab}$ cosa habitual en un colector por cuyo interior transcurre un flujo líquido y en el cual se han tomado medidas para: a) aumentar la transferencia de calor al fluido incrementando h_{in} y b) reducir las pérdidas de calor al ambiente, reduciendo U_{ab}.

  Si se hubiera tomado como superficie de referencia A_{ex} sería U_{ex} mayor que U_{ab} y h_{in} sería menor, por incluir el aislamiento entre A_{ex} y A_{in}, por lo que F' diferiría sustancialmente más de la unidad.

III.- Temperatura de estancamiento o máxima del colector se alcanza cuando $\dot{Q}_s = 0 \rightarrow T_{ab} = \hat{T}$. Se llama así porque se obtiene anulando el caudal $\dot{m}$ y es la máxima alcanzable, uniforme, $T_{st} = T_{máx} \rightarrow F' = 1$, véase Ejercicio 8.1, ver:

$$T_{st} = T_a + \frac{G_T A_a \eta_o}{[(UA)_{ab}]_{T_{st}}} = T_a + \frac{G_T S}{[U_{ab}]_{T_{st}}}$$

La sobre-temperatura es tanto mayor cuanto más se logre concentrar con $S > 1$sobre el receptor la irradiancia normal al plano de apertura G_T disponible y cuando más se logre aislar térmicamente del ambiente el receptor.

cc BY NC SA

8.10.- Temas avanzados. (*ex cursus*)

En una central termosolar, el dimensionamiento relativo entre las potencias nominales de:

1: Campo solar (o superficie de apertura A_a a $G_{b,n,máx} = 1\frac{\text{kW}}{\text{m}^2}$) $\dot{Q}_{s,nom} = A_a \overbrace{G_{bn,máx}\eta_{nom,col}}^{\dot{q}_{s,nom}}$.

2: Bloque de potencia, de potencia nominal $W_{e,nom}$.

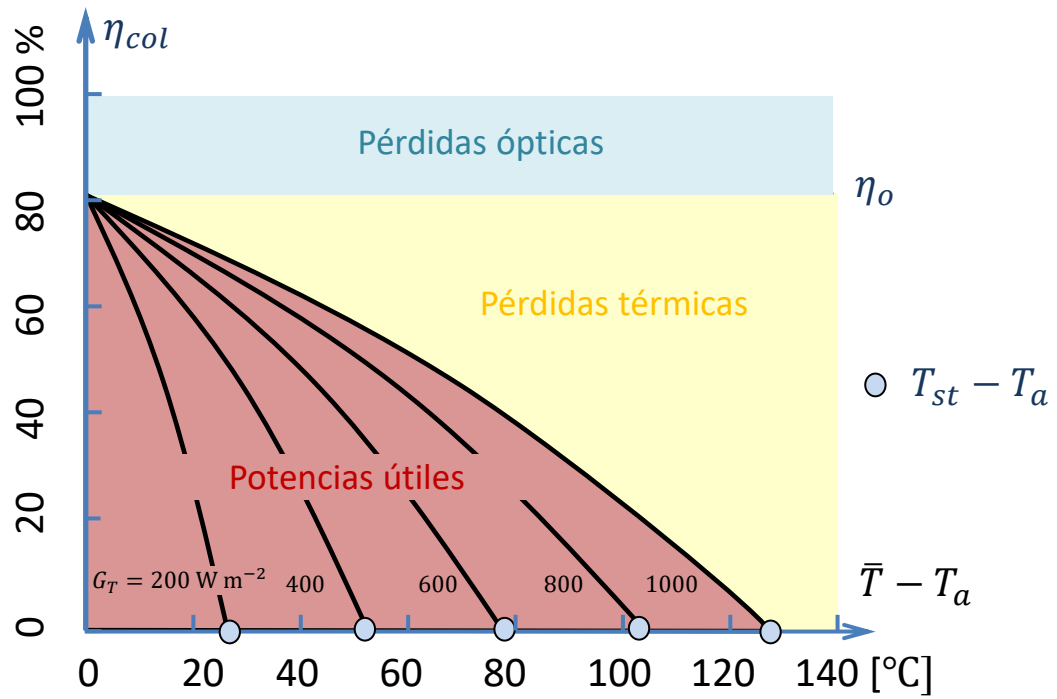
3: Almacenamiento térmico, en horas a $W_{e,nom}$, (cambiadores de calor ilimitados) $t = \frac{C_{sal}\eta_{al}\eta_{co}}{W_{e,nom}}$; C_{sal} = capacidad térmica sensible de las sales [J] $= m_{sal}c_{sal}\Delta T_{sal}$.

… determinan características básicas de la planta termosolar. Fuente.

- Centrales sin almacenamiento (peaker). Un bajo $\frac{\dot{Q}_{s,nom}}{W_{e,nom}} \cong 1$ (múltiplo solar) y $t = 0$. La central produce siguiendo la potencia solar y solo es gestionable desperdiciando calor solar al ambiente. La turbina tiene que arrancar cada día y a carga parcial cuando hay poco sol, por lo tanto, con bajo rendimiento y mantenimiento costoso. Como $W_e \cong \dot{Q}_{s,nom}$, la central es cara por el coste del bloque de potencia, pero menos cara que las de almacenamiento aunque vende a precios menores.
- Centrales con almacenamiento (intermediate y base loader). $h > 0$ permite subir $\frac{\dot{Q}_{s,nom}}{W_{e,nom}}$pues el exceso de potencia solar se almacena. El coste de la central se desplaza hacia el coste del campo solar y del almacenamiento. $t{\sim}10$ h permite acumular cuando hay sol y des-acumular cuando no lo hay; incluso hasta llegar a generar continuamente con $W_{e,nom} < \dot{Q}_{s,nom}$; la turbina funciona casi siempre a potencia nominal con alto rendimiento y bajo coste de mantenimiento e incluso 24 h en épocas soleadas. Se puede concentrar algo la venta en las horas punta, pero con escasa potencia si $W_{e,nom} \ll \dot{Q}_{s,nom}$, con el coste añadido de variación de la carga de la turbina. La central puede ser gestionable con eficiencia; esto es: puede parar con el almacenamiento actuando de tampón si es t grande y puede vender cuando se le pide que produzca, y a buen precio.

cc BY NC SA

8.11.- Temas de ampliación.



[Elaborada por el autor]

$$\text{Eqs. (8.0 y 8.1)} \rightarrow \eta_{col} = \frac{\dot{Q}_s}{\dot{Q}_S} = F'\left[\eta_o - \frac{U_{ab}}{C G_T}(\bar{T} - T_a)\right] \cong \eta_{col,n} = \overbrace{\left[a_o IAM - \underbrace{\frac{a_1}{G_T}(\bar{T} - T_a)}_{\text{Pendiente menor para mayor } G_T} - \frac{a_2}{G_T}(\bar{T} - T_a)^2\right]}^{\text{En condiciones de normalización}}$$

Fig. 8.11.1.- Eficiencias (curvas de normalización) de un colector solar térmico genérico como función de la sobre-temperatura y para varias irradiancias G_T. Desglose de pérdidas en actuaciones estacionarias, con velocidad de viento y orientación solar constantes. Indica que a mayor irradiancia, la eficiencia es mayor para igual sobretemperatura. Los puntos de $\eta_{cap} = 0$ determinan la temperatura de estancamiento T_{st}. T_{st} no necesita valor medio, por alcanzarse isotermicidad durante el estancamiento.

cc BY NC SA

8.11.- Temas de ampliación. (*ex cursus*)

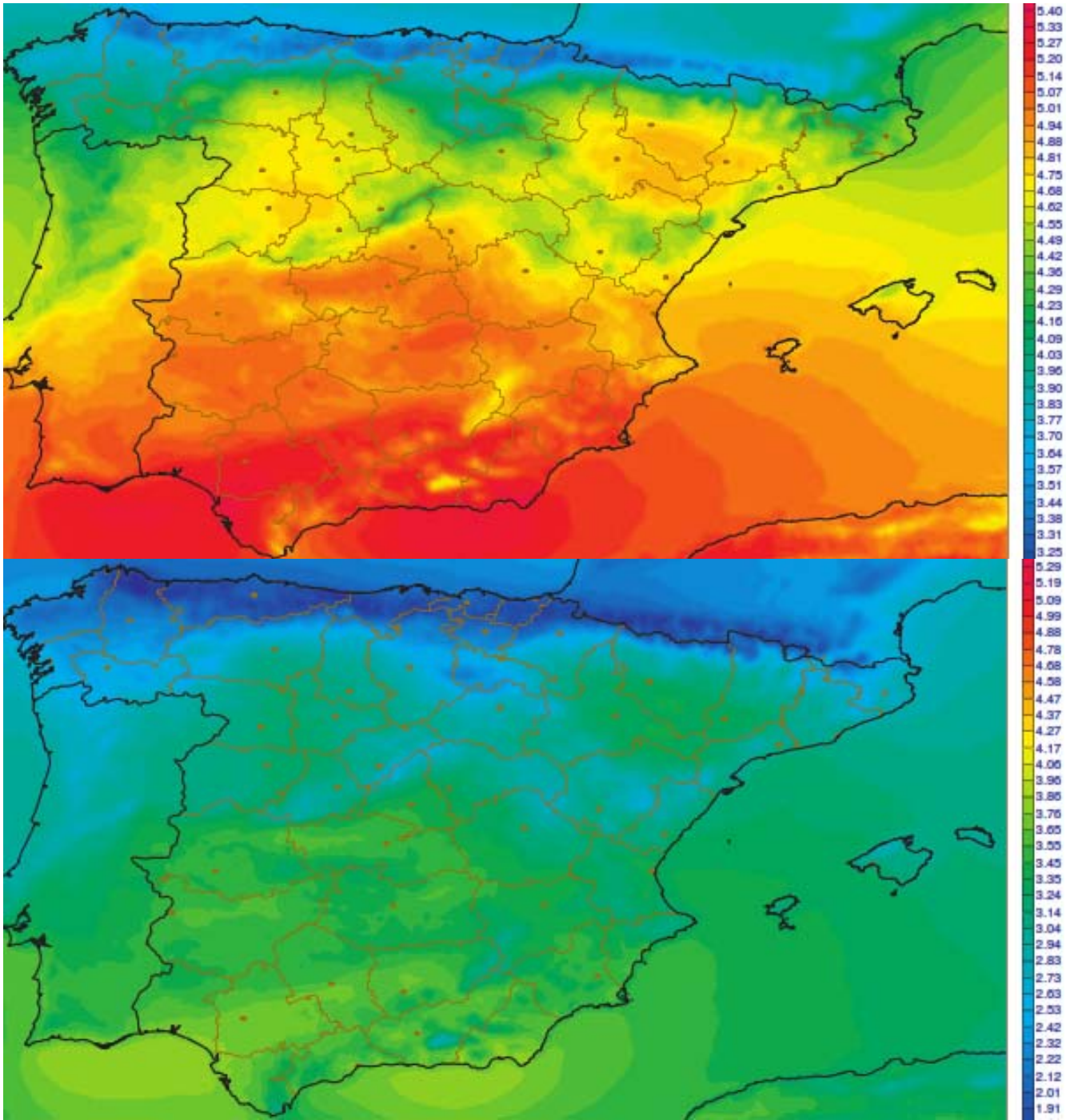


Fig. 8.11.2.- Atlas de recurso solar en España sobre el plano horizontal en $\mathrm{kWh\,m^{-2}\,día^{-1}}$. G y G_b con la misma escala. Sancho et al. Atlas de Radiación Solar en España, © AEMET, . Por la difusa se pierde en media $\approx 30\%$ (verano) a 50% (invierno) de G. Mapas con casi la misma escala.

Ejemplo en Madrid:

$$G_b = 4{,}3\,\frac{\mathrm{kW\,h}}{\mathrm{m^2\,día}}\,365{,}25\,\frac{\mathrm{día}}{\mathrm{año}}$$

$$= 1.571\,\frac{\mathrm{kW\,h}}{\mathrm{m^2 año}} = 4{,}31\,\frac{\mathrm{kW\,h}}{\mathrm{m^2 día}}\,\frac{\mathrm{día}}{24\ \mathrm{h}}$$

$$= 180\ \mathrm{W}$$

Ver Ejercicio 8.8.

8.11.- Temas de ampliación. (*ex cursus*)

Ejemplos de $LCOE$ de producción eléctrica, en US$/MWh, sin ayudas.

Fuente: Renewable Energy World, 17/07/2019.

Es de destacar que:

- La PV individual (autoconsumo, < 10 kW) es la más cara por los costes de instalación y fijos.
- Sin embargo, la PV en centrales < 200 MW cuesta la cuarta parte.

cc BY NC SA

8.12.- Nomenclatura.

LATINAS

A_a: Área de apertura
A_{ab}: Área del absorbedor
a_0, a_1, a_2: Parámetros de la curva de normalización
b: Parámetros de modificadores por incidencia solar
C: Concentración geométrica solar. Coste
$\dot{C}$: Costes anualizados
CFD: Flujo de Caja Descontado
c: Calor específico. Coste unitario
$\dot{c}$: Coste unitario anualizado
c_p: Calor específico a presión constante
D: Diámetro
$\dot{E}$: Producción energética anual
F': Factor de eficiencia del colector
FC: Factor de capacidad. Flujo de Caja
FD: Factor de disponibilidad
FRC: Factor de Recuperación de Capital
f: Distancia focal
G: Irradiancia
h: Horas
h_{in}: Coeficiente de transferencia de calor con el flujo interior
IAM: Modificadores por incidencia solar
IB: Índice de beneficios
IN: Ingresos
in: ingresos específicos o unitarios
i: Interés anual
K: Factores modificadores por incidencias
k: Conductibilidad térmica. Multiplicador de costes
L: Longitud del colector lineal
$LCOE$: Levelized Cost of Energy
m: Masa
$\dot{m}$: Caudal másico
n: Tiempo, número de años
PB: Payback
PCI: Poder Calorífico Inferior
p: Presión. Precio.
$\dot{Q}$: Potencia calorífica
S: Número de soles
T: Temperatura
$\hat{T}$: Temperatura media del fluido caloportador
$\bar{T}$: Temperatura media aritmética
TIR: Tasa Interna de Retorno
t: Tiempo
U: Coeficiente global de transferencia de calor
VA: Valor Actual
VAN: Valor Actual Neto

GRIEGAS

α: Absorbancia.
ΔL: Longitud extra de tubo receptor
ΔT: Incremento de temperatura del fluido caloportador
ε: Emisividad.
γ: Fracción de rayos impactantes en el absorbedor
η_{col}: Eficiencia del colector
η_e: Rendimiento de solar a electricidad
η_o: Eficiencia óptica del colector
η_{tubo}: Eficiencia de un tubo como absorbedor
τ: Transmitancia
λ: Longitud de onda
θ_s: Ángulo de incidencia sobre el colector
ψ_s: Ángulo de acimut solar
ρ: Reflejancia. Densidad
Υ: Cociente de energías
σ: Constante de Maxwell-Boltzmann
τ: Transmitancia

SUBÍNDICES

$_a$: Ambiente
$_{ab}$: Absorbedor
$_{al}$: Almacén
$_{all}$: Todas
$_{atm}$: Atmósfera
$_c$: Cesión. Por convección. Condensador
$_{cg}$: Cogeneración
$_{co}$: Conversión de calor a electricidad. Combustible
$_d$: Difusa
$_e$: Eléctrico. Evaporador
$_{en}$: Entrada
$_{ex}$: exterior
$_g$: Global
$_h$: Bulbo húmedo
$_{in}$: Interior
$_k$: Por conducción térmica
$_l$: Referido a incidencia longitudinal
$_m$: Un cierto año
$_{máx}$: Máximo
$_n$: De ensayo normalizado, normal al sol. Año n
$_{nom}$: Nominal
$_{op}$: Óptimo
$_{O\&M}$: Ownership and Maintenance
$_{PB}$: Payback
$_p$: Pérdidas. Primas. Pico
$_r$: Por radiación térmica. Retorno
$_S$: Solar
$_s$: Suministrado
$_{sa}$: Salida
$_{sal}$: Sal
$_{st}$: Stagnation, o estancamiento
$_T$: Sobre plano inclinado. Térmico
$_\lambda$: A esa longitud de onda
$_0$: Inicial

ACRÓNIMOS

ACS: Agua Caliente Sanitaria
CCP: Canal Cilíndrico-Parabólico (PTC)
DNI: Direct Normal Irradiance or irradiation
E: Este
FIR: Infrarrojo lejano
GDV: Generación Directa de Vapor
HTF: Heat Transfer Fluid
IR: Infrarrojo
NIR: Infrarrojo cercano
MT: Media temperatura
ORC: Ciclo Rankine orgánico
PCM: Phase Change Material
PTC: Parabolic Trough Collector
PV: Fotovoltaica
S: Sur
VIS: Visible