

Trabajo Fin de Grado
Grado en Ingeniería de la Energía

Análisis de viabilidad de la integración de energía solar térmica en procesos de secado de lodos para la obtención de biomasa

Autor: Álvaro Silván Zafra

Tutor: Manuel A. Silva Pérez

Dep. Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2015



Trabajo Fin de Grado
Grado en Ingeniería de la Energía

**Análisis de viabilidad de la integración de energía
solar térmica en procesos de secado de lodos para la
obtención de biomasa**

Autor:

Álvaro Silván Zafra

Tutor:

Manuel A. Silva Pérez

Profesor contratado doctor

Dep. Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla, 2015

Trabajo fin de grado: Análisis de viabilidad de la integración de energía solar térmica en procesos de secado de lodos para la obtención de biomasa

Autor: Álvaro Silván Zafra

Tutor: Manuel A. Silva Pérez

El tribunal nombrado para juzgar el Trabajo arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2015

El Secretario del Tribunal

A Nacho, que en paz descansa.

Agradecimientos

La culminación del TFG (Trabajo Fin de grado) tiene numerosas implicaciones personales, ya que supone la meta de todo el esfuerzo volcado durante estos cuatro años para alcanzar un objetivo claro, ser ingeniero. Esta tarea no es nada sencilla, y más teniendo en cuenta los tiempos que corren que, por motivos económicos, dificultan, cada vez más, alcanzar este objetivo. Es por eso que, en primer lugar, me veo en la obligación de agradecerle todo su apoyo en los momentos más comprometidos, emocionalmente hablando, que hayan tenido cabida durante esta ardua tarea, a los pilares fundamentales de mi vida: mi madre, Isabel; mi hermana, Chabeli; y mi novia, Alba. Ellas han sido las primeras que creyeron y confiaron en mí, y, probablemente sin su cariño, amor y apoyo, no podría haber terminado tan satisfactoriamente este proyecto, ni habría aprobado los numerosos exámenes a los que debemos someternos para estar hoy aquí. Así que quiero aprovechar los agradecimientos para mostrar el orgullo que siento de que me hayan acompañado durante este camino y sigan acompañándome mucho más lejos.

Fuera del ámbito familiar, quiero darles todo mi agradecimiento a los profesores que han puesto su pequeño grano de arena en mi formación, en especial a Manuel Silva, mi tutor, que me ha guiado a lo largo de este proyecto, y a Isidoro Lillo y Ricardo Chacartegui, por su apoyo en lo extracadémico.

También cabe destacar mi experiencia en CTAER, rodeado de grandes profesionales como Paco o David que me han hecho mejorar tanto en lo personal como en lo laboral y de los que me llevo grandes consejos que sé que me favorecerán a lo largo de mi experiencia en diversos trabajos y a crecerme más

A todos ellos, únicamente me queda decirles: gracias.

Álvaro Silván Zafrá

Sevilla, 2015

Resumen

El desarrollo de este proyecto está centrado en la realización del análisis de viabilidad de la sustitución de un motor de cogeneración de gas natural en una EDAR (Estación Depuradora de Aguas Residuales), cuya potencia térmica se emplea para el secado térmico de los lodos, por una instalación solar en tres casos:

- Planta Fresnel, supliendo parte de la demanda térmica.
- Captadores de tubos de vacío, cubriendo el 20% de la demanda térmica (mismo porcentaje que la planta Fresnel).
- Planta CCP, a partir de cogeneración, para sustituir tanto la parte térmica como la parte eléctrica.

Debido al rango de temperaturas, haremos un estudio previo de la energía solar de concentración a media temperatura, aplicada al calor de procesos para conocer el estado del arte en el que está envuelto y definiremos una auditoría solar para conocer el procedimiento a seguir previo para evaluar el interés de un proceso a ser suplido por energía solar en función de los distintos parámetros de influencia clave.

De forma adicional, explicaremos brevemente el funcionamiento de la EDAR y de la producción de biogás, así como de la planta tratada para poder abordar el problema conociendo lo máximo posible desde el punto de vista técnico.

Abstract

The purpose of this project involves a feasibility analysis of the replacement of an engine cogeneration natural gas in a WWTP (Wastewater Treatment Plant), whose thermal power is used for thermal sludge drying, by a solar installation three cases:

- Fresnel installation, supplying part of the thermal demand.
- Vacuum tube collector, covering 20% of the heat demand (same percentage as the Fresnel plant).
- PT installation which is based on cogeneration to replace both the thermal part and the electrical part.

Due to the range of temperatures, we are going to do a preliminary study of the concentrating solar power at medium temperature, applied heat process to determine the state of the art in which it is involved and define a solar audit for the procedure to be followed prior to evaluate the interest of a process to be supplied by solar energy as a function of various parameters key influence.

Additionally, briefly explain the operation of the wastewater treatment plant and biogas production, as well as the treated plant to address the issue knowing as much as possible from the technical point of view.

Agradecimientos	9
Resumen	11
Abstract	12
Índice	13
Índice de Tablas	15
Índice de Figuras	17
Notación	19
1 Introducción	21
2 Objeto y antecedente	22
2.1. EDAR	22
2.1.1 Descripción	22
2.1.2 Pretratamiento	23
2.1.3 Tratamiento primario	23
2.1.4 Tratamiento secundario	23
2.1.5 Tratamiento terciario	24
2.1.6 Tratamiento de fangos	24
2.1.7 Producción de biogás	25
2.1.8 Deshidratación de fangos o secado	25
2.2. Calor de procesos	32
2.2.1 Parámetros	33
2.2.2 Auditoría solar	33
2.2.3 Tecnología solar	34
2.3. Antecedentes	22
3 Planteamiento	39
3.1. Implementación fuente solar	41
3.1.1. Tecnología Fresnel	42
3.1.2. Captador solar de tubos de vacío CPC	46
3.1.3. Cogeneración a partir de CCP	48
4 Conclusiones	56
Referencias	59
ANEXO I	61
ANEXO II	63
Glosario	65

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Equipos de pretratamiento	23
Tabla 2. Procesos de tratamiento terciario	24
Tabla 3. Procesos de secado mecánico	26
Tabla 4. Ventajas del secado térmico	27
Tabla 5. Comparativa de secaderos	32
Tabla 6. Ficha técnica secadero	40
Tabla 7. Parámetros conocidos	40
Tabla 8. Ficha técnica motor gas natural	41
Tabla 9. Ficha técnica motor biogás	42
Tabla 10. Parámetros de localización	42
Tabla 11. Radiación de Sevilla	43
Tabla 12. Parámetros tecnología Fresnel	44
Tabla 13. Cálculos Fresnel	46
Tabla 14. Análisis viabilidad Fresnel	47
Tabla 15. Datos tecnología tubo de vacío	47
Tabla 16. Cálculos tubo de vacío	48
Tabla 17. Análisis de viabilidad tubo de vacío	49
Tabla 18. Parámetros punto de diseño	51
Tabla 19. Características colector CCP	51
Tabla 20. Características ciclo	52
Tabla 21. Cálculos térmicos CCP	53
Tabla 22. Cálculos eléctricos CCP	54
Tabla 23. Análisis viabilidad CCP	55

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Esquema de una EDAR	22
Figura 2. Esquema de tratamiento secundario	24
Figura 3. Digestor, producción de biogás	25
Figura 4. Porcentaje de humedad en fangos	27
Figura 5. Esquema secadero convección	29
Figura 6. Esquema proceso convección	30
Figura 7. Esquema convección indirecta	31
Figura 8. Distribución de captadores planos	33
Figura 9. Esquema captador tubo de vacío	35
Figura 10. Esquema planta CCP	36
Figura 11. Esquema planta Fresnel	37
Figura 12. Estado de la cogeneración actual	38
Figura 13. Esquema proceso convencional	39
Figura 14. Esquema proceso energía solar	42
Figura 15. Gráfico aporte solar Fresnel	46
Figura 16. Gráfico aporte solar Tubo de vacío	47
Figura 17. Esquema proceso cogeneración solar	49
Figura 18. Gráfico aporte solar CCP	50
Figura 19. Gráfico aporte eléctrico CCP	53
Figura 20. Costes de inversión	54
Figura 21. Demanda energética suplida	56
Figura 22. Superficie de captación	57

Notación

$\text{Cos}()$	Coseno
$\text{Sen}()$	Seno
HS	Hora Solar
HO	Hora Oficial
PI	Número π
$\text{Acos}()$	Arcocoseno
IAM	Modificador del ángulo de incidencia
DNI	Radiación directa normal
$A_{\text{captación}}$	Área de captación
$Q_{\text{pérdidas/m}}$	Pérdidas térmicas por metro
L	Longitud de la instalación solar
ΔT	Incremento de temperatura
$\eta_{\text{óptico}}$	Rendimiento óptico pico
η_{th}	Rentimiento térmico del ciclo
η_{inter}	Rendimiento de intercambiadores
P_{elec}	Potencia eléctrica
$T_{\text{in_agua}}$	Temperatura a la entrada del agua
$T_{\text{out_agua}}$	Temperatura a la salida del agua
$C_{\text{p_agua}}$	Calor específico a presión constante del agua
ϵ_{int}	Eficiencia intercambiadores
m_w	Caudal de agua
Q_t	Potencia térmica
P_t	Potencia térmica cedida
Text	Temperatura exterior
η	Rendimiento
$\text{Fr}(\tau\alpha)$	Coefficiente de propiedades ópticas
FrUI	Coefficiente de propiedades térmicas

1 INTRODUCCIÓN

En el presente proyecto, vamos a profundizar en el uso de la energía solar como fuente de energía primaria, aplicada a la industria. Actualmente, dicho recurso tiene una amplia expansión en centrales de generación eléctrica, transformando la energía térmica, a partir de un fluido calorportador para producir vapor indirecta o directamente (que denominaremos HTF) y aprovechar dicha energía gracias a una turbina acoplado a un alternador.

Sin embargo, los objetivos marcados para un futuro próximo van más allá. Las condiciones económicas en las que nos ceñimos motivan al campo de la energía, a través de medidas de ahorro y eficiencia, a reducir costes, por lo que nos planteamos, ¿son las renovables una buena medida de ahorro? Esta pregunta es la que intentaremos resolver a lo largo de este proyecto.

La eliminación o sustitución parcial de los combustibles fósiles implica:

- Reducción de la contaminación, al no emitir GHG (gases de efecto invernadero).
- Reducción de los costes de combustibles.
- Incertidumbre en el suministro debido a la intermitencia de la energía solar.
- Imposibilidad de control de suministro.
- Dificultad en el sistema de control.

Como podemos comprobar, no todos los aspectos son positivos, aunque solo vamos a analizar el aspecto económico a través del PB, teniendo en cuenta que debe rondar los 5 ó 6 años, ya que, al tratarse de energías renovables, las inversiones suelen retornarse en un periodo mayor.

Para realizar dicho análisis hemos seleccionado una EDAR que tiene una demanda de energía térmica de 1 MWt en el proceso de secado de los lodos para su posterior aprovechamiento como biocombustible (biomasa). Dicha demanda es suplida a través de dos motores de cogeneración: el primero de biogás (562 kWt y 520 kWe) y el segundo, de gas natural (648 kWt y 528 kWe).

Nuestro objetivo es sustituir parcialmente la demanda del motor de gas natural mediante energía solar en tres casos distintos:

- Tecnología Fresnel
- Captadores de tubo de vacío
- Instalación de CCP de cogeneración

Para ello, previamente, realizaremos una breve síntesis sobre la energía solar de concentración a media temperatura, ya que engloba el rango de temperatura en el que se trabaja en la industria, así como de la metodología a seguir para la identificación de procesos aptos para ser sustituidos por una fuente de energía renovable.

Una vez realizado el análisis para cada caso, los compararemos entre sí y destacaremos aquel que puede resultar de mayor interés.

2 OBJETOS Y ANTECEDENTES

El objeto del proyecto, como hemos mencionado anteriormente, se centra en la sustitución parcial de un motor de cogeneración de gas natural por una planta solar, en tres casos diferentes, para el abastecimiento de potencia térmica en un secadero encargado de la deshidratación de los lodos para su posterior uso como biocombustible. Para ello, vamos a realizar una breve descripción de una EDAR y del proceso de secado, así como de las distintas tipologías solares, en este apartado.

Además, hablaremos de los antecedentes en los que podemos encontrar cierta semejanza respecto a este proyecto.

2.1. EDAR

2.1.1 Descripción

Una EDAR es una estación que se encarga del tratamiento del agua para su potabilización, así como de los lodos obtenidos tras dicho proceso. Sus objetivos son:

- Eliminación de residuos del efluente procedente de la red de tuberías urbanas (aceites, grasas, areniscas y sólidos sedimentables).
- Eliminación de compuestos químicos debidos a vertidos, tales como NH_3 y P, que puedan participar en la digestión anaeróbica, dando lugar a materia orgánica.
- Transformación de los lodos formados tras el tratamiento de agua para su correcta finalidad (biocombustible o abono).

El funcionamiento de una EDAR está constituido en cuatro procesos:

- Pretratamiento
- Tratamiento primario
- Tratamiento secundario
- Tratamiento terciario



2.1.2 Pretratamiento

Elimina sólidos de tamaños grande y mediano, partículas en suspensión de alta densidad, grasas y aceites. Se compone de los distintos equipos:

1. Equipos de pretratamiento

EQUIPO	FUNCIONAMIENTO
Pozo de llegada	Puerta de acceso del agua, los grandes sólidos se depositan en el fondo, que son recogidos mediante una cuchara bivalva (tamaño > 100 mm)
Bombeo de cabecera	Llevado a cabo por un tornillo de Arquímedes o una bomba sumergible, eleva la altura del agua. En el caso de la bomba, se requiere un sistema de desbaste previo (rejilla) para reducir el contenido de partículas y no dañar la bomba
Rejas	Filtran partículas sólidas de distinto tamaño en función de la distancia entre los barrotes
Tamices	Filtran partículas de menor tamaño que las rejas
Canal desarenador	Eliminación de arenas y grasas que discurren en el afluente de agua

2.1.3 Tratamiento primario

Su objetivo es separar toda aquella materia del agua que esté en suspensión. Los principales equipos son:

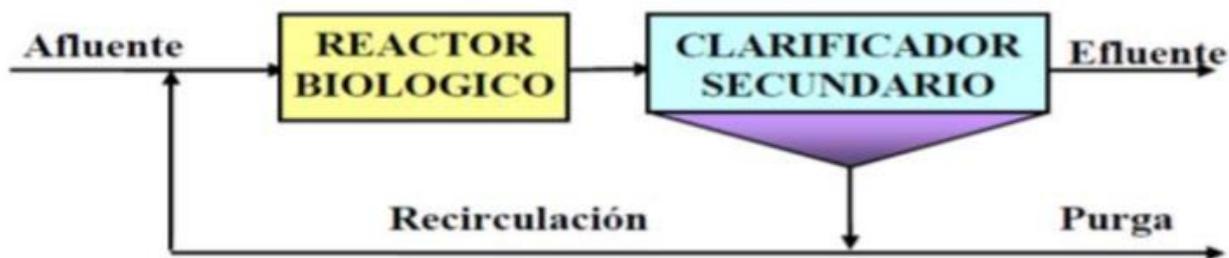
- Decantador rectangular.
- Decantador circular.
- Decantador lamelar.

2.1.4 Tratamiento secundario

El objetivo del tratamiento secundario es reducir la materia orgánica disuelta y coloidal, convirtiéndola mediante microorganismos en materia sedimentable floculenta que pueda ser separada del agua mediante medios físicos como la sedimentación o la filtración.

Los procesos de oxidación biológica pueden ser aerobios (requiere oxígeno disuelto en el agua) o anaerobios (no es necesaria la presencia de oxígeno disuelto en el agua)

Dicho proceso se lleva a cabo mediante un clarificador y un reactor biológico, donde se introduce materia orgánica para la eliminación de la misma, dando lugar a materia más compacta y fácil de eliminar.



2. Tecnología del medioambiente, Departamento de Ingeniería química y medioambiental

2.1.5 Tratamiento terciario

Este proceso es adicional, y se realiza para el cumplimiento de la normativa y para la reutilización del agua para uso doméstico.

2. Procesos de tratamiento terciario

PROCESO	PROCEDIMIENTO
Eliminación de N (Nitrógeno)	<ul style="list-style-type: none"> - Arrastre con aire-stripping - Intercambio iónico - Cloración - Nitrificación/Desnitrificación
Eliminación de P (Fósforo)	<ul style="list-style-type: none"> - Precipitación - Tratamiento biológico
Desinfección	<ul style="list-style-type: none"> - Calor - Luz solar - Radiación γ - Adición de sustancias químicas

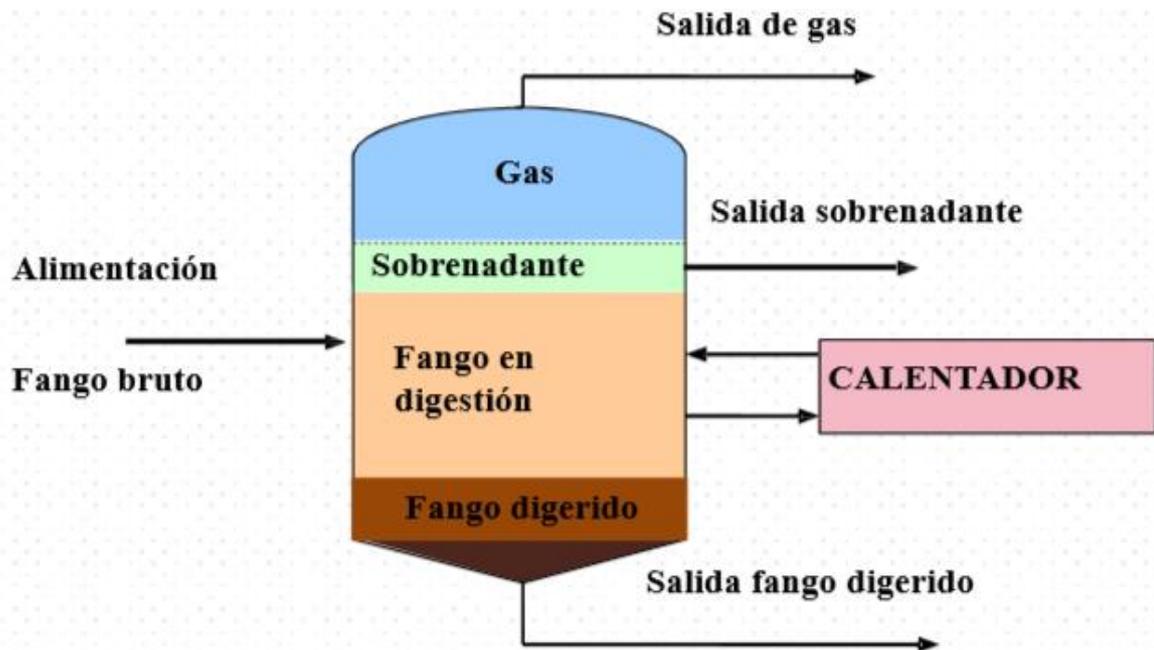
2.1.6 Tratamiento de fangos

El objetivo del tratamiento de fangos es reducir la DBO (Demanda Biológica de Oxígeno) del agua, para ello, se realizan los distintos procedimientos:

- Espesamiento de fangos: aumento de la concentración de fangos y reducción del volumen para facilitar su tratamiento.
- Digestión aerobia: requiere altos contenidos de oxígeno, se elimina la materia orgánica.
- Digestión anaerobia: no requiere oxígeno, se favorece con la temperatura.
- Deshidratación de fangos: trataremos en apartados posteriores.

2.1.7 Producción de biogás

En el caso que nos concierne, uno de los motores de cogeneración es alimentado con biogás, que es producido en la misma planta. Este procedimiento tiene lugar en el tratamiento de fangos, en la digestión anaerobia. Aplicando calor, mediante calderas, en los digestores, somos capaces de reducir la materia orgánica de los fangos y extraerla en forma de gas como biocombustible (biogás), que puede ser aprovechado para la generación de energía térmica, energía eléctrica o ambas simultáneamente.



3. Digestor, producción de biogás

En dicho proceso participan los equipos siguientes:

- Digestor: donde se origina la reacción.
- Caldera: elemento encargado del aporte de calor (calentador).
- Gasómetro.
- Soplante de gas.

2.1.8 Deshidratación de fangos o secado

El fango estabilizado contiene entre un 5% y un 10% de sólidos. Debemos conseguir que dicho porcentaje aumente. Para ello, podemos realizar dos procedimientos:

- Secado mecánico
- Secado térmico

2.1.8.1 Secado mecánico

Aumenta el porcentaje de sólidos del orden de 25% a 40% a partir de los siguientes procesos:

3. Proceso de secado mecánico

PROCESO	DESCRIPCIÓN
Filtración a presión	A través de una banda, los fangos circulan siendo comprimidos por una serie de rodillos.
Centrifugación	A partir de una centrifugadora, en la que se introducen los fangos, el rotor se encarga de separar, en parte, los sólidos, reduciendo el contenido en humedad del flujo resultante.
Secado en eras o lechos	A partir de una capa de arena, un lecho de arena y un tubo de drenaje, se depositan los fangos encima de la capa de arena y se reduce el contenido en humedad.

2.1.8.2 Secado térmico

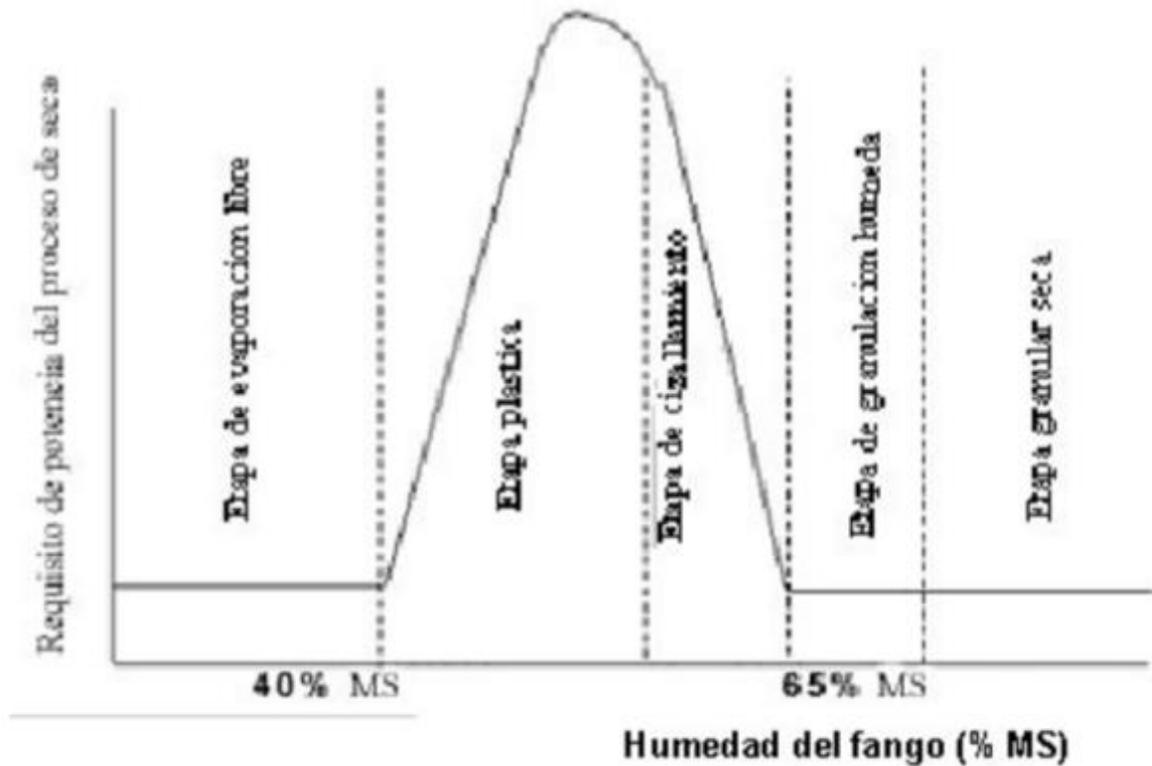
Desde el punto de vista de la facilidad de deshidratación, el agua contenida en los fangos de depuradoras se puede clasificar en libre, capilar, coloidal e intracelular [1].

El agua libre se puede eliminar fácilmente mediante gravedad. De esta forma, se puede llegar hasta un 5 – 8% de materia sólida. Aplicando fuerzas mecánicas (centrífugas, etc.) se puede eliminar gran parte del agua capilar y coloidal, con lo que se puede llegar a un contenido de materia seca del 20 – 35%. El resto del agua, principalmente intracelular, sólo se puede eliminar después de romper la estructura celular, ya sea por medios biológicos, químicos o térmicos.

El secado térmico se aplica para:

- Reducir el volumen y el peso de los fangos producidos, reduciendo así los costes ligados a tratamientos posteriores, desde el transporte a vertederos, hasta cualquier otro destino.
- Aumentar su valor, al incrementar el poder calorífico.
- Estabilizar y pasterizar (en el caso de que el secado sea completo).

4. Porcentaje de humedad en fango



El secado presenta un cierto número de ventajas técnicas, sea cual sea el destino final:

4. Ventajas del secado térmico

Valoración agrícola	<ul style="list-style-type: none"> - La estructura del fango seco permite maquinaria clásica - La estabilización evita malos olores <ul style="list-style-type: none"> - Higienización - Fácil almacenamiento
Destrucción térmica	<ul style="list-style-type: none"> - En incineración combinada, los fangos constituyen un aporte energético - En gasificación, el balance térmico impone una alimentación con fangos secos
Descarga en vertederos	<ul style="list-style-type: none"> - Reduce costes de almacenamiento y transporte

Es muy importante la calidad física del producto final en lo que hace referencia a la dureza, densidad a granel

y el tamaño de las mismas. Debe contener una cantidad de polvo mínima debido a:

- Al ser orgánico, el polvo seco del lodo es explosivo
- El almacenamiento conlleva riesgos más elevados de ignición e incendio que el almacenamiento de partículas.
- La manipulación de lodo seco con alta concentración provoca un impacto negativo en la salud.

El producto final granulado debe ser, por tanto, suficientemente duro para que en el transporte, manipulación y mezcla no se produzcan niveles excesivos de polvo. La densidad a granel, directamente relacionada con la dureza de las partículas, debe ser tan alta como sea posible, facilitando el almacenamiento y transporte del producto.

Un factor determinante en este proceso es la tecnología adecuada. Para seleccionar la idónea, establecemos una serie de parámetros cuya influencia pueden provocar la elección de la tecnología que vamos a emplear, ligados a las condiciones específicas de cada proyecto:

- Características de los fangos a secar.
- Destino final.
- Grado de sequedad requerido.
- Estructura del producto seco.
- Nivel de higienización.
- Grado de estabilización.
- Seguridad.
- Modo de funcionamiento.
- Energía disponible.
- Nivel de automatismo.
- Espacio disponible.

Podemos encontrar otra serie de parámetros, cuya influencia es clave, relacionados con la operación del tratamiento de fangos:

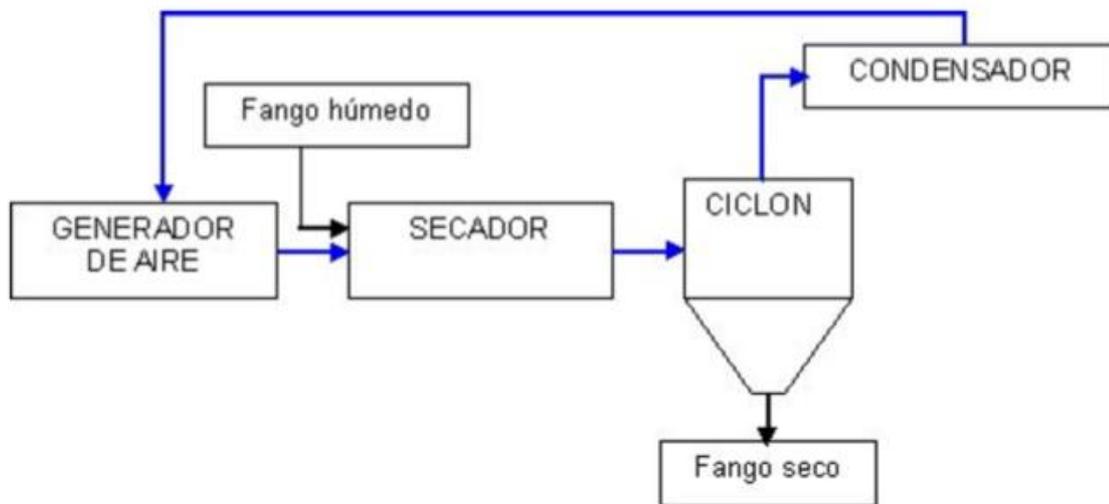
- Acondicionamiento del fango húmedo.
- Forma del producto final.
- Consumo de energía térmica.
- Consumo de energía eléctrica.
- Tiempo de residencia del fango.
- Nivel de seguridad.

Aunque existen muchos criterios para establecer una clasificación de los sistemas de secado térmico, se resumen a continuación a partir de los siguientes criterios:

- En función de la transición del lodo a través de la fase pastosa:
 - En fase pastosa: provoca problemas, ya que el fango se apelmaza y bloquea el interior del secadero. Genera gran cantidad de polvo.
 - Con recirculación de fango seco: el lodo húmedo se mezcla con lodo seco evitando los problemas de la fase pastosa. Se suele originar una capa delgada de lodo húmedo que cubre las semillas de lodo seco.

- Con acondicionamiento previo del lodo: aunque está menos extendido, antes del secado, el lodo es sometido a procesos de extrusión, granulación o atomización.
- Según el sistema de transferencia de calor:
 - Secado por convección o directo: el lodo es secado por contacto directo con el fluido caliente, empleando un gran caudal en un sistema cerrado, siendo preferible, ya que no expulsa fluido calorportador al exterior. Se denominan secaderos ecológicos. Presentan bajo coste de inversión.

5. Esquema secadero convección directa



- Secado por conducción o indirecto: no existe contacto físico entre el fluido termovector y el lodo, la transferencia de calor se realiza mediante una superficie metálica. Se reducen emisiones, malos olores y riesgos de explosión.
- Secaderos mixtos: combinan sistema directo e indirecto.
- Secado/Granulación en un único paso o separados: aunque se lleve en un solo paso, se requiere un sistema de granulación adicional para reducir el contenido de polvo.
- Secado parcial o completo:
 - Secaderos parciales con secado del lodo hasta un 40% de materia seca: se evita fase pastosa, pero se aumenta la valorización del lodo para su posterior uso como combustible.
 - Secaderos parciales con secado del lodo más allá de su fase pastosa: alto contenido de sólidos.
 - Secaderos completos: aquellos que recirculan lodos secos.
- Temperatura del secado:
 - Alta temperatura: se realiza una autocombustión a 800 °C, el resultado final es ceniza, no lodo seco, por lo que no se considera un proceso de secado como tal.
 - Media temperatura: a partir de gas, gasóleo u otro combustible, el fango es tratado entre 120-150 °C.
 - Baja temperatura: el fango es sometido a una temperatura límite de 70 °C en un túnel de secado continuo. Engloba energía solar y bombas de calor como fuentes de calor.

A la hora de determinar el sistema de secado idóneo, debemos tener en cuenta los siguientes aspectos:

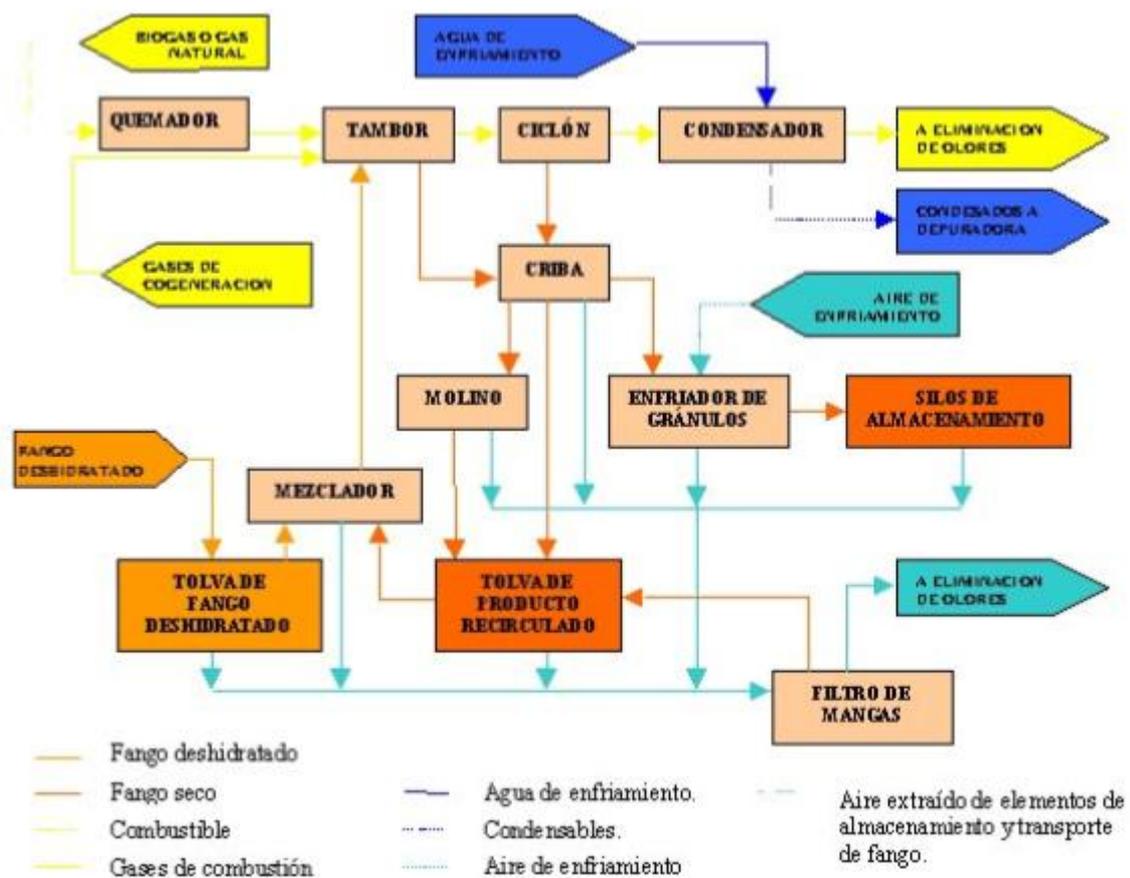
- Temperatura de trabajo.
- Tiempo de residencia.

- Contenido de oxígeno.
- Consumo energético.

En el caso que nos concierne, se trata de un secadero de convección pura, donde el aire precalentado a partir de agua entra en contacto directo con el fango. A continuación describimos los elementos que componen el sistema de secado empleado:

- Sistema de alimentación de fango: compuesto por una tolva de fango deshidratado, una tolva de producto recirculado y un mezclador que suministra al secadero el conjunto.
- Sistema de producción de fluido calorportador: describiremos más adelante.
- Sistema de secado: donde se mezcla el aire y los fangos para realizar la deshidratación.
- Sistema de separación del producto: se separan partículas sólidas y vapor de agua.
- Sistema de tratamiento de gases: se extrae el vapor resultante de la corriente de gases mediante un condensador.
- Sistema de cribado del producto: separa la corriente de fango seco en función del tamaño de las partículas.
- Sistema de enfriamiento del producto: se seca el efluente antes de ser almacenado.

6. Esquema proceso convección

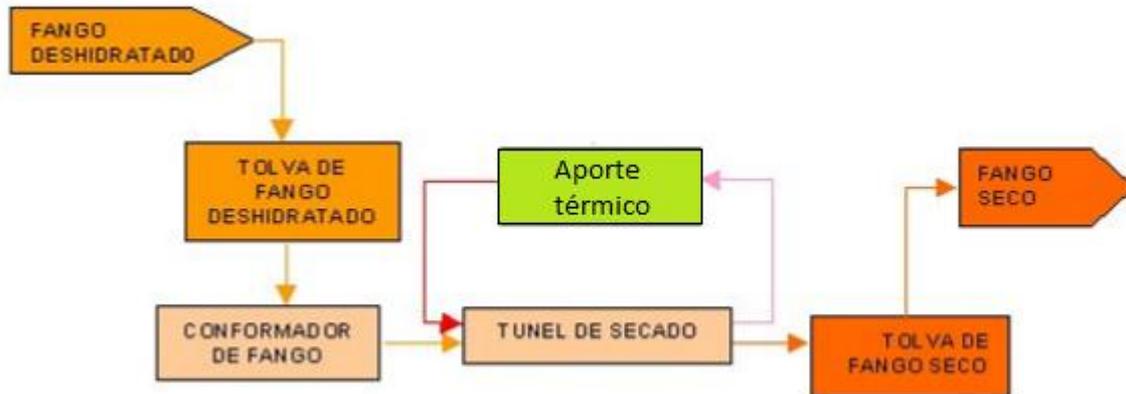


Este sistema presenta tres desventajas principales:

- Alto contenido de oxígeno, que aumenta el riesgo de incendio o de explosión.
- Alto caudal de aire.
- Pérdida en los gases expulsados.

Para reducir el impacto de dichas desventajas, entre las distintas opciones que podemos seleccionar, en el caso en el que nos centramos, elegimos un intercambiador, por lo que el aporte térmico se realiza de forma indirecta. Sin embargo, el sistema de convección pura es adaptado a un secadero de cinta o de banda, que puede englobar todas las tipologías descritas.

7. Esquema convección indirecta



En cuanto a la fuente energética, nos centramos en la descripción del sistema de cogeneración, puesto que es el llevado a cabo, pero podemos encontrar otros sistemas tales como [2]:

- Bomba de calor.
- Agua caliente.
- Sistemas mixtos.

Para el caso de cogeneración, podemos encontrar distintas tipologías que se encarguen del aporte térmico en función de la fuente empleada, como son:

- Circuito de agua de refrigeración de los motores: a partir de un intercambiador, mediante transmisión de calor indirecta.
- Circuito de aprovechamiento de los gases de escape: es el caso que estamos atendiendo, a partir de una recirculación de los gases, obtenemos el aporte térmico.
- Circuito de agua caliente para aumentar el túnel de secado térmico: recuperando energía del circuito de refrigeración.
- Circuitos auxiliares: para la alimentación de motores y refrigeración de gases de escape.

En la siguiente página, realizamos un estudio comparativo para la selección de sistemas de secado:

	Secador de tambor por convección	Secador por conducción rotativo	Secador vertical de bandejas	Secador de cinta o banda	Secador de capa fina o mixto	Secador de lecho fluido
Principales Características	Calor transferido por una corriente de aire precalentado, en contacto directo con el fango	Tambor horizontal en cuyo interior giran discos calentados inferiormente por fluido caloportador. Avance del fango gracias a deflectores en discos y tambor.	El fango cae por sucesivas bandejas metálicas calentadas inferiormente. Se calienta solo por conducción.	El fango se extrusiona y deposita sobre una cinta perforada, expuesta a una corriente de gases calentados que inciden perpendicularmente.	Secado parcial (2/3) por contacto con una camisa calefactada, y parcial (1/3) por convección con aire precalentado que circula por el interior del tambor	Secado por convección, donde la corriente de gas caliente es el recipiente de secado, manteniendo el fango en suspensión en su seno.
Temperaturas (°C)	300 - 500	100 - 130	100 - 130	55 - 70	200 - 270	80 - 100
MS entrada (%)	> 20	> 20	> 20	> 25	> 5	> 25
MS salida (%)	90 - 95	90 - 95	90 - 95	85	90 - 95	95
Consumo energético medio ⁽¹⁾ (kcal/kg H₂O)	750	750	750	350	700 - 1000	750
Ventajas	No excesiva complejidad técnica Tecnología desarrollada, en otras aplicaciones industriales Paradas y arranques rápidos	Menor generación de aire contaminado a tratar. Menos problemas de seguridad que en convección.	Menor generación de aire contaminado a tratar. Menos problemas de seguridad que en convección.	Poca complejidad técnica. Menor consumo energía. No necesita recirculación de fango seco ⁽²⁾ Intrínsecamente seguro. Bajos costes.	Tiempo de residencia secadero corto (2-3 mm). No necesita recirculación de fango seco ⁽²⁾ Seguro y de fácil control. Arranque y parada rápidas.	Se puede trabajar con un circuito cerrado de aire (menos problemas de emisiones y de seguridad). Fango seco muy homogéneo. Reducido mantenimiento. No existen partes móviles.
Inconvenientes	Generación de mucho aire contaminado a tratar. Problemas de seguridad y riesgo de incendios y explosiones. Necesidad de recircular fango seco ⁽²⁾ Pérdida rendimiento energético al evacuar aire caliente.	Más complejo por el circuito de fluido caloportador y el mecanismo de limpieza. Desgaste de materiales. Necesidad de recircular fango seco ⁽²⁾ Arranque complicado y largo. Depende condiciones reológicas fango para transporte.	Mayor complejidad por circuito de fluido y el mecanismo de limpieza. Necesidad de recircular fango seco ⁽²⁾ Riesgo de pegado en superficie de bandejas. Gran inercia térmica: poco flexible. Gran tamaño.	Generación de gran cantidad de aire contaminado a tratar. Uso poco extendido	Poco sensible a la variación de humedad de entrada. Poco automatizado. Problema de desgaste de materiales.	Alto consumo eléctrico de soplaentes. Necesidad alta uniformidad en alimentación. Sistema muy sofisticado (costes elevados) Necesario recircular fango seco en algunos casos ⁽²⁾ Problemas de abrasión.
Valorización	Agronómica o Energética					

5. Comparativa secados

2.2. Calor de procesos

El objetivo de convertir la energía solar en fuente primaria de energía, provocado por la posesión de las principales fuentes de combustibles fósiles, tales como petróleo y gas natural, por países muy inestables, políticamente hablando, se enfoca desde su nacimiento para la generación de energía eléctrica. Aprovechamos la radiación solar para calentar vapor o, en su defecto, para ceder energía térmica al vapor de agua a partir de un HTF, como aceites térmicos o sales fundidas, mediante intercambiadores, empleando el incremento de entalpía que se origina en el vapor para producir energía eléctrica mediante una turbina.

Si bien, desde los últimos años, impulsado como fuente renovable por su fidelidad desde el punto de vista medioambiental y disponibilidad (aunque varíe según la localización), se pretende discurrir un camino mucho más venidero y productivo, aún si cabe, que el que se estaba llevando a cabo: emplear la energía solar como fuente primaria en la industria para producir energía térmica.

No obstante, este reto tan innovador, cuanto menos, en el campo de las renovables, el cual implicaría un gran giro de tuercas a la visión actual de las energías renovables, presenta diversas controversias.

En primer lugar, cualquier proceso industrial debe ser capaz de operar un número determinado de horas, independientemente de las condiciones climáticas externas. En consecuencia, la medida que estamos proponiendo de sustituir fuentes primarias de energía convencionales por una fuente solar queda restringida a zonas muy concretas del mundo que, aunque dispongan de un buen clima, podría irrumpir en la producción, lo que generaría un debate sobre si es necesario o, mejor dicho, viable, la incorporación de un sistema de almacenamiento.

En segundo lugar, la mayoría de los procesos industriales no entran en el rango típico de temperaturas a las que suele operar una planta termosolar de concentración, ya sea de baja o de alta temperatura, sino que se enmarcan en lo que a partir de ahora consideraremos media temperatura, que trataremos a posteriori en más detalle.

2.2.1. Parámetros

Para conocer a priori, antes de realizar el estudio de viabilidad pertinente para establecer el periodo de retornabilidad, debemos fijar una serie de parámetros que no son controlables por el proyectista, pero pueden suponer un factor determinante a la hora de ejecutar el proyecto.

Estos parámetros son, fundamentalmente:

- Disponibilidad de terrenos
 - Tejados.
 - Propiedad de la industria que estemos analizando y estén disponibles.
 - Adyacentes con opción de compra.
- Radiación solar incidente.
- Susceptibilidad de los equipos a sufrir modificaciones técnicas en la alimentación.

La disponibilidad de terrenos es fundamental, ya que, a diferencia de los sistemas convencionales, las instalaciones o plantas solares requieren mayor área, que puede ser en ocasiones un factor limitante en el porcentaje de demanda cubierta por energía solar en el caso de que la industria no sea de nueva construcción. Sin embargo, aunque en el caso del área de los tejados sea muy vasta, puede ocurrir que su composición arquitectónica no soporte las cargas y esfuerzos que conllevan la planta solar. El factor mencionado suele producirse en aquellas fábricas o industrias de más de 15 años de antigüedad.

La radiación solar incidente, no es un factor limitante como el caso de los terrenos, pero si puede alterar la rentabilidad económica notablemente, por lo que es fundamental, si el recurso solar es escaso, sobredimensionar la planta, teniendo en cuenta que en días donde la radiación sea mayor, estaremos perdiendo energía térmica debido a desbordamientos o desenfoques del campo solar, lo que decrecerá el rendimiento térmico de la planta.

Hoy en día, se busca que los equipos sean lo más compactos posibles, para reducir espacio. Podemos encontrar que el mismo equipo contenga las herramientas necesarias para la producción de energía térmica. Por ejemplo, en el caso que nos concierne, podemos encontrar secaderos que produzcan vapor a partir de energía eléctrica mediante Efecto Joule. En este caso, alterar el diagrama de flujo de la planta para la adaptación de la energía solar requeriría cambiar el equipo, lo que incrementaría los costes.

Conocidos los factores determinantes, debemos ser capaces de ejecutar correctamente una auditoría solar.

2.2.2. Auditoría solar

Se define una auditoría solar como el estudio y análisis del potencial económico y energético de un proceso industrial determinado para sustituir la fuente térmica convencional por una fuente solar, ya sea de captación o de concentración a media temperatura, en función del proceso.

Los pasos a seguir en una auditoría solar son:

- Obtención de datos de radiación de la zona, a través de base de datos o midiendo in situ.
- Establecer una superficie dedicada a dicha función, o comprarla si no fuera suficiente.
- Identificación de los equipos o procesos que consumen energía térmica, fluido calorportador empleado, forma de producir la energía térmica.
- Analizar las condiciones o variables termodinámicas (temperatura, presión, caudal, potencia térmica, cogeneración, etc.).
- Identificación de la fuente de suministro de la demanda térmica y sus características.
- Selección de aquellos equipos o procesos que, tras realizar este estudio, pueda tener mayor viabilidad económica a priori.

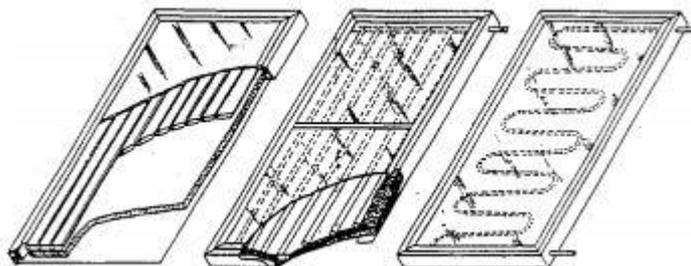
Una vez realizada la auditoría, debemos realizar un prediseño o predimensionado para tener una idea general. Para ello debemos seleccionar la tecnología más adecuada.

2.2.3. Tecnología solar

El 80% de los procesos industriales (dato obtenido de IDAE) trabajan a media temperatura. Este rango se sitúa entre 100-250 °C. Sin embargo, actualmente se muestra mucha controversia respecto a esta definición, ya que no podemos definirlo claramente, incluso podríamos encontrar algunos expertos que se contradicen entre sí. Por lo que vamos a definir este rango en función de la tecnología solar usada, que serán definidas en los siguientes apartados.

2.2.3.1. Captador solar Plano

Son empleados fundamentalmente en edificación para la producción de ACS. Su funcionamiento se basa en el efecto invernadero: alta absorptividad en onda corta y baja emisividad en onda larga. Se compone de una superficie de vidrio, una cámara de aire y tubos, cuya disposición puede ser en serpentín, parrilla o placa, siendo la más frecuente en parrilla, para evitar problemas de pérdida de carga y/o de obstrucción por la cal. El vidrio reduce las pérdidas radiantes y la cámara de aire, las pérdidas convectivas. Los marcos del captador y superficies expuestas a la intemperie deben estar aislados para disminuir el calor cedido. En el caso de que el incremento de temperatura sea menor, se emplean captadores de caucho (piscinas). Alcanzan unas temperaturas del orden de 80 °C [5].



8. Distribución de tubos en captadores planos

Los principales componentes que podemos encontrar en una instalación solar con captadores planos son:

- Captador.
- Intercambiador (opcional): alarga la vida útil y nos permite emplear anticongelantes en climas fríos que impidan la solidificación del agua al pasar por el captador.
- Acumulador de inercia: almacena la energía térmica del agua mediante un circuito abierto, frecuentemente conectado a red.
- Acumulador solar: actúa de forma similar al acumulador de inercia pero presenta un circuito cerrado.
- Acumulador convencional: presenta una fuente convencional como elemento auxiliar.
- Bombas de agua: opcional, para sistemas de circulación forzada.
- Red de tuberías.
- Vaso de expansión: fija la presión a la entrada de la bomba que conduce el agua al captador.
- Sistema de control.

2.2.3.2. Captador de tubos de vacío

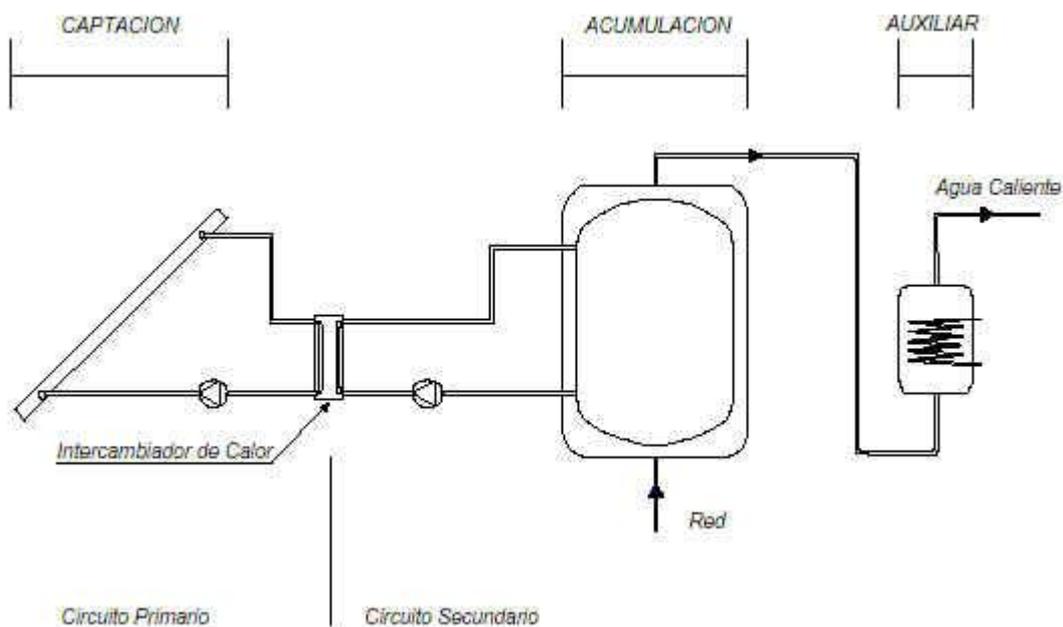
Similar al captador solar plano. Presenta los mismos componentes, salvaguardando la cámara de aire, que se sustituye por una cámara de vacío que reduce pérdidas convectivas y nos permite alcanzar temperaturas mayores, del orden de 130 °C.

En el interior del tubo evacuado se sitúa una capa de superficie selectiva de alta absorptividad, lo que aumenta la potencia térmica cedida al fluido.

Podemos encontrar una amplia variedad de dichos captadores en función de los tubos:

- Flujo directo: puede presentar concentradores (CPC) que aumentan la radiación absorbida.
- Heat pipe: en lugar de aire o vacío, se emplea un fluido que absorbe el calor latente y lo cede al agua, también se aplica la tecnología CPC.

Los captadores de tubo de vacío son más recomendables cuando las condiciones climáticas son extremas.



9. Esquema captador tubo de vacío

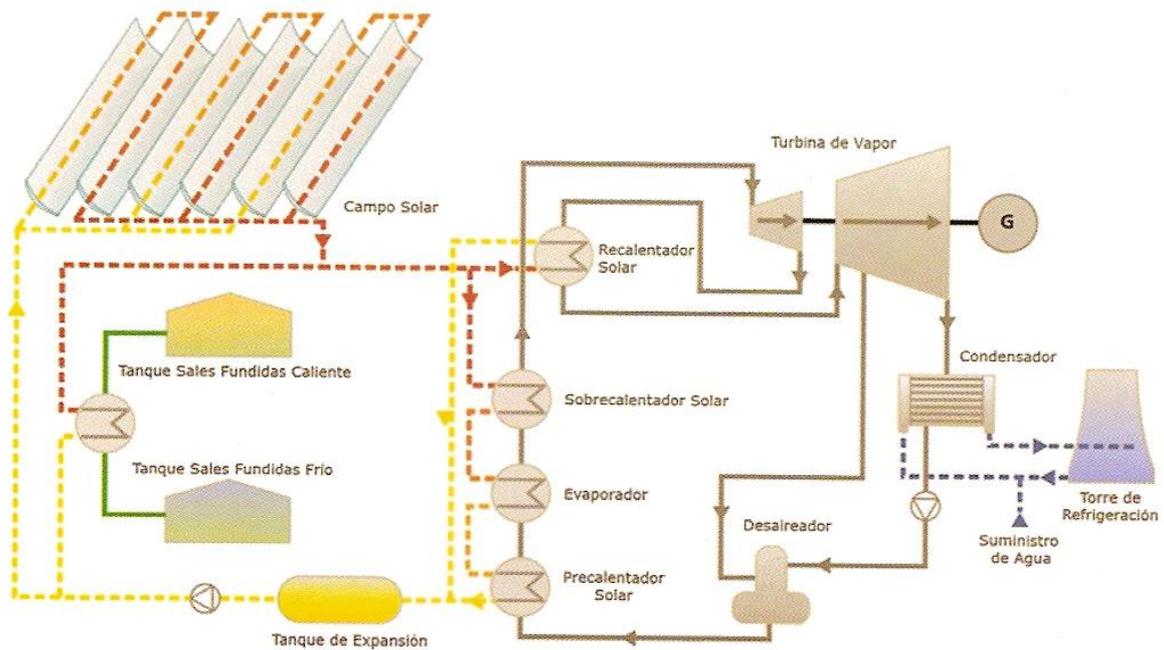
2.2.3.3. Canal cilindroprabólico

Una de las tecnologías más desarrolladas, motivo por el cuál puede resultar de gran interés en el campo que estamos analizando. Seguimiento del Sol en un único eje (Este-Oeste o Norte-Sur). Se constituyen en pequeños sistemas modulares, presentando el menor coste por metro cuadrado, aunque al ser de foco lineal, las pérdidas son mayores [4].

Se compone principalmente de:

- Tanque de expansión.
- Cimentación y estructura.
- Reflector.

- Tubo absorbente, cuya superficie de vidrio presenta bajo contenido en óxido ferroso y las uniones tienen especial importancia, debido a las pérdidas que originan.
- Fluido calorportador, fundamentalmente sales fundidas y aceite térmico.
- Sistemas auxiliares:
 - Filtrado de HTF, (sistema riñón).
 - Aire comprimido.
 - Intercambiadores.
 - Seguimiento.
 - Accionamientos hidráulicos.
 - Almacenamiento.
 - Refrigeración.
 - Desgasificador.
 - Turbina.
 - Suministro de agua.



10. Esquema planta CCP

2.2.3.4. Tecnología Fresnel

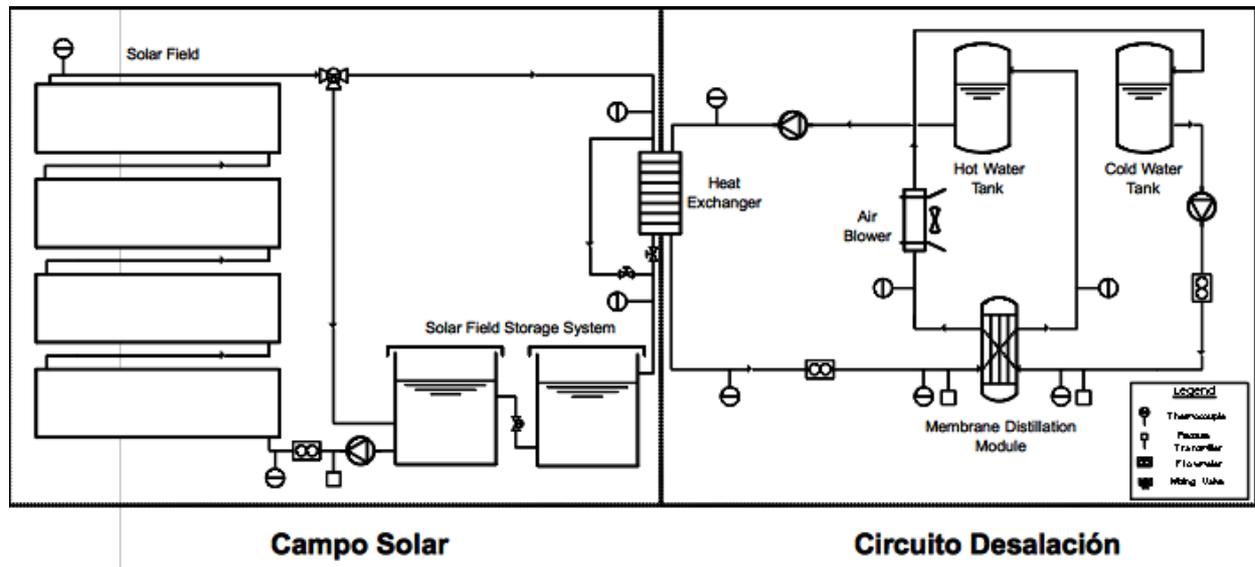
Estos sistemas de concentración deben su nombre a la disposición de los espejos, que siguen la óptica de Fresnel, donde a partir de cierta distancia focal, toda parábola puede ser representada con una circunferencia, permitiendo colocar los espejos de forma escalonada. Al igual que la tecnología cilindroparabólica, es de foco lineal.

Consta de uno o varios tubos absorbentes que reciben la radiación incidente del campo solar. Suelen emplearse espejos prácticamente planos para enfocar la radiación sobre uno o más tubos absorbentes (sistema

compuesto). Puede presentar concentrador secundario para aumentar el rendimiento del sistema, que envuelve al tubo o tubos absorbedores. **Es la que mejor aprovecha la superficie ocupada.**

Sus principales ventajas son:

- Bajo coste.
- Estructura más sencilla, a diferencia de CCP, los espejos no soportan el absorbedor.
- Tubo absorbedor fijo.
- No se necesitan tubos de vacío.
- El absorbedor está libre por los extremos para permitir las dilataciones del mismo debidas a las altas temperaturas
- Espejos planos y cerca del suelo, soportan menores cargas



11. Esquema planta Fresnel

2.3. Antecedentes

Nos enfrentamos a una compleja tarea puesto que no disponemos de un amplio abanico de proyectos similares de referencia, por lo que los antecedentes son muy escasos y suelen estar centrados en edificación, principalmente, denominándose microcogeneración, que engloba aquellos sistemas de cogeneración cuya potencia sea inferior a 1 MW.

La microcogeneración consiste en la producción simultánea de energía eléctrica y de calor útil (energía térmica). Podemos encontrar en la actualidad tres tipologías distintas:

- A partir de fuentes convencionales: turbina de gas, por ejemplo.
- Aporte eléctrico a partir de una fuente convencional y aporte térmico a partir de energía solar: turbina de gas + captadores de baja temperatura.
- A partir de energías renovables: minieólica/biomasa + energía solar.

Sin embargo, las tecnologías más empleadas son los micromotores y las microturbinas de gas, cuyo funcionamiento es similar:

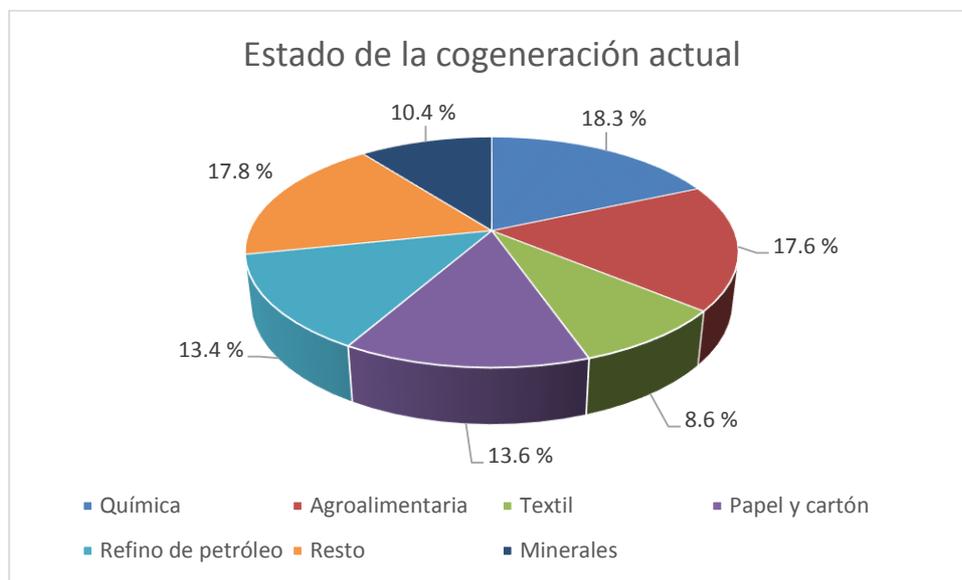
- Microturbinas de gas: los gases calientes originados en la combustión con el aire hacen girar una turbina acoplada a un alternador que genera energía eléctrica a la vez que calientan el agua.
- Micromotores: el calor generado en la quema de combustibles hace girar un alternador mientras el agua,

empleada para su refrigeración, es aprovechada como agua caliente sanitaria (ACS) o para calefacción. Pueden ser motores de combustión interna, motores de vapor o motores Stirling (silenciosos y eficientes, por lo que son los más idóneos para la microgeneración),

En cuanto a las ventajas de estos sistemas, se pueden resumir en las siguientes [6]:

- Total integración en los sistemas térmicos de los edificios.
- Ahorro de energía primaria convencional.
- Reducción de emisiones de CO₂.
- Posibilidad de incorporar la cogeneración como medida de eficiencia, acogida en el CTE (HE4).
- Disminuye potencia térmica cedida por calderas convencionales.

En el siguiente gráfico podemos observar el estado actual de la cogeneración:



12. Estado actual de la cogeneración

Sin embargo, en el sector residencial y terciario, la penetración de dicha tecnología es de tan sólo un 3%, por lo que hay un amplio campo donde trabajar, formado básicamente por:

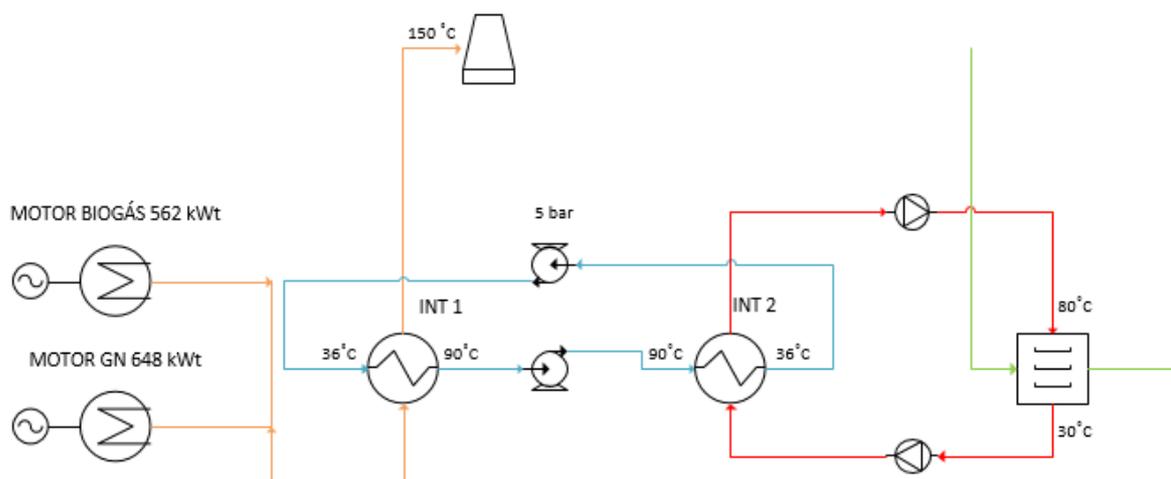
- Comunidades de vecinos con centralización.
- Hoteles, hostales.
- Residencias geriátricas.
- Hospitales, clínicas.
- Colegios, piscinas, spa.

Por lo que es en este sector, principalmente, donde puede aumentar la influencia de las energías renovables para la cogeneración, sin dejar de lado a la industria, por su elevado consumo y su alta superficie disponible debido a tejados.

3 PLANTEAMIENTO

Una vez definidos todos los conceptos necesarios para poder comprender el objeto de estudio, procederemos a solucionar el problema en el que nos vamos a sumergir.

En primer lugar, elaboramos un esquema aproximado sobre el proceso en discusión. Dicho proceso está compuesto por dos motores alimentados por biogás y gas natural respectivamente. Los gases de escape son aprovechados para ceder potencia térmica de forma indirecta (a través de un intercambiador) a un fluido intermedio calorportador, en este caso, agua. El agua, de igual modo que los gases de escape o de combustión, intercambia de forma indirecta potencia térmica con el aire, que es introducido a través de un ciclo cerrado en el secadero para la deshidratación de los lodos.



13. Esquema proceso convencional

Conocemos la ficha técnica del secadero:

6. Ficha técnica secadero

FICHA TÉCNICA PLANTA DORSET 1 MWth 90/70°C	
Modelo	MBD18
Espacio necesario (m)	28 x 5 x 5
Horas operativas	8.000 h/a
Niveles de secado	2
Espesor promedio por nivel	10-15 cm
Aria de contacto (zona ventilada)	144 m ²
Producto	Lodos de depuradora
Sustancia sólida en entrada	approx. 20-25%
Sustancia sólida a la salida	approx. 85-90%
Calor necesario	1MW
Eficiencia de secado	0.8 – 1.0 t/h dato empirico
Poder secado en entrada	8,000-10,000 t/a
Poder de secado en salida	1,800-3,000 t/a
Flujo de aria máximo (con polvos)	approx. 80,000 m ³ /h
Promedio flujo aire	approx. 48,000 m ³ /h
Ventiladores de descarga	5x 3.4 KW 92 cm diametro
Presión 200 Pascal	20.000 m ³ /h per ventilador
Giros por minuto	900 rpm

Se trata de un secadero de cinta, diseñado específicamente para el tratamiento de lodos.

Sus características son:

- Cuando la sustancia a la entrada es muy húmeda, se añade producto ya secado para incrementar su homogeneización.
- Un motor de cogeneración produce, a la salida, agua caliente a 90°C, transfiriendo esta potencia térmica al aire, que fluye a partir de ventiladores.
- El consumo es de 1 MWt con temperaturas externas de 25°C (temperatura exterior de diseño). En el caso de que la temperatura fuese menor, el consumo térmico podría ascender hasta 1.5 MWt (incrementándose un 50%).
- En condiciones nominales, el consumo energético es de 4.10 MJ por kg de agua evaporada.

Los parámetros conocidos del resto del proceso son los siguientes:

7. Parámetros conocidos

DATOS	
Eficiencia intercambiadores	0.9
T _{in_agua}	36 °C
T _{out_agua}	90 °C
C _{p_agua}	4.184 kJ/kg*K

Con estos datos, a partir de la siguiente ecuación, en condiciones de diseño, podemos calcular el caudal de agua circulante, teniendo en cuenta:

$$Q_t = m_w * C_p * \Delta T * \epsilon_{int} = 1MWt$$

Obtenemos un caudal de **4.596 kg/s**. Además, podemos aportar las fichas técnicas de sendos motores:

EQUIPOS COGENERACIÓN PASCH CON MOTOR A GAS NATURAL MAN				
Módulo	Motor	Potencia eléctrica kWe	Potencia térmica kWt	Combustible kW
HPC 50 N	E0834-E302	50	80	148
HPC 70 N	E0836-E302	70	109	204
HPC 100 N	E0836-LE202	104	138	282
HPC 150 N	E2876-E312	142	207	392
HPC 200 N	E2876-LE302	200	293	553
HPC 250 N	E2842-E312	240	365	669
HPC 400 N	E2842-LE322	404	460	1037
HPC 500 N	E3262-LE202	528	648	1341

8. Ficha técnica motor gas natural

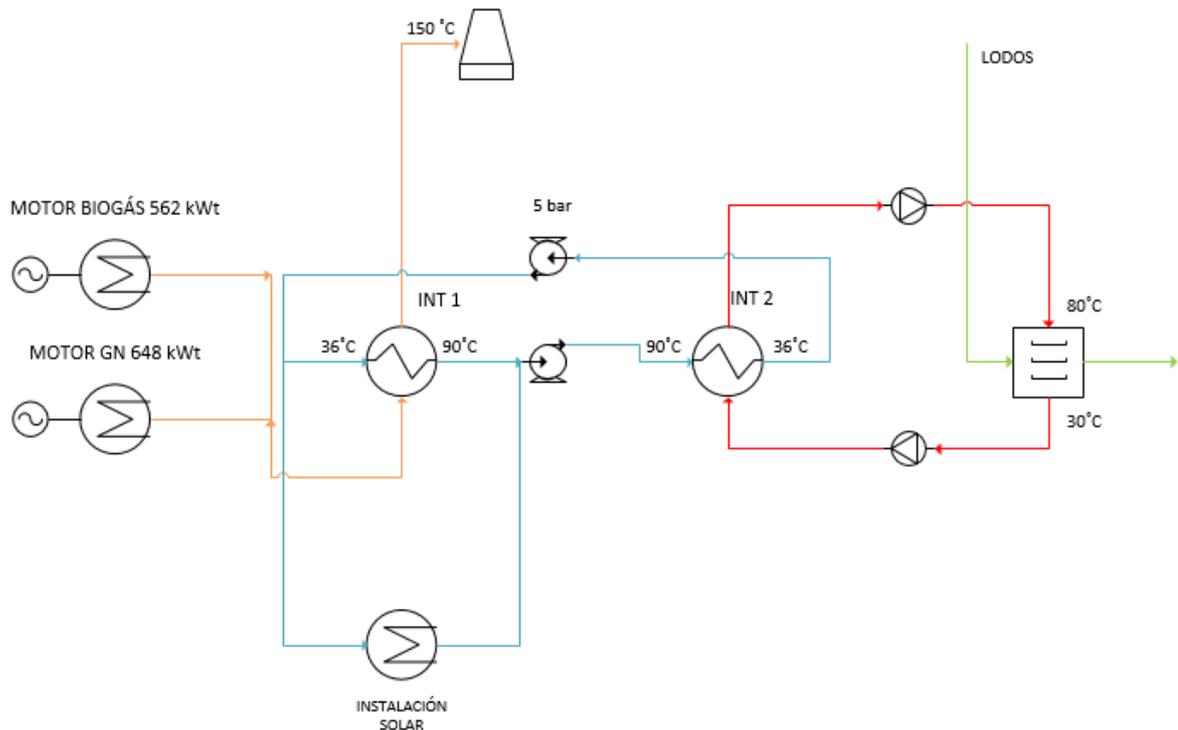
EQUIPOS COGENERACIÓN PASCH CON MOTOR A BIOGÁS MAN				
Módulo	Motor	Potencia eléctrica kWe	Potencia térmica kWt	Combustible kW
HPC 40 B	E0834-E302	40	59	129
HPC 50 B	E0834-E302	50	62	149
HPC 60 B	E0836-E302	60	78	163
HPC 75 B	E2836-E302	75	103	196
HPC 100 B	E0836-LE202	100	135	274
HPC 120 B	E2876-TE302	120	180	341
HPC 190 B	E2876-LE302	190	245	495
HPC 250 B	E2848-LE322	250	300	657
HPC 400 B	E2842-LE202	400	492	1050
HPC 500 B	E3262-LE202	520	562	1358

9. Ficha técnica motor biogás

A partir de la ecuación anterior, podemos conocer la potencia térmica suministrada por ambos motores, aplicando un balance de energía en ambos intercambiadores (gases-agua, agua-aire) sabiendo que el rendimiento es de 0.9, que es de **1.2345 MWt**, conocido el aporte del motor de gas natural, que es de **0.648 MWt**, que es la potencia nominal de diseño que emplearemos para el dimensionado de la planta, así como el caudal de agua ya calculado.

3.1 Implementación de Fuente solar

A continuación, podemos ver el nuevo esquema planteado para suplir parte de la demanda de energía térmica mediante energía solar:



14. Esquema proceso energía solar

Como podemos observar, la fuente solar actúa en paralelo a partir de un controlador de temperatura, ya que si ésta no fuese suficiente para suplir la demanda térmica, se enciende el motor de gas natural para que éste supla la demanda, aunque hay que advertir que este modo de operación afecta negativamente al rendimiento y a la operación del motor negativamente.

3.1.1 Tecnología Fresnel

En el primer apartado que vamos a tratar, la energía solar es aprovechada mediante una planta Fresnel, ya descrita con anterioridad en este mismo proyecto. A partir de SAM, obtenemos los parámetros técnicos, que vamos a adjuntar en una tabla a continuación, mencionado antes las variables relativas a la localización, que en este caso nos sitúa en Sevilla, así como los datos de radiación empleados:

10. Parámetros de localización

DATOS LOCALIZACIÓN	
Ciudad	Sevilla
País	España
Latitud (°)	37.36
Longitud (°)	-5.9
Longitud de referencia (°)	0
Irradiancia anual (MW/m ²)	2.09

A continuación, adjuntamos una tabla resumen con los datos de radiación en función de los meses:

11. Radiación de Sevilla

MES	RADIACIÓN (MW/m ²)
ENERO	0.13
FEBRERO	0.12
MARZO	0.16
ABRIL	0.17
MAYO	0.21
JUNIO	0.22
JULIO	0.26
AGOSTO	0.24
SEPTIEMBRE	0.18
OCTUBRE	0.16
NOVIEMBRE	0.13
DICIEMBRE	0.11

12. Parámetros tecnología Fresnel

DATOS TECNOLOGÍA FRESNEL	
Rendimiento óptico pico	0.724
Reflectividad (ρ)	0.935
Pérdidas térmicas (W/m)	450
Longitud módulos (m)	44.8
Área módulos (m ²)	513.6
Parámetros IAM	$A_0 = 0.9896$ $A_1 = 0.044$ $A_2 = -0.0721$ $B_0 = 1.0031$ $B_1 = -0.2259$ $B_2 = 0.5386$
Irradiancia de diseño (W/m ²)	921 (hemos tomado la máxima irradiancia incidente)

Con estos datos, podemos calcular todas las variables necesarias para hallar el área de captación requerida para aprovechar la máxima energía térmica posible, dichas variables son las siguientes:

- Ángulo diario: $\text{Ángulo diario} = \frac{2 \cdot \pi}{365} * (n - 1)$, donde n es el número de día del año

- EDT:

$$EDT = 3.82 * (0.000075 + 0.001868 * \cos(B) - 0.032077 * \sin(B) - 0.014615 * \cos(2 * B) - 0.04089 * \sin(2 * B))$$

- B: $B = (n - 1) * 360 / 365$

- Hora solar: $HS = HO + (4/60) * (\text{Longitud} - \text{Longitud de referencia}) + EDT - 12$

- Ángulo horario (rad): $HS * 15 * (\pi) / 180$

- Declinación: $\left(23.45 * \sin \left(360 * \left(\frac{284+n}{365} \right) * \frac{\pi}{180} \right) \right) * \pi / 180$

- Ángulo cenital:

$$\begin{aligned} \text{ángulo cenital} = & \text{acos}\left(\cos\left(\text{latitud} * \frac{PI}{180}\right) * \cos(\text{declinación}) * \cos(\text{ángulo horario})\right) \\ & + \text{sen}\left(\text{latitud} * \frac{PI}{180}\right) \text{sen}(\text{declinación}) \end{aligned}$$

- Ángulo de incidencia:

$$\text{Ángulo de incidencia} = \text{acos}(\text{raíz}(\cos^2(\text{ángulo cenital}) + \cos^2(\text{declinación}) + \text{sen}^2(\text{ángulo horario})))$$

- DNI efectiva:

$$DNI_{\text{efect}} = DNI * \cos(\text{ángulo de incidencia})$$

Una vez definidos esta serie de parámetros, debemos tener en cuenta el modificador del ángulo de incidencia, IAM, fundamental en la energía térmica neta absorbida, que se obtiene a través de la siguiente ecuación:

$$\begin{aligned} IAM = & \left(A_0 + A_1 * \left(\frac{\text{Ángulo}_{\text{incidencia}}}{\cos(\text{Ángulo}_{\text{incidencia}})} \right) + A_2 * \left(\frac{\text{Ángulo}_{\text{incidencia}}^2}{\cos(\text{Ángulo}_{\text{incidencia}})} \right) \right) \\ & * \left(B_0 + B_1 * \left(\frac{\text{Ángulo}_{\text{incidencia}}}{\cos(\text{Ángulo}_{\text{incidencia}})} \right) + B_2 * \left(\frac{\text{Ángulo}_{\text{incidencia}}^2}{\cos(\text{Ángulo}_{\text{incidencia}})} \right) \right) \end{aligned}$$

Una vez obtenidos todos los parámetros, podemos calcular la energía térmica neta absorbida que equivale a;

$$P_t = IAM * DNI_{\text{efectiva}} * \text{Rendimiento}_{\text{óptico pico}} * \text{Reflectividad} * \text{Área} - \text{Pérdidas}$$

Donde las pérdidas se expresan como:

$$\text{Pérdidas} = \text{Pérdidas} \left(\frac{W}{m} \right) * \text{Longitud}_{\text{lazos}}$$

Los cálculos se han llevado a cabo de la siguiente forma, cuyas ecuaciones han sido definidas justo arriba:

- Calculamos el ángulo diario a partir del día del año.
- Calculamos la EDT a partir del ángulo diario.
- A partir de la longitud del lugar, la longitud de referencia (la cual hemos tomado cero por simplificación), la EDT y la hora oficial, calculamos la hora solar, que nos proporciona el ángulo horario.
- Empleando el día del año, además, también podemos obtener la declinación que, junto con la latitud del lugar y el ángulo horario, nos proporciona el ángulo cenital.
- El ángulo cenital, la declinación y el ángulo horario, nos proporcionan el ángulo de incidencia.
- Una vez conocidos el ángulo de incidencia y el modificador del mismo, cuya ecuación hemos tomado de

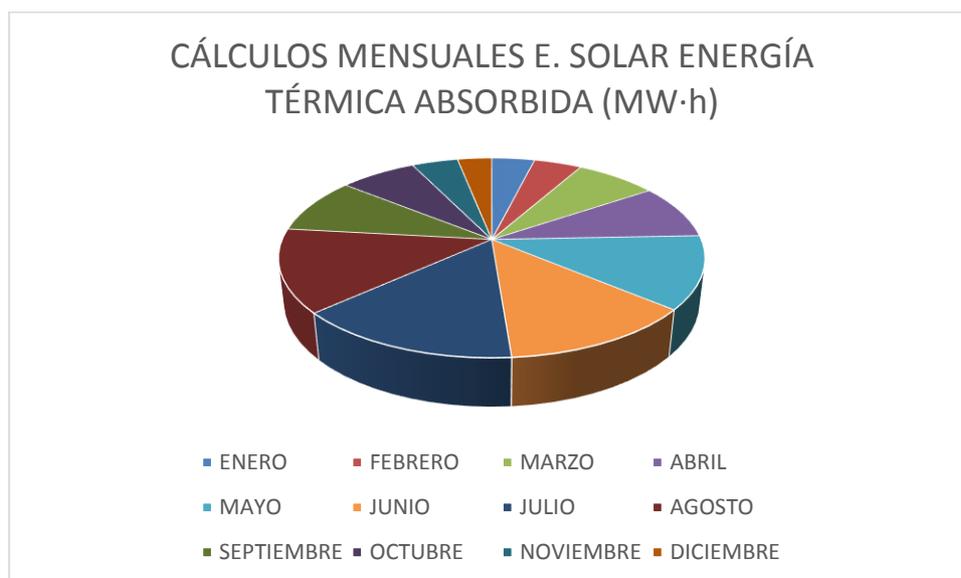
SAM, junto con el rendimiento óptico pico y la reflectividad del campo solar (datos tomados de SAM) podemos conocer la energía térmica bruta absorbida.

Deberemos tener en cuenta las pérdidas térmicas por lazo para obtener la energía térmica neta llevada al proceso.

Una vez realizado ese proceso, los datos obtenidos son los siguientes:

13. Cálculos Fresnel

	CÁLCULOS MENSUALES E. SOLAR	CÁLCULOS MENSUALES CONVENCIONAL	POTENCIA TÉRMICA GN
	E. Absorbida	E. absorbida	ENERGÍA TÉRMICA ABSORBIDA (MW·h)
ENERO	39.90	482.11	442.21
FEBRERO	44.34	435.46	391.11
MARZO	75.87	482.11	406.24
ABRIL	90.49	466.56	376.07
MAYO	120.81	482.11	361.31
JUNIO	129.96	466.56	336.60
JULIO	149.61	482.11	332.50
AGOSTO	138.23	482.11	343.88
SEPTIEMBRE	92.96	466.56	373.60
OCTUBRE	71.29	482.11	410.82
NOVIEMBRE	42.81	466.56	423.75
DICIEMBRE	31.92	482.11	450.19
ANUAL	1028.18	5676.48	4648.30



15. Gráfico aporte solar Fresnel

Una vez obtenidos los datos de la potencia térmica aportada por la instalación solar, realizamos el análisis de viabilidad sabiendo que:

14. Análisis de viabilidad Fresnel

COSTES INSTALACIÓN FRESNEL	
Coste instalación solar (€/m ²)	273.84 (300 \$/m ²)
Coste GN (c€/kWh), Enero 2015	2.6678+0.1249 = 2.80
Ahorro de combustible	2127761.39 kWh
Inversión = Coste*Área	281288.45 € (-112515.38)
Precio venta energía eléctrica (€/kWh)	0.104352
Pérdidas de energía eléctrica (kWh)	837776.3
Pérdidas (€/año)	87423.63
Ahorro bruto energía térmica (€/año)	59577.32
Ahorro neto (€/año)	-27846.31

Como podemos observar, el ahorro es negativo, es decir, perdemos dinero, debido a la cogeneración, por lo que es inviable abordar esta inversión.

3.1.2 Captador solar de tubos de vacío CPC

De forma similar a la realizada para tecnología Fresnel, actuaremos con los captadores solares de tubo de vacío, teniendo en cuenta que los parámetros varían, referidos a la tecnología. Como es deducible, los parámetros de localización permanecen constantes, ya que no alteramos el emplazamiento de la instalación, así como los de radiación, que hemos tomado los expresados en el apartado anterior, resolución de tecnología Fresnel.

15. Datos tecnología tubo de vacío

DATOS TECNOLOGÍA TUBO DE VACÍO	
Producción anual (kWh/m ²)	485
Área del captador (m ²)	2.39
$F_r(\tau\alpha)$	0.739
F_r*U_l	4.305

Debemos conocer previamente, la función del rendimiento de un captador de esta tipología, que depende de la

temperatura exterior y de la radiación incidente:

$$\eta = F_r(\tau\alpha) - F_r * U_l * \frac{36 - T_{ext}}{DNI}$$

Donde 36°C es la temperatura de entrada al captador del agua.

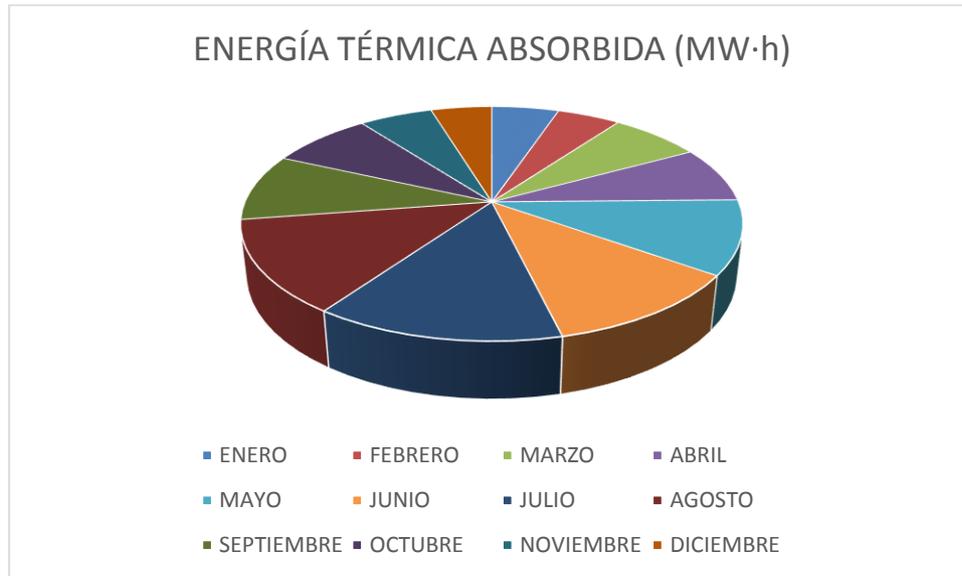
Tomando el mismo punto de diseño que para el caso Fresnel (29 de Mayo, el día donde la irradiancia es máxima), cuando el rendimiento, a su vez es mayor, aplicamos:

$$\text{Área}(m^2) = \frac{\text{Potencia térmica demandada (W)}}{\text{Irradiancia} \left(\frac{W}{m^2}\right) * \eta}$$

El número total de captadores resultante es **429**, con un área total de **1025.31 m²**. Los resultados se adjuntan en la siguiente tabla:

16. Cálculos tubo de vacío

	CÁLCULOS MENSUALES E. SOLAR	CÁLCULOS MENSUALES CONVENCIONAL	POTENCIA TÉRMICA GN
	E. Absorbida	E. absorbida	ENERGÍA TÉRMICA ABSORBIDA (MW·h)
ENERO	68.07	482.11	414.04
FEBRERO	64.23	435.46	371.23
MARZO	92.60	482.11	389.51
ABRIL	101.74	466.56	364.82
MAYO	134.58	482.11	347.54
JUNIO	149.95	466.56	316.61
JULIO	178.98	482.11	303.13
AGOSTO	169.42	482.11	312.70
SEPTIEMBRE	122.10	466.56	344.46
OCTUBRE	103.93	482.11	378.18
NOVIEMBRE	74.51	466.56	392.05
DICIEMBRE	61.87	482.11	420.24
ANUAL	1321.97	5676.48	4354.51



17. Gráfico aporte solar Tubo de vacío

Hemos tomado los datos de radiación de Fresnel para la resolución del campo. A continuación, realizamos el análisis económico para determinar la viabilidad del proyecto:

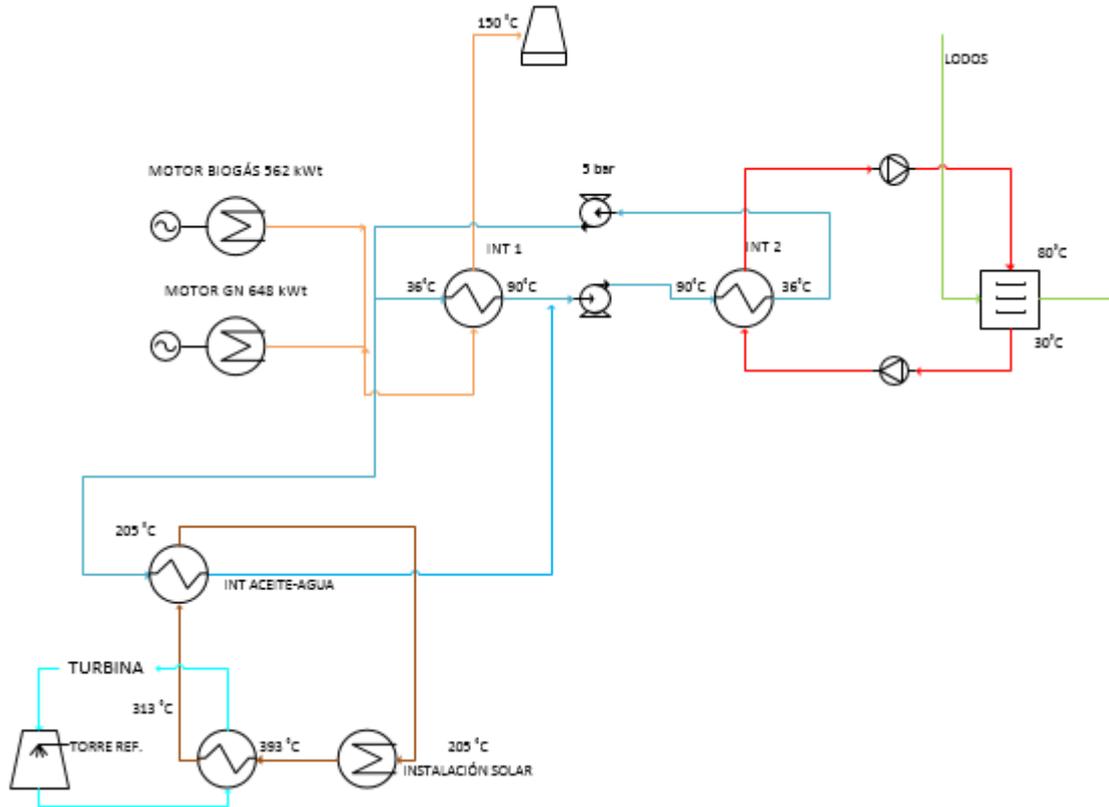
17. Análisis de viabilidad Tubo de vacío

COSTES TUBO DE VACÍO	
Coste captador solar (€/ud)	400
Coste GN (c€/kWh), Enero 2015	$2.6678 + 0.1249 = 2.80$
Ahorro de combustible	2735743.47 kWh
Inversión = Coste*Nº_Captadores	171600 € (-68640 €)
Precio venta energía eléctrica (€/kWh)	0.104352
Pérdidas de energía eléctrica (kWh)	1077160.74 kWh
Pérdidas (€/año)	112403.87
Ahorro bruto energía térmica (€/año)	76600.82
Ahorro neto (€/año)	-35803.1

Como podemos observar, sigue siendo inviable, de lo que deducimos que para poder suplir la cogeneración, la tecnología no influye. Sin embargo, vayamos más allá, ¿y si la instalación solar fuera de cogeneración proporcionando energía eléctrica y térmica al proceso? Esta cuestión nos conduce hasta el siguiente apartado

3.1.3 Cogeneración a partir de CCP

Para abordar este complejo problema, emplearemos tecnología CCP por su elevado desarrollo y rango de temperaturas, empleando aceite térmico como HTF, común de esta tipología. El problema inicial es más complicado, ya que el esquema aproximado con aporte solar se ve modificado de la siguiente forma, habiendo calculado las temperaturas de operación con anterioridad mediante balances de energía:



18. Esquema proceso cogeneración solar

Los datos en el punto de diseño son los siguientes:

18. Parámetros punto de diseño

DATOS LOCALIZACIÓN	
Ciudad, DNI_efectiva (W/m ²)	Sevilla, 879.90
País	España
Latitud (°)	37.36
Longitud (°)	-5.9
Longitud de referencia (°)	0
Temperatura ambiente (°C)	25
Declinación (°)	-23.01
Ángulo cenital (°)	13.52
Ángulo de incidencia (°)	15.82

Los datos de radiación empleados para la simulación a través de Excel son los mismos que hemos empleado para los dos casos anteriores.

Una vez presentados los parámetros de diseño referentes a la localización, presentamos los parámetros de la ficha técnica del CCP a partir de SAM:

19. Características colector CCP

PARÁMETROS GEOMÉTRICOS Y ÓPTICOS	
Rendimiento óptico pico	0.772
Reflectividad	0.9
Longitud de lazo (m)	600
Área de lazo (m ²)	2822
Pérdidas térmicas (W/m)	150
Parámetros IAM	A ₀ = 1 A ₁ = 0.0506 A ₂ = -0.1763

También debemos definir los parámetros del ciclo para la generación de energía eléctrica:

20. Características ciclo

PARÁMETROS CICLOS	
Rendimiento térmico del ciclo	0.3
Rendimiento intercambiadores	0.9
Porcentaje de autoconsumos	10%
Producción térmica pico (kWh)	648
Producción eléctrica pico (kWh)	528

El criterio seguido para el dimensionamiento de la planta CCP es que las demandas picos sean cubiertas totalmente en el punto de diseño. En el resto de horas, cuya producción será inferior, prevalecerá la demanda térmica respecto la eléctrica, es decir, una vez cubierta la demanda térmica, el resto de la potencia sobrante será empleada para la generación de energía eléctrica. Hemos aplicado un análisis paramétrico para optimizar la función coste/producción, para aumentar el ahorro neto y reducir el periodo de retornabilidad lo máximo posible. Además, hemos tenido en cuenta que la turbina debe estar entre el 25-110% de su cargar para poder operar.

Para resolver el problema de dimensionamiento, hemos empleado las ecuaciones que han sido definidas en el apartado de Fresnel, a excepción de:

$$IAM = \left(A_0 + A_1 * \left(\frac{\text{Ángulo}_{\text{incidencia}}}{\cos(\text{Ángulo}_{\text{incidencia}})} \right) + A_2 * \left(\frac{\text{Ángulo}_{\text{incidencia}}^2}{\cos(\text{Ángulo}_{\text{incidencia}})} \right) \right)$$

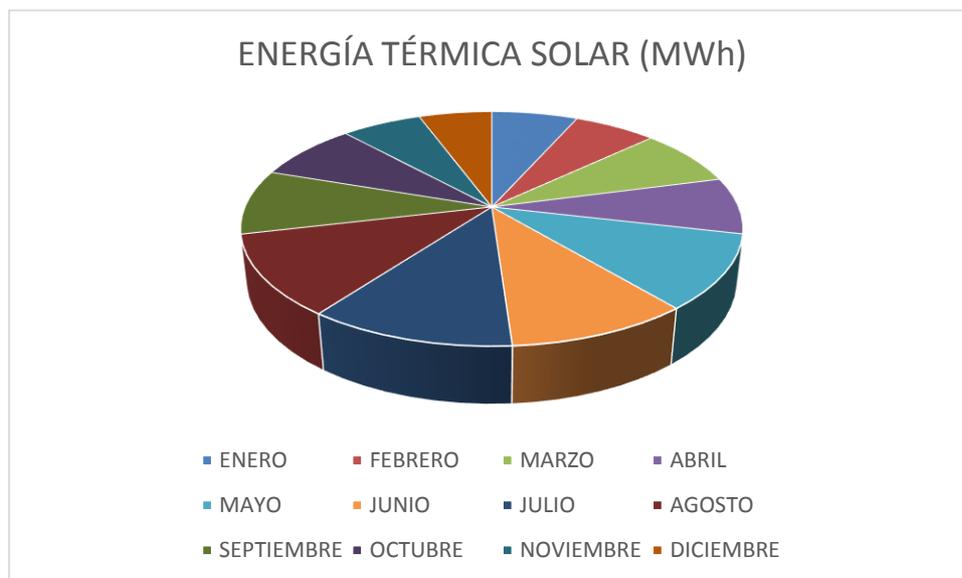
$$P_{elec}(MWh) = \left(DNI_{efec} - 0.648 - \frac{Q_{pérdidas}}{m} \right) * \eta_{th} * \text{Autoconsumos} * \eta_{inter} * \text{Área}_{\text{captación}}$$

$$\frac{Q_{pérdidas}}{m} = \text{Pérdidas} * L$$

Llevando a cabo el análisis descrito y aplicando las ecuaciones anteriores e imponiendo que la demanda térmica prevalece sobre la eléctrica los resultados obtenidos son los siguientes, hemos obtenido una superficie total de **8466 m²**, superficie para la cual el PB es menor.

21. Cálculos térmicos CCP

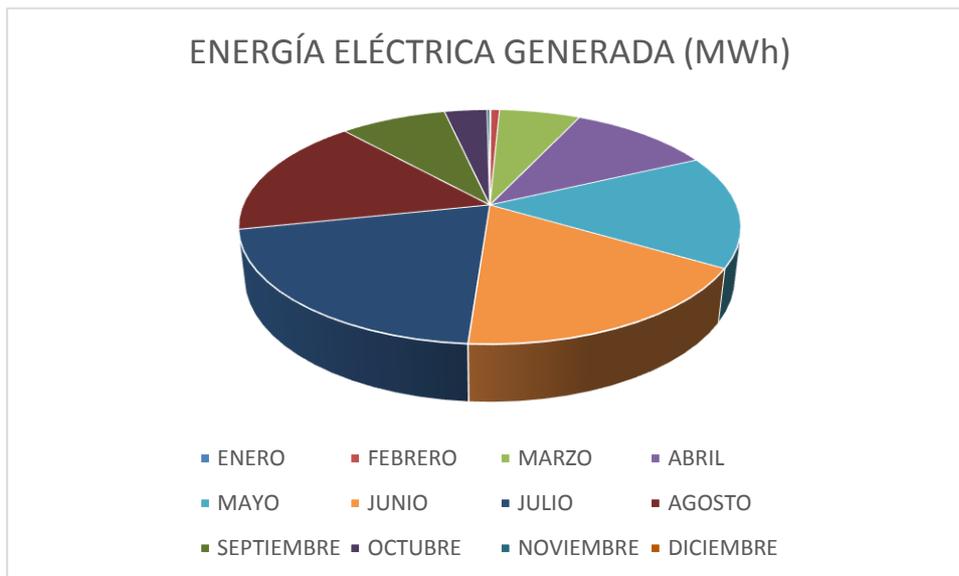
CÁLCULOS MENSUALES		
	ENERGÍA TÉRMICA ABSORBIDA (MWh)	ENERGÍA TÉRMICA GN (MWh)
ENERO	144.01	482.11
FEBRERO	138.12	435.46
MARZO	172.47	482.11
ABRIL	170.26	466.56
MAYO	223.50	482.11
JUNIO	217.37	466.56
JULIO	245.25	482.11
AGOSTO	242.12	482.11
SEPTIEMBRE	195.30	466.56
OCTUBRE	173.93	482.11
NOVIEMBRE	134.25	466.56
DICIEMBRE	122.08	482.11
ANUAL	2178.66	5194.36



19. Gráfico aporte solar CCP

22. Cálculos eléctricos CCP

CÁLCULOS MENSUALES		
	ENERGÍA ELÉCTRICA GENERADA (MWh)	ENERGÍA ELÉCTRICA GN (MWh)
ENERO	47.65	392.83
FEBRERO	61.68	354.82
MARZO	109.06	392.83
ABRIL	120.89	380.16
MAYO	156.26	392.83
JUNIO	167.74	380.16
JULIO	192.39	392.83
AGOSTO	188.69	392.83
SEPTIEMBRE	135.51	380.16
OCTUBRE	107.89	392.83
NOVIEMBRE	56.42	380.16
DICIEMBRE	34.45	392.83
ANUAL	1378.63	4232.44



20. Gráfico producción eléctrica CCP

Una vez realizados todos los cálculos sobre la potencia eléctrica generada y el aporte solar empleado para la sustitución de la potencia térmica llevada a cabo mediante los gases de escape del motor de cogeneración de gas natural, procedemos a evaluar la viabilidad económica:

23. Análisis de viabilidad CCP

COSTES CCP	
Coste instalación (€/m ²)	373.8
Coste bloque de potencia (€/kWe)	783.2
Coste GN (c€/kWh), Enero 2015	$2.6678+0.1249 = 2.80$
Ahorro de combustible	2178662.01 kWh
Inversión = Coste*Área+Coste*P_elec	2312284.08 €
Precio venta energía eléctrica (€/kWh)	0.284983 (solar), 0.104352 (GN)
Pérdidas de energía eléctrica GN(kWh)	857817.71 kWh
Pérdidas (€/año) (restando la venta de electricidad a partir de solar)	-303371.582
Ahorro bruto energía térmica (€/año)	61002.54
Ahorro neto (€/año)	364374.12
PB	6.35

Los costes de inversión están financiados por la unión europea a 11 años (1 de carencia y 10 para pagar la inversión completa por ser una potencia inferior a 2 MW). Además, hemos tenido en cuenta las subvenciones actuales de la Junta de Andalucía en materia de calor de procesos a la hora de definir la inversión, que será detallada más adelante.

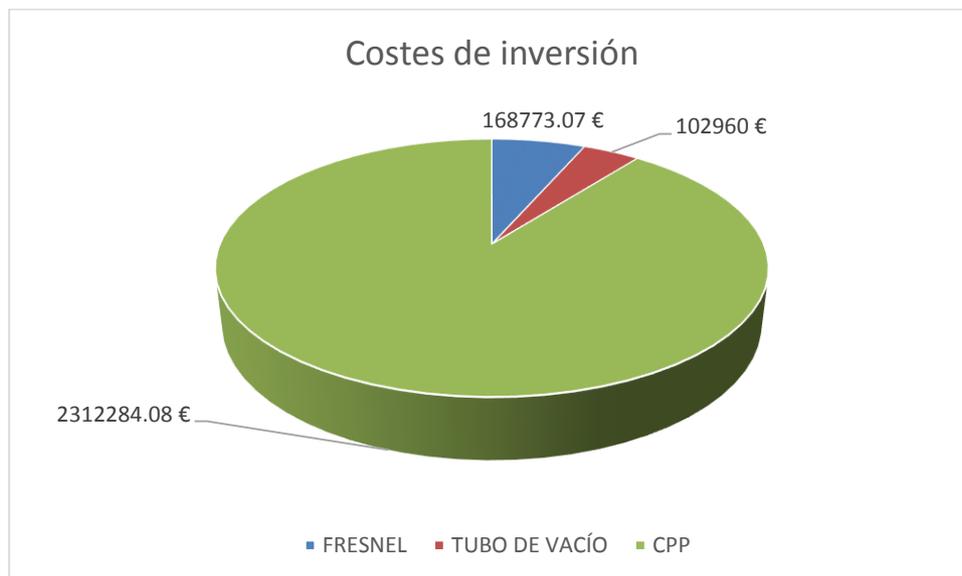
4 CONCLUSIONES

Una vez realizado los cálculos para las distintas tecnologías, para concluir el proyecto realizado, cabe realizar una comparativa de los aspectos más significativos que queremos destacar, como puede ser:

- Costes de inversión
- Demanda térmica suplida
- Superficie
- Ahorro

A partir de la siguiente gráfica, podemos ver con mayor claridad, la inversión a realizar en función de la tecnología, teniendo en cuenta subvenciones tanto de carácter autonómico, como nacional o relativas al espacio de la Unión Europea para promover el medioambiente y el uso de las renovables.

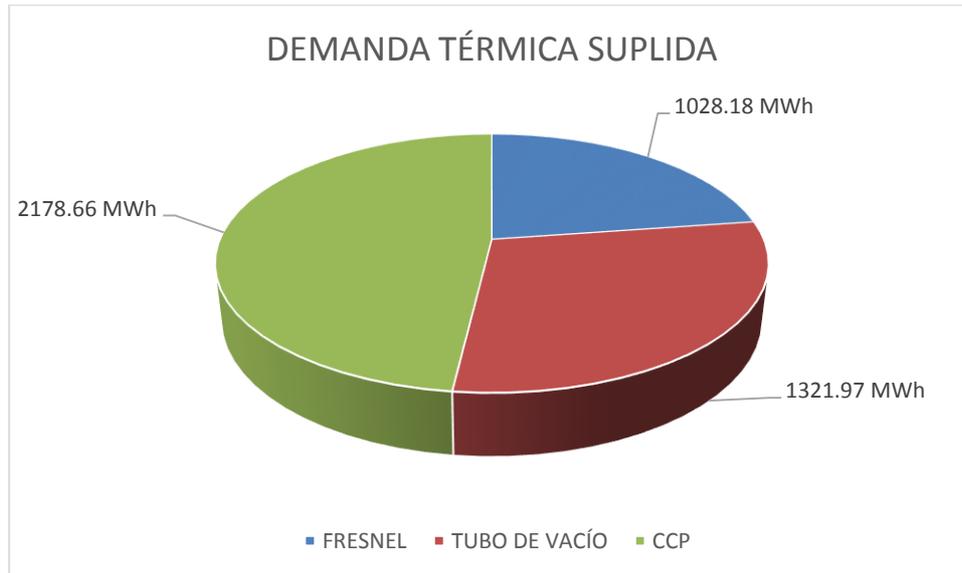
21. Costes de inversión



Como podemos observar, los mayores costes son impuestos por la tecnología CCP, ya que no solo conlleva la parte térmica sino también, el bloque de potencia, que le impide competir en cuanto a la inversión necesaria. Debido al desarrollo en la energía solar térmica dedicada a la edificación, los costes de cada captador, ya sea de tubo de vacío como el caso que estamos estudiando o plano, conlleva una curva de aprendizaje más desarrollada que disminuye los costes, es por esto que es la tecnología más barata. En los tres casos, hemos tenido en cuenta las subvenciones en materia de energía solar para aporte térmica que concede la Agencia Andaluza de la Energía.

En cuanto a la demanda térmica suplida, en el siguiente gráfico observamos:

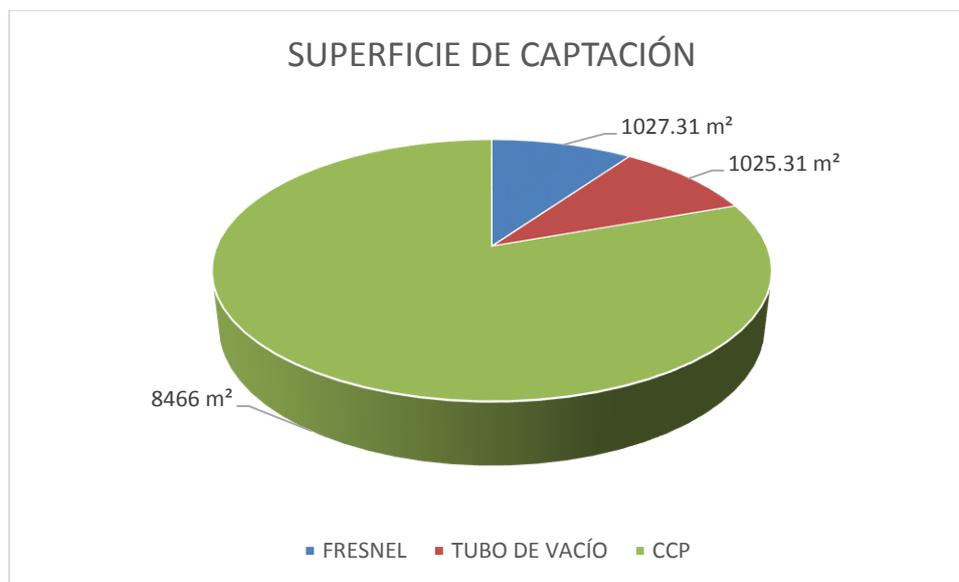
22. Demanda energética suplida



En el caso de CCP, la demanda cubierta es mayor, ya que la instalación está sobredimensionada para poder alimentar el bloque de potencia, pero al prevalecer la demanda térmica sobre la eléctrica, la demanda suplida será mayor, cercana a casi un **50%**. En el caso de Fresnel, la demanda térmica se ve más limitada porque a la hora del dimensionamiento hemos tenido en cuenta que absolutamente toda la energía es aprovechada, como definición de instalación solar de alto rendimiento. Al estar diseñada mediante lazos, se convertía en un hándicap el afinar o acercarnos lo máximo posible al punto de diseño.

A continuación, verificamos la superficie requerida para cada tipología:

23. Superficie de captación



De forma similar a la demanda térmica suplida, la superficie ocupada por la instalación de cogeneración de CCP es mayor, ya que tiene aportar potencia térmica y eléctrica, por lo que requiere una superficie mayor, y en el caso de la tecnología Fresnel, está limitada por el área de cada lazo.

Como hemos visto en el apartado anterior, la única tipología que proporcionaba ahorro neto positivo es la de CCP, ascendiendo a **364374.12 €/año**, por lo que debemos tener en cuenta:

- **Para sustituir una fuente convencional de cogeneración, la única posibilidad es la cogeneración mediante una fuente renovable, teniendo en cuenta que aumentará el coste y la superficie ocupada.**
- **La tipología que menos espacio y menos costes engloba es la de tubo de vacío.**
- **La que mejor aprovecha el terreno es la tecnología Fresnel.**
- **Sustituir una fuente convencional de cogeneración por una fuente renovable solo para la parte térmica implica pérdidas, ya que el ahorro obtenido por la reducción del consumo de combustible es soslayado por las pérdidas ocasionadas por la ausencia de venta de energía eléctrica.**

Podríamos afirmar, que la energía solar, en este caso en un sistema de cogeneración, puede emplearse como medida de ahorro y eficiencia energética, así como de desarrollo y sostenibilidad.

REFERENCIAS

- [1] M. Mestre y R. Galin, *Secado térmico de fangos*, GAMA S.L.
- [2] José Juan Morenilla Martínez, Ignacio Bernácer Bonora, José M^a Santos Asensi y Jacinto Muñoz Robledillo, *Funcionamiento del túnel de secado térmico de fangos de la EDAR de IBI (Alicante)*
- [3] http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/3779/fichero/Capitulo_30.pdf
- [4] Manuel A. Silva Pérez, *Diapositivas de Centrales Solares*, 2015
- [5] José Julio Guerra Macho, *Energía solar de la edificación*, 2015
- [6] <http://www.aedhe.es/Guer/paginas/03.aspx>
- IDAE, tarifas eléctricas
- CTAER

ANEXO I: TARIFAS

A continuación, adjuntamos el documento completo del IDEA donde podemos obtener el precio del gas natural actualizado a enero de 2015;

2. Tarifas de gas natural, IDEA

PEAJE	TÉRMINOS DE PEAJE				TÉRMINO ENERGÍA
	Término fijo c€/kWh día/mes	Δ (*)	Término variable c€/kWh	Δ (*)	
Peaje 1 (P>60bar)					Varía según oferta de la compañía
1.1 Consumo \leq 200GWh	3,4560	0,00%	0,0847	0,00%	
1.2 200GWh/año <Consumo \leq 1000 GWh/año	3,0875	0,00%	0,0682	0,00%	
1.3 .Consumo > 1000 GWh/año	2,8657	0,00%	0,0615	0,00%	
Peaje 2 (4 bar<P\leq60 bar)					Varía según oferta de la compañía
2.1 Consumo \leq 0,5 GWh/año	25,3055	0,00%	0,1934	0,00%	
2.2 0,5 < Consumo \leq 5 GWh/año	6,8683	0,00%	0,1543	0,00%	
2.3 5 < Consumo \leq 30 GWh/año	4,4971	0,00%	0,1249	0,00%	
2.4 30 <Consumo \leq 100GWh/año	4,1210	0,00%	0,1121	0,00%	
2.5. 100 < Consumo \leq 500GWh/año	3,7887	0,00%	0,0983	0,00%	
2.6 Consumo > 500GWh/año	3,4848	0,00%	0,0852	0,00%	
Peaje 3 (P\leq 4 bar)					Varía según oferta de la compañía
3.1 Consumo \leq 5.000 kWh/año	2,53	0,00%	2,9287	1,65%	
3.2 5.000 <Consumo \leq 50.000 kWh/año	5,79	0,00%	2,2413	2,16%	
3.3 50.000 kWh/año <Consumo \leq 100 MWh/año	54,22	0,00%	1,6117	3,03%	
3.4 Consumo >100 MWh/año	80,97	0,00%	1,3012	3,78%	
Peaje P>4 bar. Consumidores industriales con carácter interrumpible					Varía según oferta de la compañía
3.5 Consumo > 8 GWh/año	5,9258	0,00%	0,2010	30,86%	

Adjuntamos también, el precio de venta de la energía eléctrica generada a partir de energía solar térmica de concentración a alta temperatura, en función del código de referencia establecido:

Código de Identificación	Vida Útil Regulatoria (años)	Retribución a la Inversión Rinv 2013 (€/MW)	Retribución a la Operación Ro 2013 (€/MWh)	Horas de funcionamiento máximo para la percepción de Ro 2013 (h)	Nº Horas equivalentes de funcionamiento mínimo Nh 2013 (h)	Umbral de funcionamiento Uf 2013 (h)
IT-00579	30	171.373	8,718	995	255	149
IT-00580	30	161.701	9,812	772	198	115
IT-00581	30	153.707	9,244	-	-	-
IT-00582	30	63.701	0,206	-	-	-
IT-00583	30	59.184	0,000	772	198	115
IT-00584	30	186.787	10,200	985	252	147
IT-00585	30	71.046	1,378	985	252	147
IT-00586	30	184.263	9,693	995	255	149
IT-00587	30	176.193	9,083	995	255	149
IT-00588	30	79.878	1,746	-	-	-
IT-00589	30	112.282	5,319	-	-	-
IT-00590	30	360.376	9,893	995	255	149
IT-01518	25	77.669	96,540	-	420	140
IT-01519	25	75.711	83,220	-	420	140
IT-01520	25	-	0,000	-	460	140
IT-01521	25	-	0,000	-	460	140

ANEXO II: SUBVENCIONES

A la hora de establecer la inversión, hemos tenido en cuenta las subvenciones concedidas por la Junta de Andalucía, resumida en la siguiente tabla obtenida de la Agencia Andaluza de la Energía:

Promovidas por empresas	⑥ Instalaciones en el sector turístico, deportivo y de servicios Instalaciones de energía solar térmica en edificios para satisfacer parte de la demanda de Agua Caliente Sanitaria (ACS) y/o demás necesidades térmicas. La empresa que acometa la inversión por sí misma podría recibir una subvención de entre el 30% y 35% de la inversión, pudiendo obtener la mayor puntuación si se cumplen los siguientes elementos: <ul style="list-style-type: none">• Contador de energía térmica útil aportada.• Relación V/A entre 70 y 150.• Rendimiento mayor del 60 %.• Plan de vigilancia y mantenimiento, de acuerdo al Código Técnico de la Edificación.• Orientación e inclinación óptimas. Además, si el proyecto incluye actuaciones de ahorro y eficiencia energética, aplicaciones más allá de ACS o uso combinado con otras EERR, se podría llegar al 40% .
	⑦ Aplicaciones en la industria o procesos más allá del ACS Instalaciones de energía solar térmica fuera del ámbito de aplicación del RITE para procesos industriales u otros. La empresa que acometa la inversión por sí misma podría recibir una subvención del 40% de la inversión, si se incluye contador de energía térmica útil aportada, relación V/A entre 70 y 150 y rendimiento mayor del 60 %.
	⑧ Inversiones realizadas a través de empresas de servicios energéticos Las empresas de servicios energéticos que realicen inversiones para la venta de energía solar térmica a una empresa podría recibir una subvención del 40% , que transferirá al usuario de la energía vía descuento del precio del servicio energético.

GLOSARIO

CTAER: Centro Tecnológico Avanzado de Energías Renovables	9
EDAR: Estación Depuradora de Aguas Residuales	11
CCP: Colector Cilindro Parabólico	11
HTF: Heat Transfer Fluid	21
GHG: GreenHouse Gases	21
PB: Payback	21
kWt: Kilovatio térmico	21
kWe: Kilovatio eléctrico	21
NH ₃ : Amoníaco	22
P: Fósforo	22
N: Nitrógeno	22
DBO: Demanda Biológica de Oxígeno	24
ACS: Agua Caliente Sanitaria	34
IDAE: Instituto de Diversificación y Ahorro Energético	34
CTE: Código Técnico de la Edificación	38
CO ₂ : Dióxido de Carbono	38
HE4: Documento 4 de ahorro energético	38
MJ: Megajulio	40
Mwt: Megavatio térmico	40
SAM: System Advisor Model	50