II.- ENERGÍA GEOTÉRMICA

pfernandezdiez.es

II.1.- UTILIZACIÓN DE LA ENERGÍA GEOTÉRMICA

Para decidir si un yacimiento geotérmico es rentable hay que analizar lo siguiente:

- *La profundidad y espesor del acuífero*
- *La calidad del fluido, el caudal y la temperatura*
- *La permeabilidad y porosidad de las rocas*
- *La conductividad térmica y capacidad calorífica del acuífero y de las rocas circundantes*

La explotación del yacimiento se realiza mediante sondeos similares a los de la industria petrolífera. El caudal del fluido tiene que ser constante, para lo cual es conveniente reinyectar el fluido extraído después de haberlo utilizado.

Los fluidos geotérmicos suelen presentar problemas de corrosión debido a la agresividad de las aguas y a la presencia de sales disueltas, lo que implica el tener que utilizar materiales resistentes a la corrosión y/o tratar el fluido geotérmico.

YACIMIENTOS DE ALTA ENTALPÍA.- El agua que se encuentra a más de 150°C, se dice que es de calidad eléctrica (alta entalpía); para las fuentes que tienen una temperatura superior a este límite inferior, se usan dos tecnologías diferentes para producir energía eléctrica con potencias mínimas de $1 \div 2$ MW, como son los sistemas de conversión directa y los sistemas de expansión súbita (evaporación flash). Su coste por kWh viene a ser del orden del $50 \div 65\%$ del obtenido en una central térmica clásica.

a) Sistemas de conversión directa (direct-steam).- Se utilizan para generar electricidad en yacimientos de vapor, siendo el más eficiente de todos, Figs II.1.2, en las que se presentan esquemas simplificados de este tipo de plantas; el vapor puede ser húmedo o seco, y lleva una cierta cantidad de gases no condensables de composición y concentración variable.

El vapor se conduce desde varios pozos, a través de unas tuberías, a la sala de máquinas donde se utiliza directamente en las turbinas. Entre la boca del yacimiento y la planta generadora se ins-

talan separadores centrífugos situados cerca del yacimiento para remover las partículas de polvo y otros sólidos como trozos de roca. A lo largo de la tubería se instalan puntos de drenaje para remover el condensado procedente del vapor que se forma durante la transmisión, y así remover la humedad a la entrada de la sala de máquinas. En el vapor geotérmico se encuentran gases no condensables, (2÷10)%, lo cual hace que sea necesario un sistema de extracción de gases con:

- *Eyectores de dos etapas, con condensadores tanto dentro como al final de los mismos*
- *Bombas de vacío o turbocompresores*

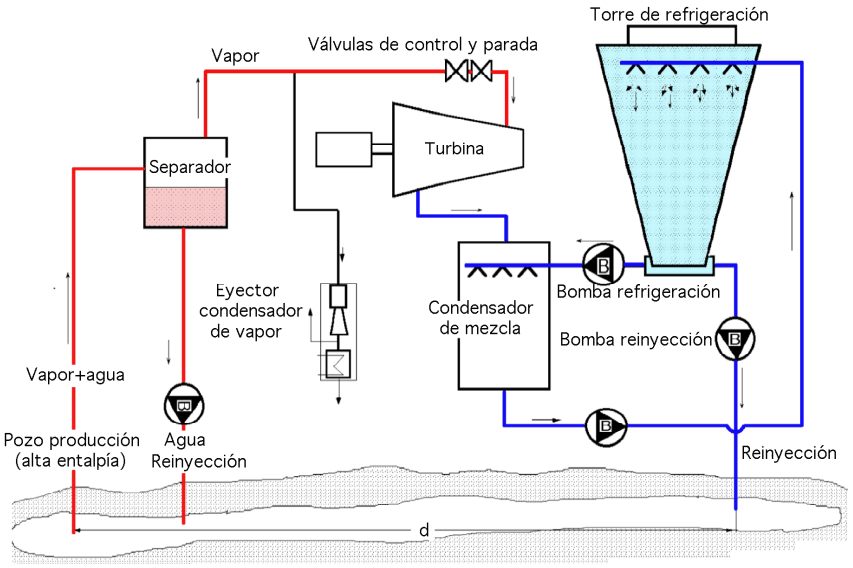


Fig II.1.- Proceso de conversión directa de vapor húmedo

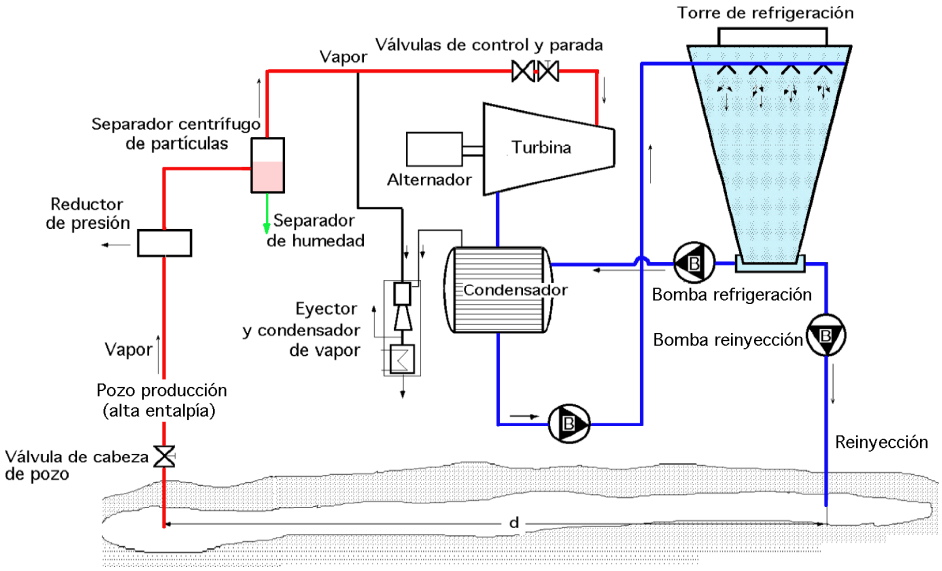


Fig II.II. Proceso de conversión directa de vapor seco

Se pueden utilizar condensadores de superficie y de contacto directo (mezcla); el de superficie se prefiere siempre que el vapor que porte gases no condensables se deba tratar o procesar antes de descargarlo a la atmósfera, por ejemplo, cuando existe la posibilidad de que el ácido sulfídrico exce-

da de un determinado límite; en esta situación se puede instalar una planta química para procesar dicho componente, situación que no procede para una planta geotérmica pequeña.

El condensado no recircula a una caldera, tal como sucede en una planta de generación convencional, sino que se lleva a la torre de enfriamiento, de forma que el el exceso de condensado del orden de un (10÷20)% en peso del vapor, se reinyecta al yacimiento.

A largo plazo, la producción podría agotar las reservas por lo que se están explorando técnicas para aumentar la cantidad de fluido reinyectado. El uso de condensadores de aire permitiría reinyectar el 100% pero hasta ahora han sido antieconómicos.

Las torres de enfriamiento de tiro forzado, ya sean de flujo continuo o cruzado son las más utilizadas para sistemas de enfriamiento húmedo; sin embargo, en otras plantas se utilizan torres de tiro natural.

En la actualidad las plantas tienen unos rangos de 20÷60 MW por unidad, y un diseño modular para su rápida instalación, que permite su adaptación a un amplio campo de condiciones del vapor.

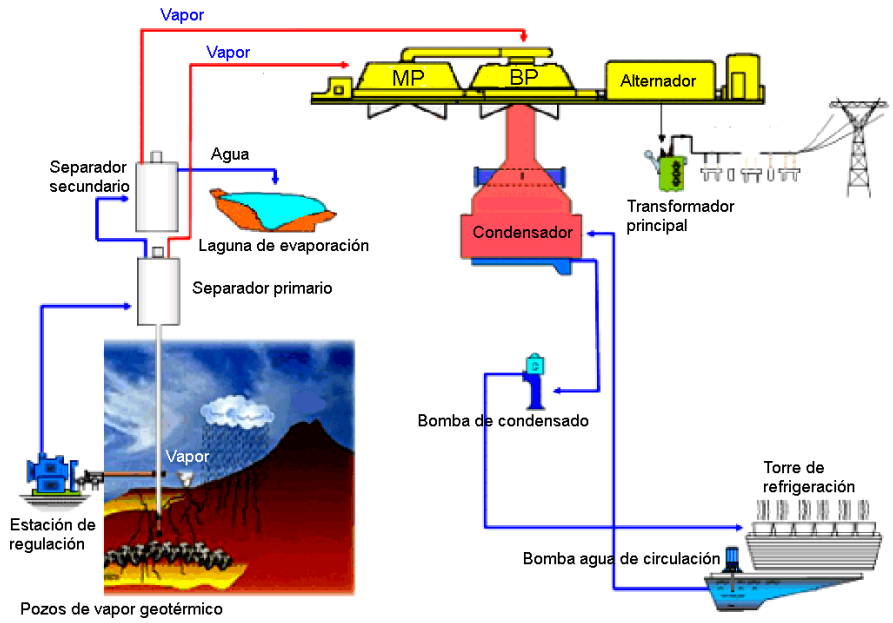


Fig II.3.- Proceso de conversión directa de vapor húmedo y seco

b) Sistemas de expansión súbita evaporación flash.- Los yacimientos de vapor seco, son poco frecuentes. Los mas conocidos son aquellos donde predomina la fase líquida. En los pozos artesianos, el fluido extraído es una mezcla de dos fases, líquido y vapor. La calidad o título de la mezcla es función de las condiciones del fluido en el yacimiento, las dimensiones del pozo, y la presión en la cabeza del mismo, que se controla mediante una válvula. A pesar de que algunas máquinas experimentales han generado energía impulsadas por un fluido que cuenta con las dos fases (líquido y vapor), lo normal es separar las fases, utilizando el vapor para impulsar la turbina.

La presión en la cabeza del pozo es baja, del orden de 0,5÷1 MPa; las fases líquida y gaseosa difieren significativamente en su densidad $\frac{\rho_{líq}}{\rho_{gas}} = 175 \div 350$ por lo que se puede efectuar su separación mediante separadores centrífugos produciendo vapor con un título del orden del 99,99%

El líquido proveniente del separador se puede reinyectar, una vez se ha utilizado para aprovechar su energía térmica por medio de intercambiadores de calor en gran variedad de aplicaciones directas, o en aplicaciones a baja presión.

Las plantas que utilizan vapor a alta presión para generar energía se conocen como *single flash* o flash de una etapa, y las que usan el vapor a alta y a baja presión se denominan *double flash* o flash de dos etapas.

Plantas tipo single-flash.- Si el agua geotérmica está a más de 210°C y se expansiona bruscamente en una etapa de evaporación flash, parte de la misma se vaporiza instantáneamente, de forma que mediante un separador de vapor, éste se lleva a la turbina y el agua restante se reinyecta en el acuífero, Fig II.4.5.

El fluido en dos fases proveniente del pozo se mueve en el separador ciclónico, de forma que el líquido tiende a fluir circularmente por las paredes, mientras que el vapor sube y es recogido en un tubo vertical; el diseño es simple, ya que no tiene partes móviles, y se conoce como separador de salida en el fondo.

En ocasiones, para mejorar la separación de las dos fases, se utilizan bafles junto con una válvula de bola que proporciona seguridad ante la presencia de impurezas del líquido que pueden entrar en la línea de vapor y llegar a la turbina.

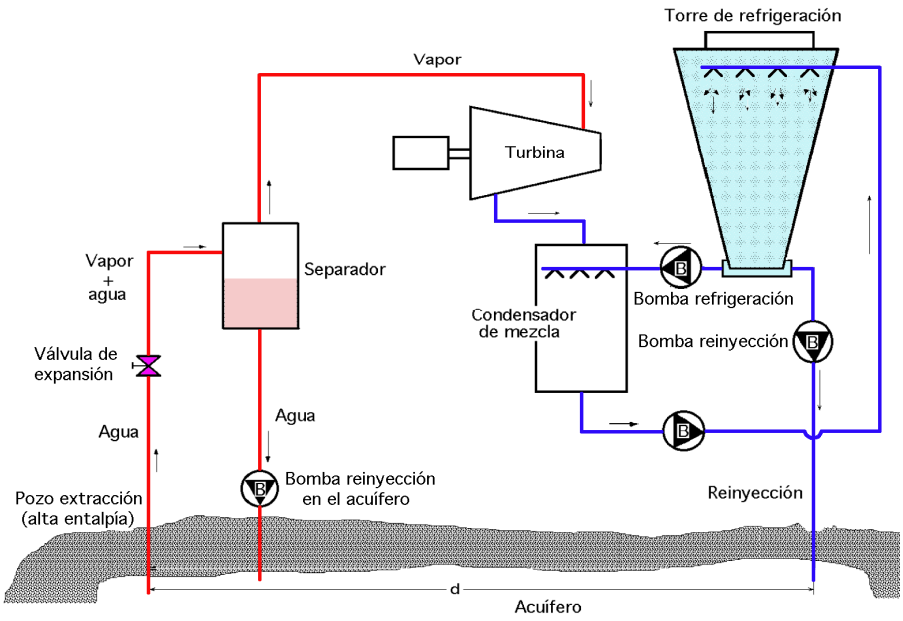


Fig II.4.- Proceso de expansión súbita (1 etapa de flash) con condensador de mezcla, sin elementos auxiliares

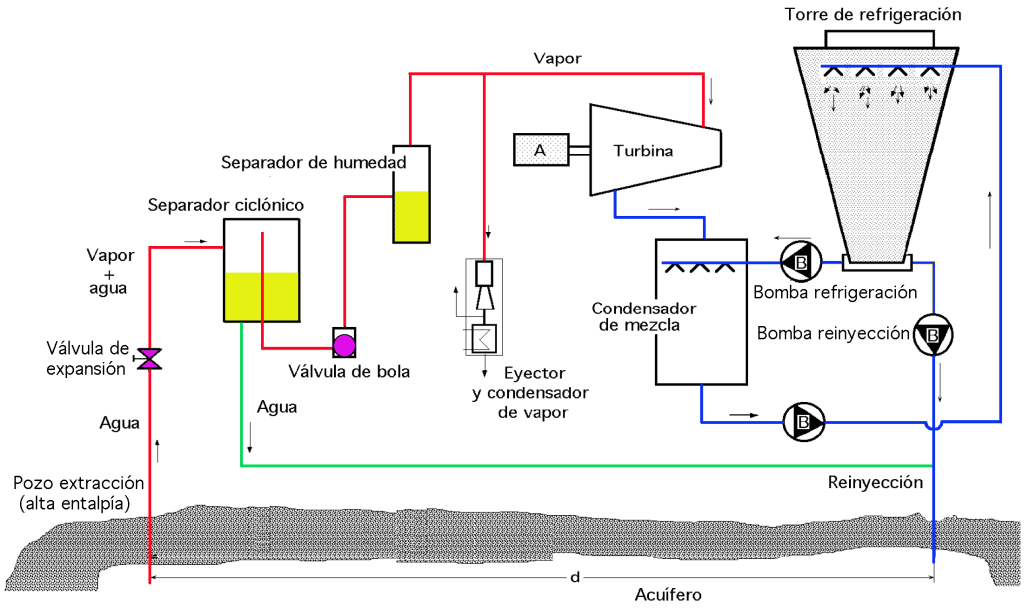


Fig II.5.- Proceso de expansión súbita (1 etapa de flash) con condensador de mezcla, y elementos auxiliares

Las líneas de transmisión de vapor son del mismo tipo que las usadas en las plantas de vapor seco, siendo el balance de las plantas prácticamente idéntico.

La diferencia principal radica en la cantidad de líquido a manejar; comparando plantas de 55 MW, una tipo *single-flash* produce cerca de 630 kg/seg de liquido, mientras que otra tipo *direct-steam* produce 20 kg/seg, es decir, están en una relación de 30/1; si todo este líquido se reinyecta, la planta *single-flash* podría devolver al yacimiento cerca del 85% del agua condensada, en comparación con el 15% de la planta tipo *direct-steam*.

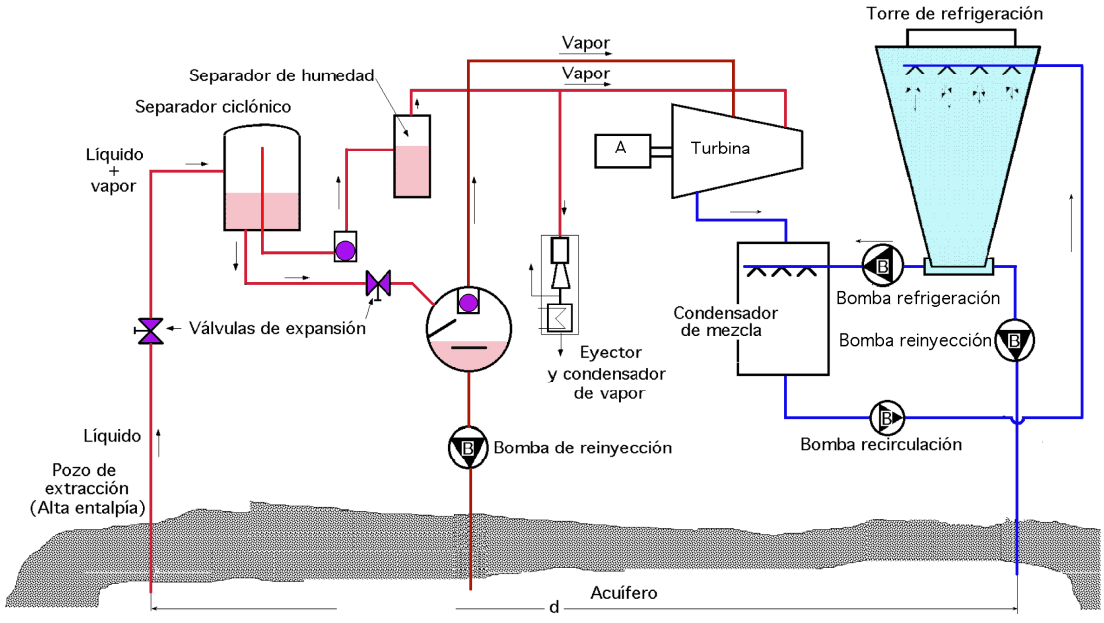


Fig II.6. Proceso de expansión súbita (2 etapas de flash)

Plantas tipo double-flash.- *El* rendimiento aumenta si se añade una segunda etapa de vaporización mediante la cual vaporiza parte del líquido que abandona la primera etapa, Fig II.6. Esta etapa aumenta el rendimiento en más de un 35% respecto a la primera. Una tercera etapa no sería rentable, ya que produciría sólo un aumento del rendimiento no superior al 5%. En estas plantas generadoras de evaporación por expansión directa (flash), el condensado de la turbina pasa por una torre de refrigeración por evaporación y luego se introduce en el condensador, según un ciclo Rankine convencional.

Mediante esta tecnología se puede obtener entre un 20%÷25% de potencia adicional a partir del mismo fluido geotérmico. El vapor de baja presión producido al laminar el liquido a baja presión se envía a una turbina de baja presión ó a una etapa adecuada de la turbina principal (en el caso de una turbina de admisión dual). Los principios operativos de este tipo de planta son similares a los de la planta tipo *single-flash*, aunque es mucho mas costosa debido a que requiere mayor equipamiento.

YACIMIENTOS DE MEDIA ENTALPÍA (CICLOS BINARIOS).- Cuando la temperatura del fluido sea menor de 210°C, la diferencia de temperatura disponible entre la entrada y la salida de la turbina es demasiado pequeña para que el método anterior resulte económico; en estos casos de temperaturas moderadas se utiliza un *ciclo binario*, de forma que en el sistema de conversión de energía participan, mediante un intercambiador de calor, dos fluidos, uno responsable del ciclo de generación de energía, mientras que el otro actúa como fuente térmica.

En las plantas de ciclo binario, la energía térmica del fluido geotérmico se transfiere por medio de un intercambiador de calor a un fluido de trabajo secundario para su uso en un ciclo convencional; el geofluido no está en contacto con las partes móviles de la planta, minimizando los efectos de la erosión.

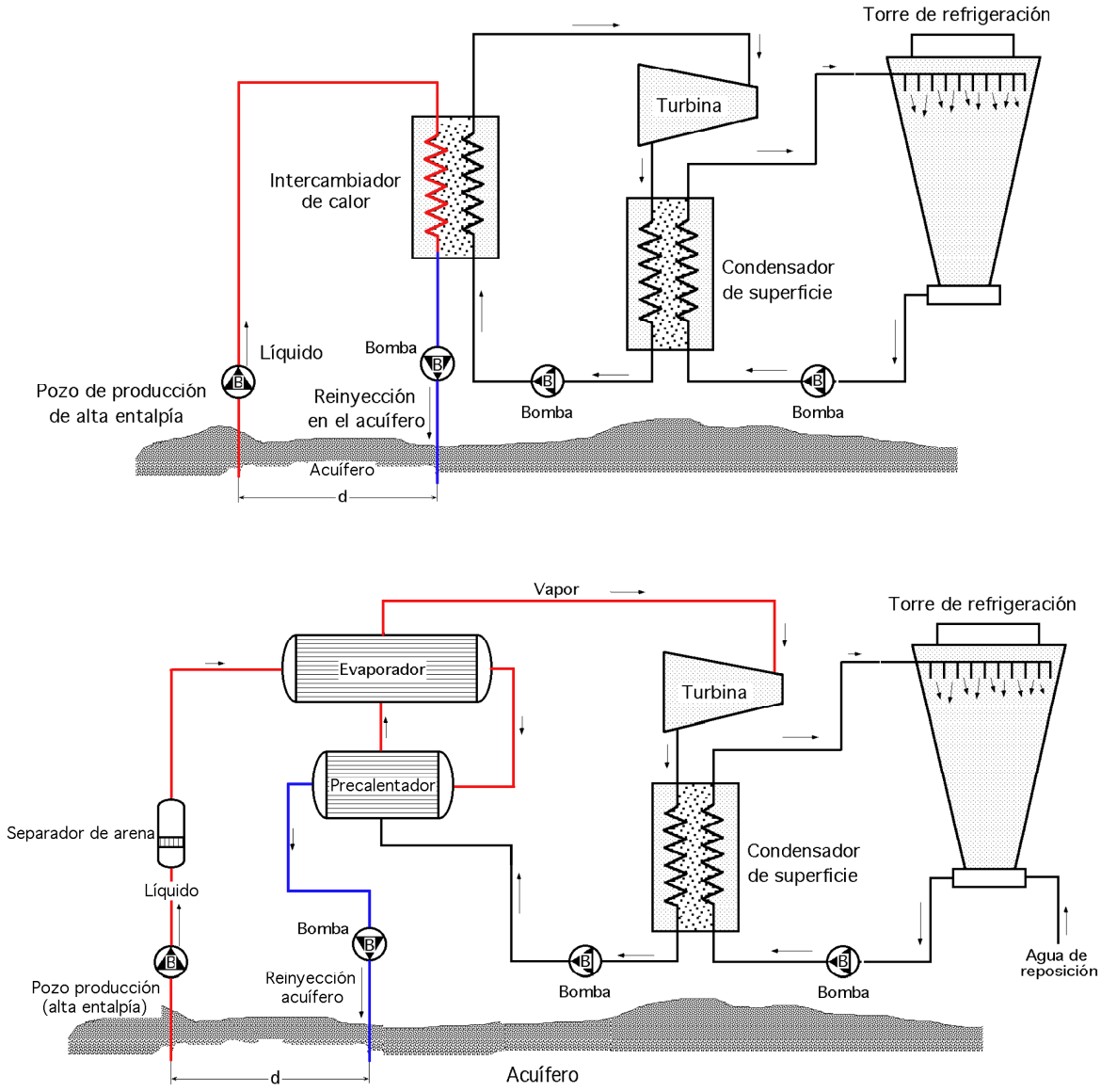
Las plantas binarias pueden manejar geofluidos a baja temperatura (menos de 150ºC), con alto contenido de gases disueltos y corrosivos. El ciclo consta de precalentador, evaporador, válvulas de control, turbina, alternador, condensador y bomba de alimentación.

El agua y el aire se pueden usar para la refrigeración, dependiendo de las condiciones del lugar. Si se usa refrigeración húmeda se debe disponer de agua de reposición; debido a las impurezas químicas de la salmuera residual, en general no es adecuada para su utilización en torres de enfriamiento.

Existe un amplio campo de fluidos de trabajo para el ciclo de potencia; su selección se efectúa en base a lograr el mejor aprovechamiento termodinámico a partir de las características del geofluido, en especial su temperatura. Los ciclos binarios se diseñan para utilizar como fluido secundario que recorre un ciclo Rankine, un hidrocarburo de peso molecular bajo (de 3÷6 átomos de carbono) o un

hidrocarburo fluorado, siendo el isobutano, isopentano y propano apropiados para su empleo como fluidos de trabajo, al igual que ciertos refrigerantes; el fluido de trabajo óptimo será el que proporcione una mayor eficiencia y condiciones de operación seguras y económicas.

Las plantas de flujos binarios son particularmente adecuadas para conformar módulos de 1 MW por unidad, para su rápida instalación. El diseño de este tipo de plantas permite que se puedan interconectar varias en el lugar del yacimiento y ajustarse al potencial del recurso geotérmico.



Figs II.7a.b. Sistemas de flujo binario

Si como fluido de trabajo se utiliza una mezcla tipo (isobutano e isopentano) ó (agua y amoniaco), el proceso de evaporación y condensación puede ocurrir a una temperatura variable, característica que permite aumentar la compatibilidad entre la salmuera y el fluido de trabajo (evaporación) y el agua de refrigeración y el fluido de trabajo (condensación), generando una alta eficiencia en el intercambiador de calor y un pequeño aumento de la misma en todo la instalación.

Si la cámara de escape lleva una cantidad importante de vapor sobrecalentado, el calor recuperado se puede utilizar para precalentar el fluido de trabajo; en base a estas características se desarrolló la planta Kalina, cuyo esquema se presenta en la Fig II.8.

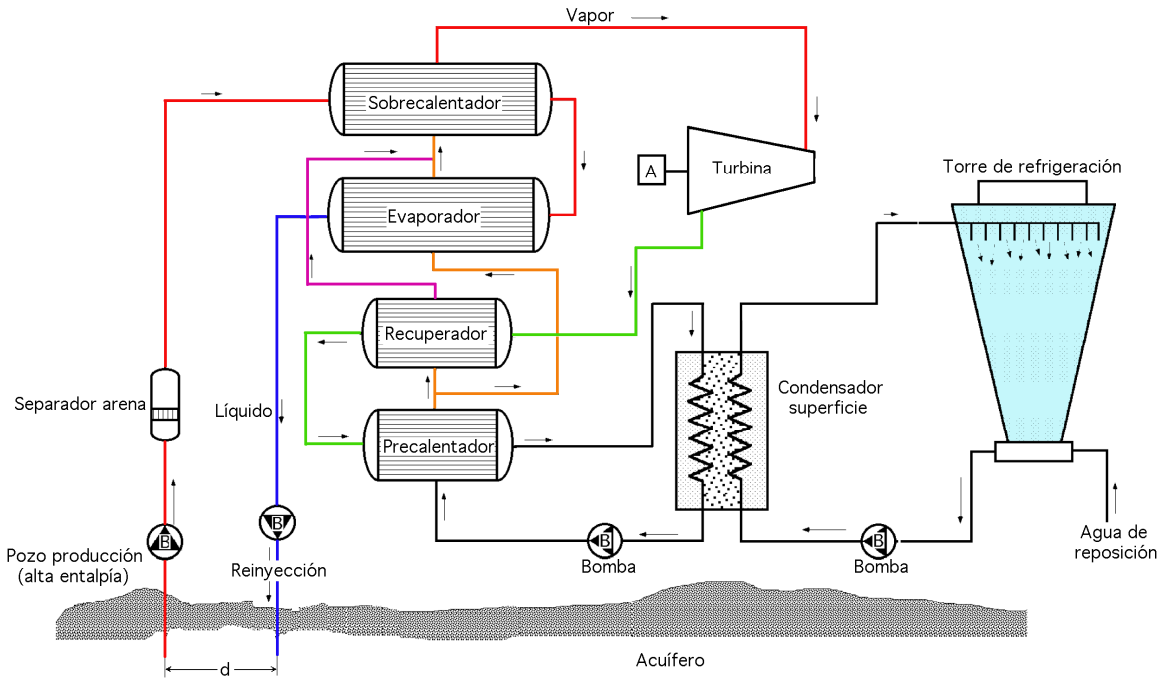


Fig II.8.- Sistema de planta de flujo binario tipo Kalina

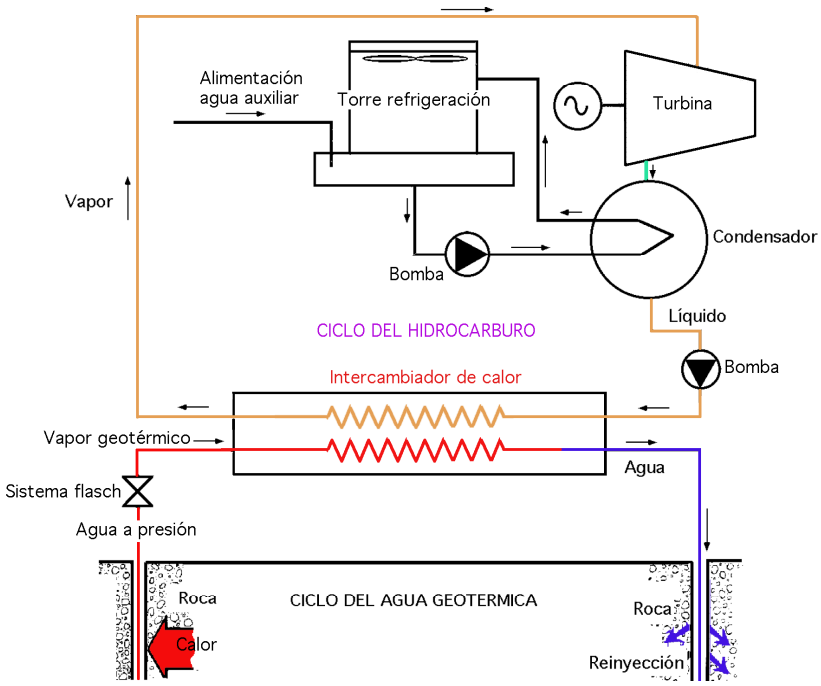


Fig II.9.- Ciclo binario (Vapor geotérmico-Hidrocarburo)

Una planta de demostración, en California, utiliza agua geopresurizada de baja salinidad a 180°C, y genera 45 MW de electricidad. Mediante un *ciclo binario*, el agua geotérmica, fluido prima-

rio, transfiere energía térmica a través de un intercambiador de calor de superficie a un fluido motor (fluido secundario), que se evapora a una cierta presión, a temperatura mucho más baja que la del agua geotérmica primaria. Ambos fluidos recorren circuitos cerrados independientes:

El fluido evaporado pasa por una turbina que acciona un generador eléctrico y después a un condensador cerrando su ciclo mediante un sistema de bombeo que le lleva al intercambiador-evaporador. El agua geotérmica que sale del intercambiador se reinyecta en el acuífero mediante pozos inyectores a 70°C. Es importante hacer notar que para generar la misma cantidad de energía mediante un ciclo de evaporación flash directo, el ciclo binario necesita sólo alrededor de 2/3 partes del flujo de agua geotérmica.

Algunos problemas técnicos que se suelen presentar en el diseño de los ciclos geotérmicos binarios son:

- El dimensionamiento de las turbinas para trabajar con hidrocarburos

- Las incrustaciones y la corrosión, especialmente relacionadas con la operación del intercambio de calor, por cuanto el fluido geotérmico suele llevar un alto contenido en sales

- El proceso de disipación de calor, ya que la eficiencia térmica de las plantas geotérmicas es baja, y hay que eliminar una mayor fracción de la energía entrante que en el caso de las plantas de potencia comunes, que usan combustibles fósiles

Ventajas:
- *Menos problemas de incrustaciones, corrosión y desgaste por erosión*
- *Se puede elegir un fluido de mejores características termodinámicas que el agua*

Inconvenientes:
- *Los fluidos secundarios son caros, y pueden ser tóxicos y/o inflamables*
- *Dan lugar a instalaciones más complejas y caras*

Sistemas de proceso de flujo total.- Están basados en tecnologías aún no desarrolladas totalmente; se inyectan las dos fases del fluido geotérmico a una turbina especialmente diseñada al efecto. Tienen un mayor rendimiento, pero presentan problemas debidos a las incrustaciones y a los gases no condensables que el fluido geotérmico lleva disueltos.

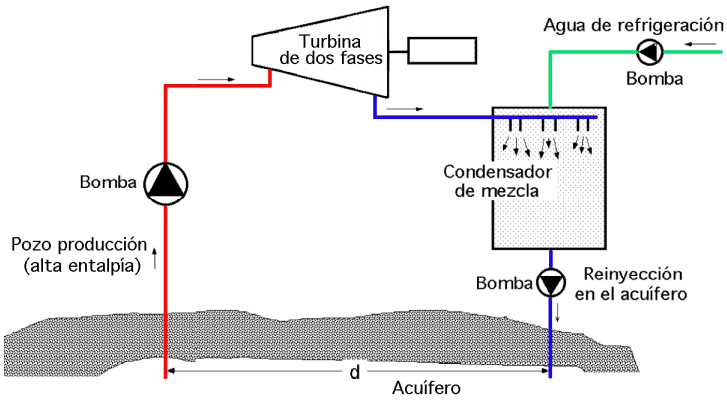


Fig II.10.- Sistema de proceso de flujo total

Plantas híbridas.- Los fluidos geotérmicos tienen un amplio rango de propiedades físicas tales como temperatura, presión, presencia de gases no condensables, sólidos disueltos, pH, potencial de corrosión, etc; en consecuencia existen una gran variedad de sistemas de conversión de energía que se han ido desarrollando para adaptarse a estas condiciones particulares.

Los sistemas descritos anteriormente se pueden combinar para lograr sistemas más efectivos, dando lugar a diversos tipos de plantas híbridas, como:

- *Plantas direct-steam-Binary*
- *Plantas single flash-Binary*
- *Planta integrada single y doble flash*
- *Sistema híbrido geotermia y fósil*

Rendimiento.- A lo largo del siglo XX, las técnicas que se han ido introduciendo para mejorar el rendimiento de las instalaciones, han evolucionado en las siguientes fases:

- Corrosión de los álabes de las turbinas, lo que implicó una mejora en la calidad de los materiales utilizados en su construcción, observándose que este fenómeno de corrosión iba asociado directamente a la excesiva velocidad que alcanzaban estas máquinas en determinadas circunstancias

- Para hacer funcionar las máquinas térmicas se comenzaron a utilizar intercambiadores de calor, con el fluido geotérmico en el circuito primario, y utilizando agua pura en el circuito secundario; posteriormente se volvió a la utilización directa del vapor geotérmico natural en las turbinas, lo que obligó a mejorar la calidad de los materiales de los álabes de las turbinas

- Se introdujo el condensador, pero en algunas instalaciones se ha prescindido de él, compensando su costo con una ligera pérdida en el rendimiento

Para evaluar el funcionamiento de los sistemas de energía en plantas energéticas convencionales se utiliza el Segundo Principio de la Termodinámica, que hace uso de los conceptos de trabajo y energía disponible. Como las plantas geotérmicas no operan con un solo ciclo, sino con una serie de procesos, la eficiencia del ciclo térmico utilizado en plantas convencionales no se aplica, salvo en el caso de las plantas binarias, aunque sólo sirve para evaluar el ciclo cerrado recorrido por el fluido de trabajo, pero no para la operación global en la cual se tenga en cuenta el *geofluido*, desde los pozos de producción hasta la salida de la planta .

Las especificaciones principales de las plantas de generación del tipo *direct-steam*, single y double flash vienen dados en la Tabla II.1 y en la Tabla II.2 se presentan datos similares para pequeñas plantas binarias; se observa un incremento del consumo específico del *geofluido* cuando se comparan plantas binarias con las tipo steam, particularmente las de tipo *direct steam*. Se puede observar que las plantas tipo directo operan con unas eficiencias del orden del $50 \div 70\%$.

La influencia de la temperatura del yacimiento geotérmico y la capacidad de la planta sobre los costos en plantas binarias de pequeño tamaño se presentan de manera resumida en la Tabla II.2. El costo del capital por kW varía inversamente con la temperatura y la potencia; los costes de opera-

ción y mantenimiento anuales aumentan con la potencia y son independientes de la temperatura del fluido en el campo de estudio; estos costes son favorables cuando se comparan con otras energías renovables y es totalmente ventajosa en lugares donde se genera electricidad por medio de plantas Diesel.

Tabla II.1 Condiciones de diseño para seleccionar plantas geotérmicas de vapor

Localización de la planta	*Larderello, Italia*	*Guanacaste, Costa Rica*	*Beowawe, Nevada*
Año de inicio	*1992*	*1994*	*1985*
Tipo	*Direct steam*	*Double flash*	*Double flash*
Potencia, MW	*57*	*55*	*16,7*
Salida de potencia, MW	*52,2*	*52*	*16*
Caudal geotérmico, kg/seg	*111,1*	*759,5*	*157,5*
Temperatura salida pozos	*204°C*	*230°C*	*215°C*
Presión entrada turbina, kPa	*550,3*	*600*	*421,4*
Temperatura entrada turbina, °C	*205°C*	*159°C*	*146°C*
Gasto vapor turbina, kg/seg	*111,1*	*114*	*22,3*
Velocidad, rpm	*3000*	*3600*	*3600*
Calor eliminado en el condensador	*245 MWt*	*243 MWt*	*72 MWt*
Agua de refrigeración, kg/seg	*2785*	*4234*	*1474*

Tabla II.2.- Condiciones de diseño para algunas plantas geotérmicas binarias

Localización	*Heber, CA*	*Mammoth, CA*	*Wendel, CA*
Año de inicio	*1993*	*1985*	*1988*
N° de unidades	*12*	*2*	*2*
Potencia, MW	*40*	*10*	*2*
Potencia de salida, MW	*32*	*7*	*1,6*
Potencia neta-unidad, MW	*2,7*	*3,5*	*0,8*
Gasto geotermico, kg/seg	*999*	*220,5*	*205,1*
Temperatura del yacimiento	*168°C*	*169°C*	*103°C*
Fluido de trabajo	*isopentano C_5H_{12}*	*isobutano C_4H_{10}*	*R-114, $C_2Cl_2F_4$*
Evaporador (n° de unidades)	*2*	*6*	*1*
Calor requerido, MW_t	*413,2*	*86,75*	*28,72*

Factores económicos de las plantas geotérmicas.- La energía del fluido geotérmico se encuentra disponible, generalmente, a una temperatura más baja que en los dispositivos de calentamiento tradicionales. La geotermia se caracteriza por unos gastos de inversión iniciales elevados, al contrario que en los sistemas de calentamiento clásicos, y por unos costos de funcionamiento y mantenimiento más económicos. El reto que se plantea consiste en comparar el coste de la solución clásica menos cara, con soluciones geotérmicas técnicamente posibles.

Los costes asociados a la construcción y operación de una planta geotérmica dependen de:

- *El tipo de recurso (vapor o agua caliente)*
- *La temperatura del recurso*
- *La productividad del yacimiento*
- *El tamaño de la planta (caudal)*
- *El tipo de planta (single flash, binario...)*
- *La reglamentación ambiental, costes de inversión y mano de obra*

Los tres primeros factores { *tipo de recurso (vapor o agua caliente)*; *temperatura del recurso*; *productividad del yacimiento* } son un indicativo del número de pozos que es necesario perforar para soportar la capacidad de la planta; utilizando costes típicos y potencial de generación de los yacimientos, un pozo puede llegar a costar entre 200 ÷ 700 €/kW.

Los tres factores siguientes { *tamaño de la planta (caudal)*; *tipo de planta (single flash, binario...)*; *reglamentación ambiental, costes de inversión y mano de obra* } determinan el coste del capital del sistema de conversión de energía.

El último afecta también al coste de funcionamiento de la planta

Tabla II.3.- Costes de inversión y mantenimiento para plantas geotérmicas binarias de pequeña capacidad de generación

Potencia neta kW	*Temperatura del yacimiento*			*Costes operación y mantenimiento anuales*
	100°C	*120°C*	*140°C*	
	Coste del capital en Euros / kW			
100	*3300*	*2900*	*2620*	*25.000*
200	*3050*	*2650*	*2420*	*32.000*
500	*2800*	*2430*	*2220*	*39.500*
1000	*2535*	*2200*	*2010*	*57.200*

Tabla II.4.- Datos típicos de 3 plantas de generación de 60 MW y 20 MW en Italia y de 50 MW en Japón en 1999

	60 MW (Año 1999)	*20 MW (Año 1999)*	*50 MW (Año 1998)*
Carga máxima	*55 MW*	*17 MW*	*48,3 MW*
Electricidad producida al año	*462.845 MWh*	*142.248 MWh*	*361.650 MW h*
Horas de operación de la planta	*8748 h-año*	*8483 h-año*	*8112 h-año*
Factor de capacidad	*88,10%*	*81,20%*	*82,60%*
Factor de carga	*96,10%*	*95,50%*	*85,50%*
Factor de disponibilidad	*99,90%*	*96,80%*	*92,60%*

Indicadores de rendimiento para plantas geotérmicas.- Existen tres indicadores adimensionales que describen el rendimiento de una planta geotérmica:

$$\textit{Factor de capacidad (\%)} = \frac{\textit{MW generados en el período}}{\textit{Capacidad instalada (MWe)} \times \textit{Período (horas)}} \times 100$$

$$\textit{Factor de carga (\%)} = \frac{\textit{MW generados en el período}}{\textit{Carga máxima (MWe)} \times \textit{Período (horas)}} \times 100$$

$$\textit{Factor de disponibilidad (\%)} = \frac{\textit{N° de horas de funcionamiento de la planta durante el período}}{\textit{Duración total del período (horas)}} \times 100$$

El factor de disponibilidad (%) se divide en dos categorías:

- Parada programada, en la que a la planta se le ha programado un mantenimiento con al menos dos

semanas de anticipación

- Parada forzada, en la que la planta queda fuera de servicio inmediatamente o antes de la siguiente parada programada

Para describir el rendimiento global de la planta, son necesarios $\begin{cases} \text{- la capacidad} \\ \text{- el factor de carga} \end{cases}$

II.2.- YACIMIENTOS DE BAJA ENTALPÍA , (USO DIRECTO)

No se utilizan para generación de electricidad, por ser su temperatura inferior a 85ºC, sino para sistemas en los que el calor generado, a partir del agua caliente geotérmica, se emplea en:

- Calefacción urbana (locales destinados a viviendas y locales industriales) y producción de agua caliente sanitaria

- Como aporte complementario a determinados procesos industriales

- Para calefacción agrícola (invernaderos)

- Para sistemas de refrigeración por absorción como fuente de calor

En la mayoría de los proyectos de uso directo se utiliza un equipo estándar que depende de la naturaleza del agua geotérmica y del vapor. Otros factores importantes a tener en cuenta son la temperatura del agua y la corrosión e incrustaciones causadas por la química de los fluidos geotérmicos, que pueden conducir a problemas en el funcionamiento de los componentes del equipo expuestos al flujo de agua y al vapor.

Los componentes primarios de muchos sistemas de uso directo de baja temperatura son bombas de circulación, líneas de transmisión y distribución y otros equipos de extracción de calor.

Bombas de circulación.- En pozos artesianos no se precisan bombas; de no ser así, se requieren bombas que se instalan en el fondo del pozo para elevar el fluido a la superficie, y para prevenir la liberación de gases y formación de incrustaciones; los tipos más comunes son bombas centrífugas y bombas electrosumergidas.

Las *centrífugas* son multietapa, en serie, instaladas en el fondo del pozo pero con el motor en la superficie, de forma que el eje de rotación va protegido con una columna de lubricación centrada en el tubo de producción, lo que permite lubricar los cojinetes con aceite, ya que el agua caliente no proporciona una adecuada lubricación.

Las *electrosumergidas* son también bombas centrífugas multietapa instaladas en el fondo del pozo, junto con el motor que va sellado e impermeabilizado.

Ambos tipos de bombas se han utilizado durante muchos años para el bombeo de agua fría y más recientemente en pozos geotérmicos; hay que tener en cuenta la expansión térmica de algunos componentes y la lubricación de los cojinetes. Se prefiere utilizar bombas centrífugas en lugar de las

electrosumergidas en aplicaciones geotérmicas convencionales, principalmente por su menor costo; sin embargo, para profundidades que excedan los 250 m se requiere bombas electrosumergidas.

Tabla II.5.- Usos directos de la geotermia

Temperatura	*Utilización*
180°C	*Evaporación de soluciones altamente concentradas.* *Refrigeración por absorción de amoníaco, digestión de pasta papelera* *Agua pesada mediante un proceso con sulfuro de hidrógeno.*
160°C	*Secado de alimento para pescado, secado de madera* *Alúmina mediante el proceso Bayer* *Secado de productos agrícolas a altas velocidades, enlatado de alimentos*
120°C	*Extracción de sales por evaporación, evaporación en el refino del azúcar* *Agua dulce por destilación* *Concentración de solución salina mediante evaporación de efecto múltiple* *Secado de planchas de hormigón ligero*
100°C	*Secado de materiales orgánicos, algas, hierba, hortalizas, etc* *Lavado y secado de lana* *Descongelación*
80°C	*Calefacción ambiental* *Refrigeración*
60°C	*Zootecnia* *Invernaderos mediante una combinación de calefacción ambiental y de foco.* *Cultivo de setas.*
40°C	*Calentamiento de suelos, balnearios, piscinas, biodegradación, fermentaciones* *Agua caliente para la industria minera durante todo el año en climas fríos.* *Descongelación*
20°C	*Piscifactorías*

Líneas de transmisión y distribución.- El fluido en las líneas de transmisión de uso directo puede ser agua líquida, vapor de agua o una mezcla de ambos. Las tuberías llevan los fluidos desde la cabeza del pozo hasta el lugar de aplicación, o a un separador agua-vapor.

La expansión térmica de las tuberías, calentadas rápidamente, desde la temperatura ambiente hasta la del fluido geotérmico (50ºC÷200ºC), causa tensiones que tienen que ser tratadas cuidadosamente.

El costo de las líneas de transmisión y de los canales de distribución en sistemas de uso directo, cuando los recursos geotérmicos se localizan a gran distancia del principal centro de consumo, es significativo.

El acero es el material más ampliamente utilizado para líneas de transmisión geotérmica y canales de distribución, especialmente si la temperatura del fluido está por encima de 100ºC. Otros tipos de materiales para tuberías son la fibra de vidrio reforzada con plástico y el cemento de asbesto que no se puede utilizar en muchos lugares.

Las tuberías de cloruro de polivinilo (PVC) se utilizan frecuentemente para los canales de distribución, y líneas de residuos no aisladas en las que la temperatura del pozo está por debajo de 100ºC. Las tuberías convencionales de acero requieren juntas de expansión cada 100 m. Las tube-

rías, en cada tramo, se deben colocar sobre rodillos o en placas deslizadoras.

Cuando las tuberías de agua caliente se entierran, pueden estar sujetas a la corrosión externa del agua subterránea y electrólisis

En condiciones de flujo estandar, las caidas de temperatura se presentan en la Fig II.11.

En tuberías aisladas están en el rango de 0,1÷1ºC/km

En líneas no aisladas, las pérdidas están entre 2÷5ºC/km para un gasto de 5÷15 lit/seg en tuberías de 15 cm.

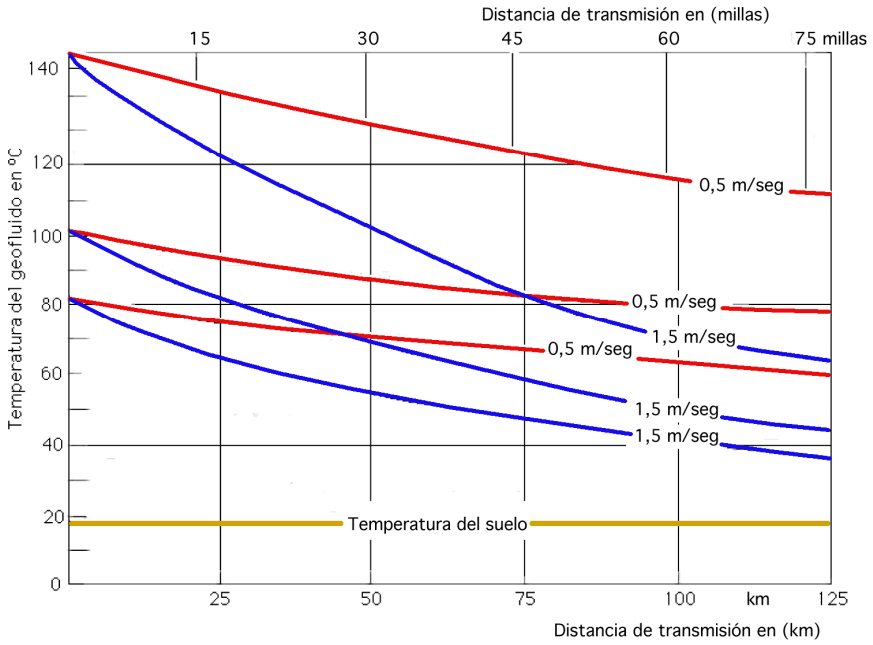


Fig II.11.- Pérdidas de calor en las tuberías

Intercambiadores de calor.- Los principales intercambiadores de calor utilizados en sistemas geotérmicos son de placas, tubulares y de fondo de pozo.

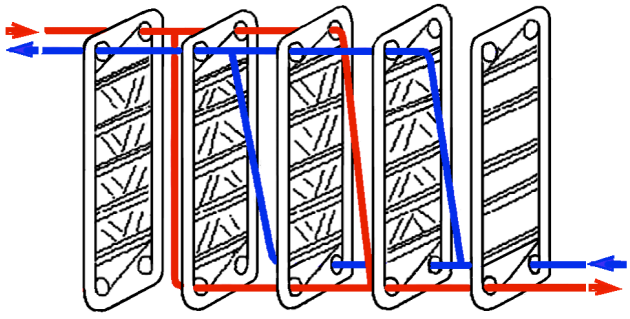


Fig II.12.- Intercambiador de calor de placas tubulares

El *intercambiador de placas* consiste en una serie de placas aseguradas a una estructura con varillas de sujeción, Fig II.12. El caudal y la alta turbulencia alcanzada en estos intercambiadores proporcionan un intercambio térmico eficiente en un volumen pequeño; ocupan menos espacio que los tubulares, se pueden ampliar fácilmente cuando aumenta la carga térmica, y su coste es del orden de un 40% menos. Las placas están construidas, normalmente, de acero inoxidable, aunque cuando los fluidos son corrosivos se utiliza titanio. Los intercambiadores de calor de placa son los mas utilizados en procesos geotérmicos, mientras que los tubulares tienen problemas con las incrustaciones.

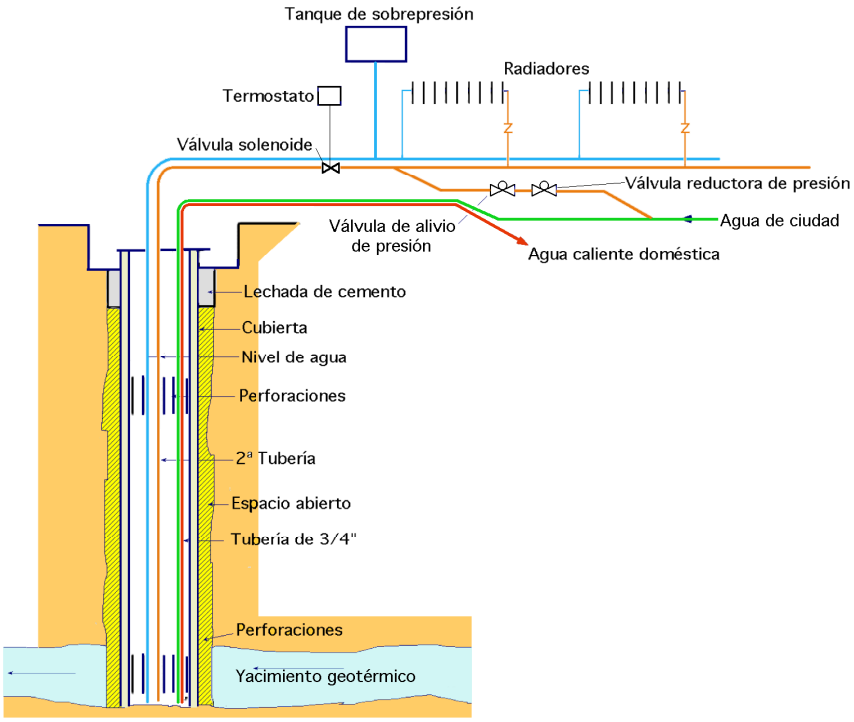


Fig II.13.- Intercambiador de calor de fondo de pozo

Los *intercambiadores de calor de fondo de pozo* toman el calor en el yacimiento, Fig II.13; su uso está limitado a pequeñas cargas térmicas como las de calefacción de casas individuales, apartamentos o edificios. El intercambiador consta de un conjunto de tubos suspendidos en el pozo a través de los cuales el agua secundaria circula por convección natural. Con el fin de obtener la máxima salida, el pozo se diseña para tener un espacio abierto (anillo) entre la pared del pozo y la tubería de revestimiento, y las perforaciones encima y debajo de la superficie del intercambiador de calor. El agua circula en el revestimiento por convección natural, desde las perforaciones más bajas, sobre el anillo y por detrás de la pared del revestimiento, hacia las perforaciones más altas.

Refrigeración.- Los sistemas de refrigeración por absorción pueden ser con amoníaco Fig II.14 y con bromuro de litio Fig II.15; utilizan agua como refrigerante, lo que les permite refrigerar sobre el punto de congelación del agua; su principal aplicación es el suministro de agua fría para espacios y procesos de refrigeración.

Pueden ser unidades de una o dos etapas, requiriendo éstas últimas temperaturas más altas del orden de 160ºC, pero tienen alta eficiencia. Las unidades de una etapa funcionan con agua caliente a temperaturas del orden de 77ºC; contra más baja sea la temperatura del agua geotérmica, se requiere un caudal más alto y se tiene menor eficiencia; en general requieren de torre de refrigeración.

Para la refrigeración por debajo del punto de congelamiento del agua, se considera el sistema de absorción con amoníaco; estos sistemas se aplican para mayores capacidades y su uso se ha visto limitado. Para la temperatura de refrigeración más baja, la temperatura de trabajo debe estar por encima de 120ºC para obtener un rendimiento razonable.

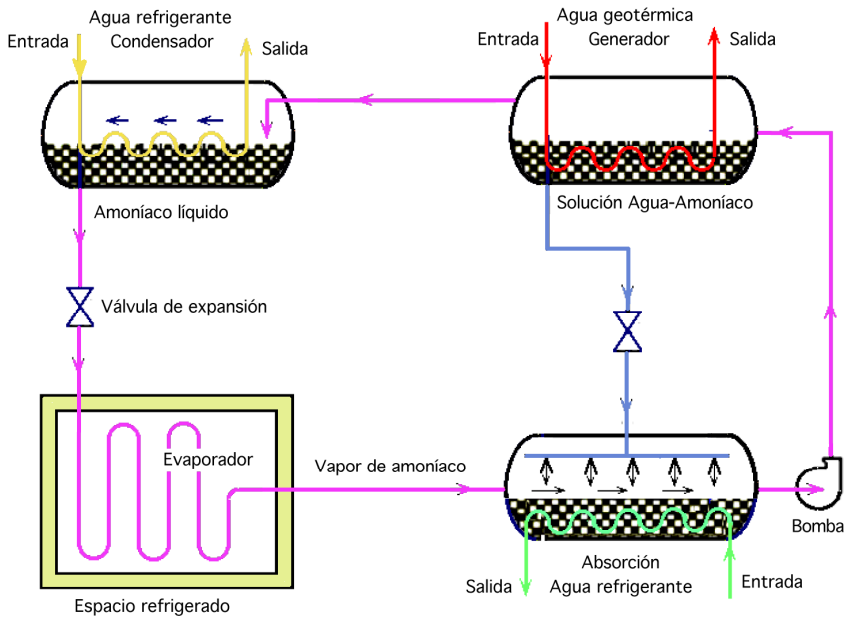


Fig II.14.- Ciclo de refrigeración de absorción con amoníaco y alimentación geotérmica

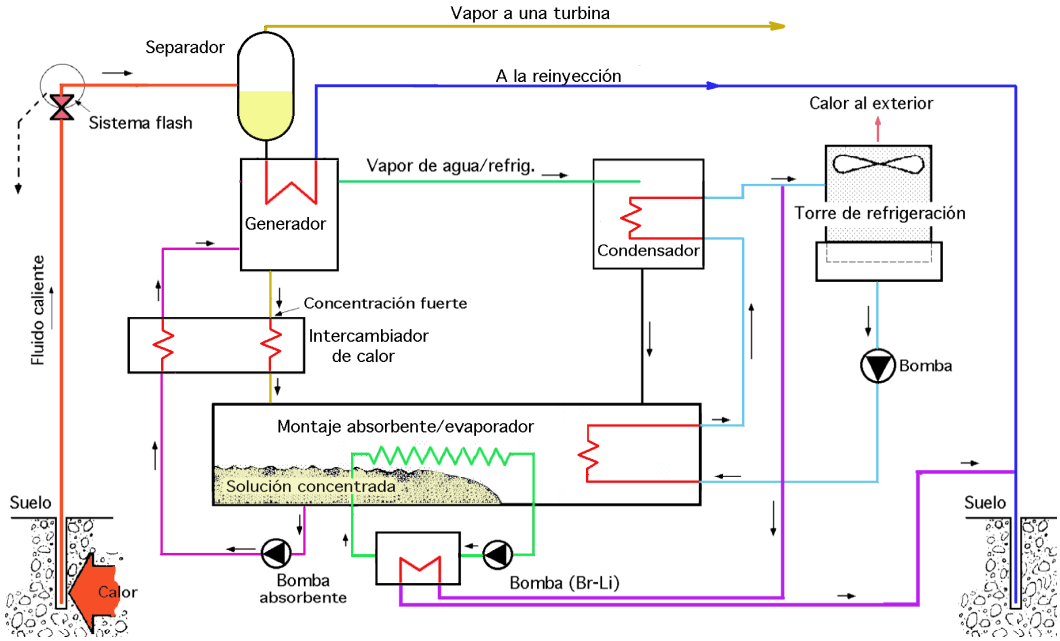


Fig II.15.- Ciclo de refrigerador de absorción con (Br-Li) y alimentación geotérmica

Calefacción.- Si limitamos la utilización de la geotermia al calentamiento de casas y locales, (calefacción urbana), la potencia maximal necesaria para ello es:

$$N = h^* V (T_i - T_e)$$

en la que:

N viene expresada en Kcal-hora

h^* es un coeficiente de pérdida de calor por unidad de volumen en $Kcal/h.m^3°C$

V es el volumen interior del local en m^3

T_i es la temperatura interior a mantener, del orden de 20°C y T_e es la temperatura exterior del medio ambiente en °C, variable en función del tiempo

En la determinación de la potencia maximal no se tienen en cuenta otros aportes de energía, como la insolación, alumbrado, agua caliente, dispositivos economizadores, calor desprendido por las personas, etc.

El calor a generar a lo largo del periodo de calentamiento es:

$$Q = \int h^*V\,(T_i - T_e)\;dt - A$$

Conviene mantener, por norma general, una temperatura interior T_i^* corregida, $T_i^* < T_i$, para tener en cuenta los aportes gratuitos; en este caso se puede poner:

$$Q = \int h^*V\,(T_i^* - T_e)\;dt$$

Convectores.- El calentamiento de edificios y casas se alcanza pasando agua geotérmica (o un fluido de calentamiento secundario) a través de convectores de calentamiento (radiadores) localizados en cada habitación. El método es similar al utilizado en sistemas convencionales de calentamiento de espacios, como:

- *Aire forzado*
- *Flujo de aire natural utilizando agua caliente y radiadores tubulares de aletas*
- *Paneles radiantes*

Calefacción con bomba de calor.- En algunos casos, los sistemas de calefacción geotérmica pueden utilizar bombas de calor, Fig II.16.

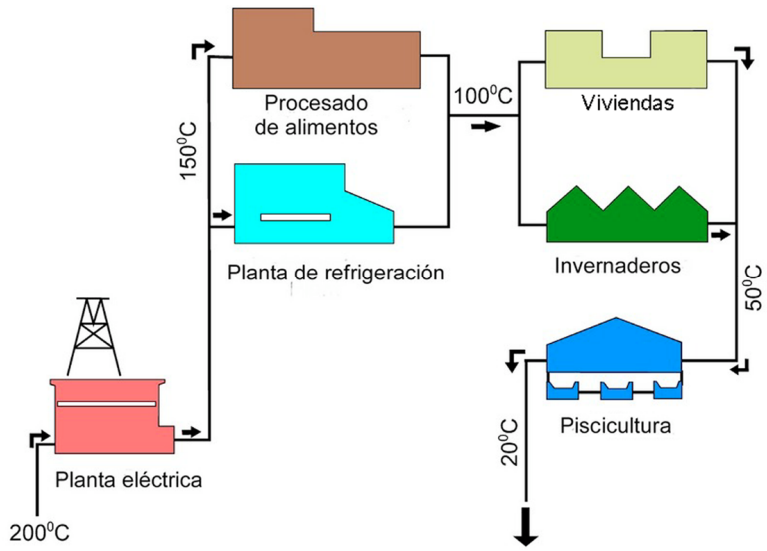


Fig II.16.- Aplicación de la geotermia al procesado de alimentos, refrigeración, viviendas, invernaderos y piscicultura

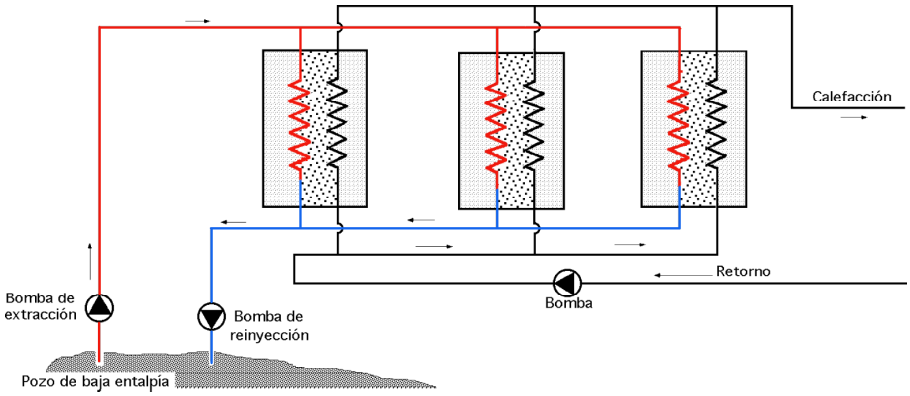


Fig II.17. Yacimiento de baja entalpía para calefacción; red de calor urbana

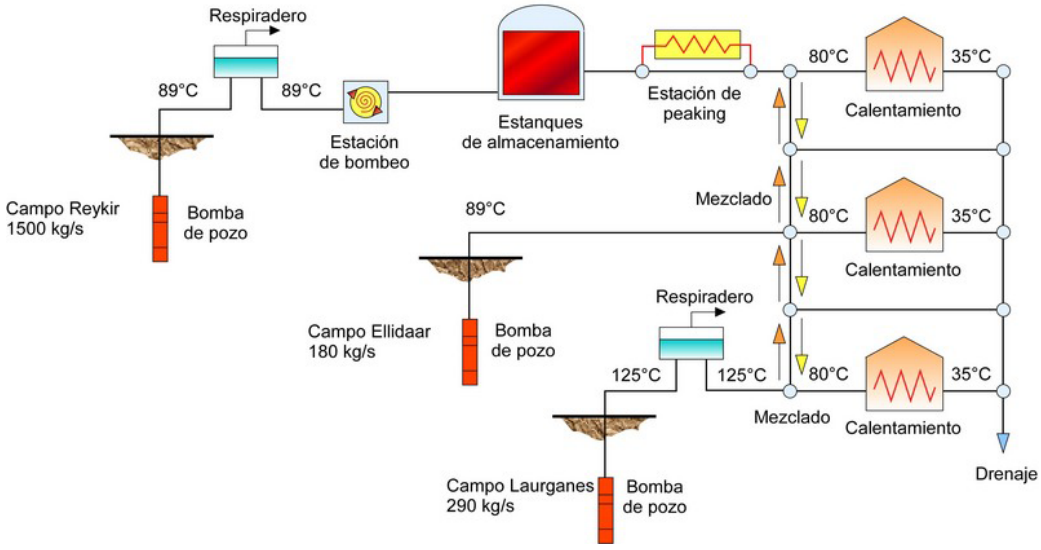


Fig II.18. Yacimiento de baja entalpía para calefacción, con varios pozos de extracción

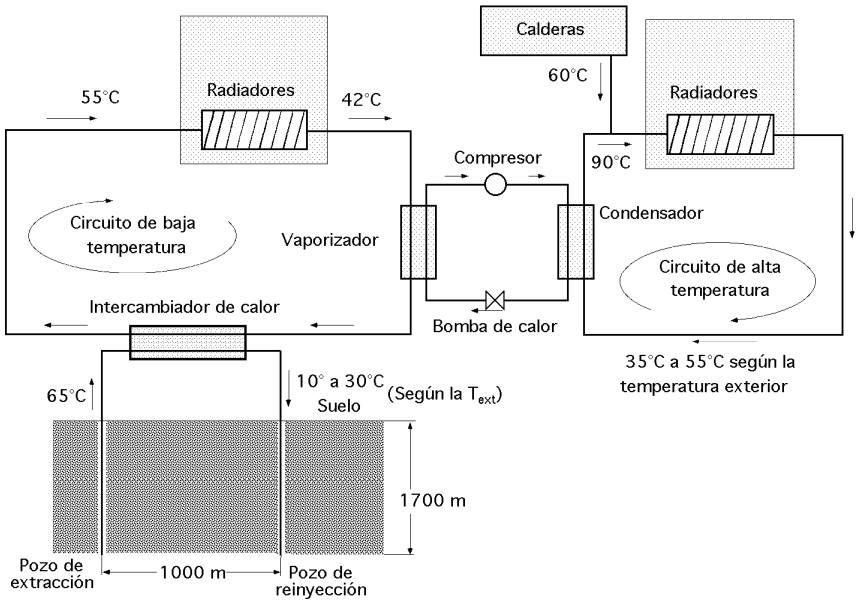


Fig II.19.- Instalación de calentamiento geotérmico con bomba de calor

En la Fig II.17 se representa una curva de frecuencias acumuladas de temperaturas medias diarias, que permite conocer el número de horas al año que permanecen por debajo de una temperatura prefijada; si el consumo de energía se divide por la potencia instalada, se obtiene el número de horas ficticias de funcionamiento a plena carga, es decir, el *número de horas de funcionamiento equivalente a plena potencia,* que no depende más que de las características climáticas del lugar.

Si por ejemplo, una región tiene una temperatura media inferior a los 12°C, el número de horas anuales que va a estar por debajo de esa temperatura se obtiene de la Fig II.20 y sería del orden de 4700 horas. El número de horas de funcionamiento a plena potencia suele ser del orden del 45%, equivalente a 2115 horas anuales. Si se admite en un momento determinado una temperatura exterior de -7°C y una carga térmica máxima de 6 Term/hora, (1 termia = 1000 Kcal), Tabla II.1, el consumo de energía sería del orden de 6 x 2115 = 12690 Termias/año. Un calentamiento convencional a base de fuel precisaría de una caldera de potencia 6000 Term/hora, y como el poder calorífico del fuel es de 10 Termias/kg, el consumo anual sería de ≈ 1260 Tm de fuel.

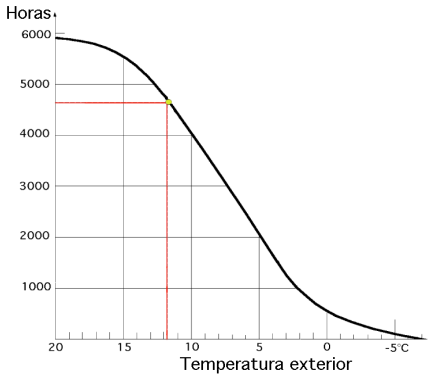
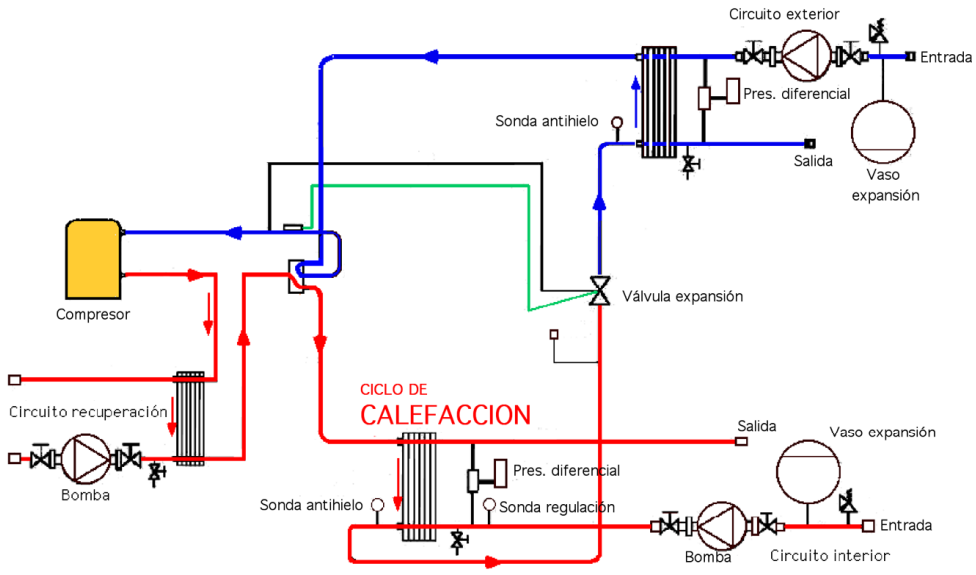


Fig II.20.- Curva de frecuencias acumuladas de temperaturas medias diarias (Período Otoño-invierno)

Si se sustituye el calentamiento de fuel por el calentamiento geotérmico, de forma que el agua geotérmica entre a 70ºC en el intercambiador y salga del mismo a 40°C, cada m^3 de agua generará del orden de 30 Termias, aproximadamente, por lo que para disponer de 6000 Term/hora serían precisos 200 m^3/hora de agua geotérmica que habría que extraer del yacimiento geotérmico. Otros consumos de agua para otras situaciones, se indican en la Tabla II.6.

Tabla II.6.- Situaciones de consumo de agua

T (exterior en °C)	*-7°C*	*-2°C*	*11°C*
Consumo calorífico (Termias-hora)	*6000*	*4000*	*2000*
Caudal de agua geotérmica	*200*	*133*	*67*



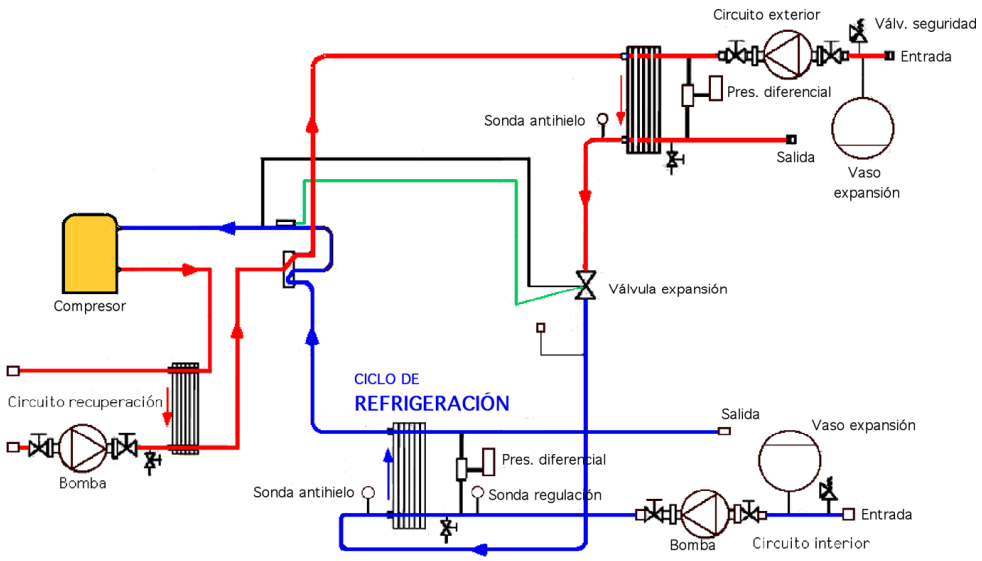


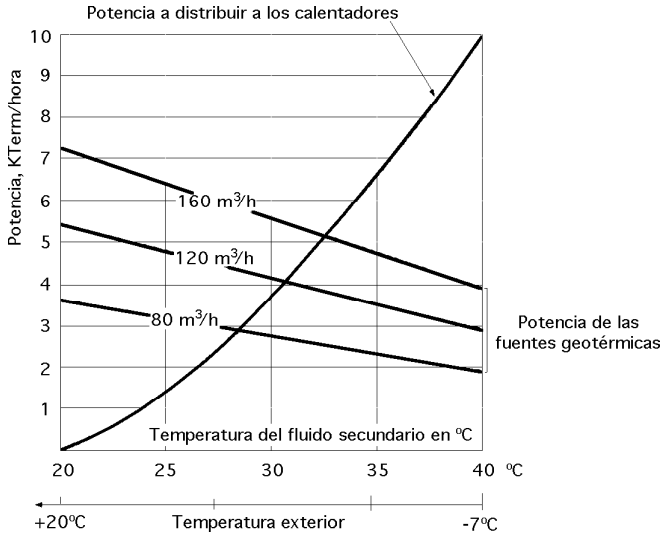
Fig II.21.- Bombas de calor geotérmicas agua-agua, reversibles

El calentamiento mixto, calor geotérmico-fuel, representa una solución económica mejor.

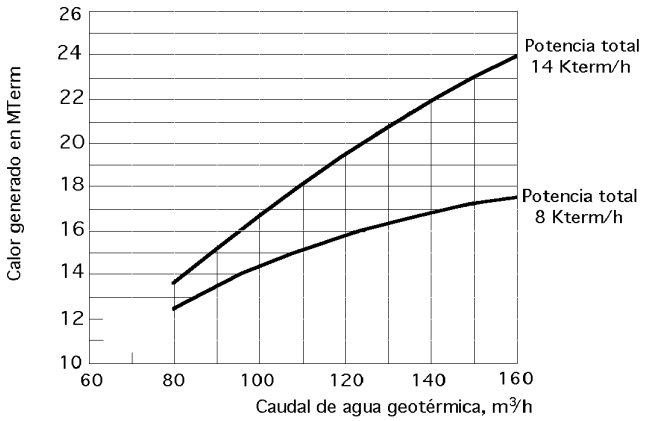
- Un pozo de extracción standard con un caudal de 100 m^3 / hora, y una caída de temperatura en el intercambiador de 70÷ 40°C podría generar 3000 Term / hora

- Una caldera de fuel podría aportar otras 3000 Term / hora

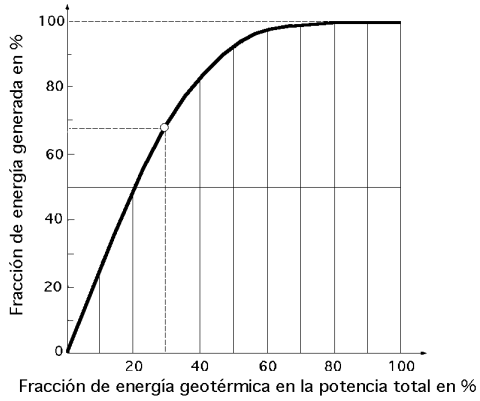
por lo que cuando se esté a -7°C, cada fuente energética aportaría la mitad de la energía necesaria; por otro lado a medida que aumenta la temperatura del exterior, se podría ir prescindiendo del fuel.



Parámetros iniciales: a) Temperatura del agua geotérmica: 70°C
b) Temperatura de retorno (fría) del fluido secundario para una potencia máxima: 40°C
c) Potencia total de la instalación: 10 kTerm-hora
Fig II.22.- Potencia de una fuente de calor geotérmico en función de la temperatura del fluido secundario



Parámetros iniciales: a) Periodo de calentamiento: Octubre-mayo; b) Temperatura del agua geotérmica: 70°C; c) Caída de temperatura en el intercambiador: 5°C; d) Temperatura de retorno (secundaria) en régimen punta: 40°C
La línea horizontal indica el calor total generado en una instalación de 8 kTerm-hora
Fig II.23.- Calor generado por un manantial geotérmico a 70°C en una instalación de dos perforaciones en función de la potencia total de la instalación y del caudal de agua geotérmica.



Parámetros iniciales: Período de calentamiento Otoño-invierno
Fig II.24.- Proporción de energía generada por una fuente de calor geotérmica en función de la potencia total

Tabla II.7.- Potencia geotérmica instalada (Año 2000)

País	*Potencia (MW)*	*N° unidades*	*MW-Unidad*	*Tipo de planta*
USA	*2850*	*203*	*14*	
Filipinas	*1850*	*64*	*28,9*	*1F, 2F, H*
México	*743*	*26*	*28,6*	*1F, 2F, H*
Italia	*742*			*DS, 2F, H*
Indonesia	*590*	*15*	*39,3*	*DS, IF*
Japón	*530*	*18*	*29,4*	*DS, 1F, 2F*
Nueva Zelanda	*364*			*1F, 2F, H*
Costa Rica	*120*	*4*	*30*	*1F*
El Salvador	*105*	*5*	*21*	*1F, 2F*
Nicaragua	*70*	*2*	*35*	*1F*
Islandia	*50,6*	*13*	*3,9*	*1F, 2F, H*
Kenya	*45*	*3*	*15*	*1F*
China	*29*	*13*	*2,2*	*1F, 2F, B*
Turquía	*21*	*1*	*21*	*1F*
Portugal (Azores)	*16*	*5*	*3,2*	*1F, H*
Rusia	*11*	*1*	*11*	*1F*
Etiopía	*8,5*	*2*	*4,2*	*H*
Francia (Guadalupe)	*4*	*1*	*4*	*2F*
Argentina	*0,7*	*1*	*0,7*	*B*
Australia	*0,4*	*1*	*0,4*	*B*
Tailandia	*0,3*	*1*	*0,3*	*B*

II.3.- REALIZACIONES CLÁSICAS

LARDERELLO (Italia), fue la primera central geotérmica del mundo (1904), con una potencia de 500 MW, (3.10^{12} kW-año)

HVERGERDI (Islandia), central construida en 1964 con una potencia de 15 MW

En Islandia, el 80% de la población utiliza calefacción geotérmica.

En California hay varias centrales que generan una potencia superior a los 2,6 GW.

En el resto del mundo existen instalaciones geotérmicas que generan una potencia de más de 10 GW, Tabla II.7 y costes estimados decrecientes, como se indica en las las Fig II.25 y 26.

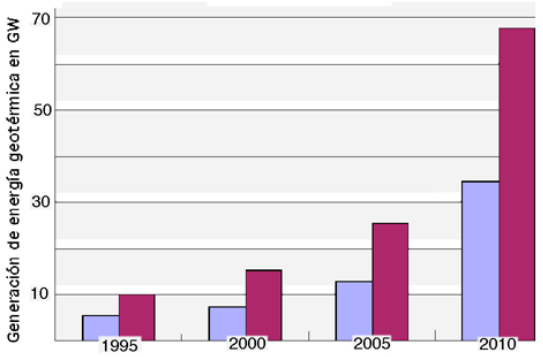


Fig II.25.- Potencia geotérmica instalada

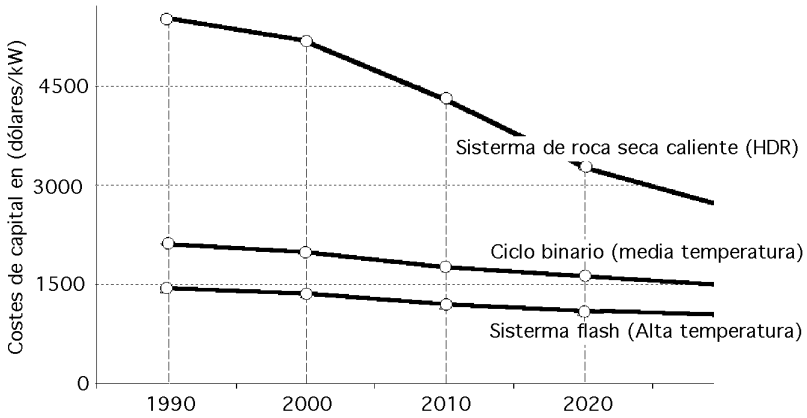


Fig II.26.- Costes estimados de la energía geotérmica

En Italia se produce el 92,6% de la energía geotérmica de la UE y en Francia el 5%.

Ejemplo.- Se presenta una instalación geotérmica en la localidad de Metanápoli, en los alrededores de Milán, que aprovecha la energía del agua geotérmica extraída de un pozo geotérmico para alimentar una red de calefacción en una zona residencial, Fig II.27.

En su momento se efectuaron diferentes prospecciones y evaluaciones geoquímicas en la zona,

que mostraron la idoneidad del yacimiento para su explotación, tanto en lo que respecta a la temperatura del agua, como al caudal obtenido. Las pruebas pusieron de manifiesto algunas dificultades para la cimentación de los pozos de extracción e inyección ya que el terreno estaba formado por capas con sedimentos alternativos de arena, grava y arcilla. Otros problemas relacionados con la calidad del agua del yacimiento presentan un elevado contenido en gas natural y sales disueltas, lo que motiva el desarrollo de técnicas innovadoras en el campo de la explotación de pozos geotérmicos.

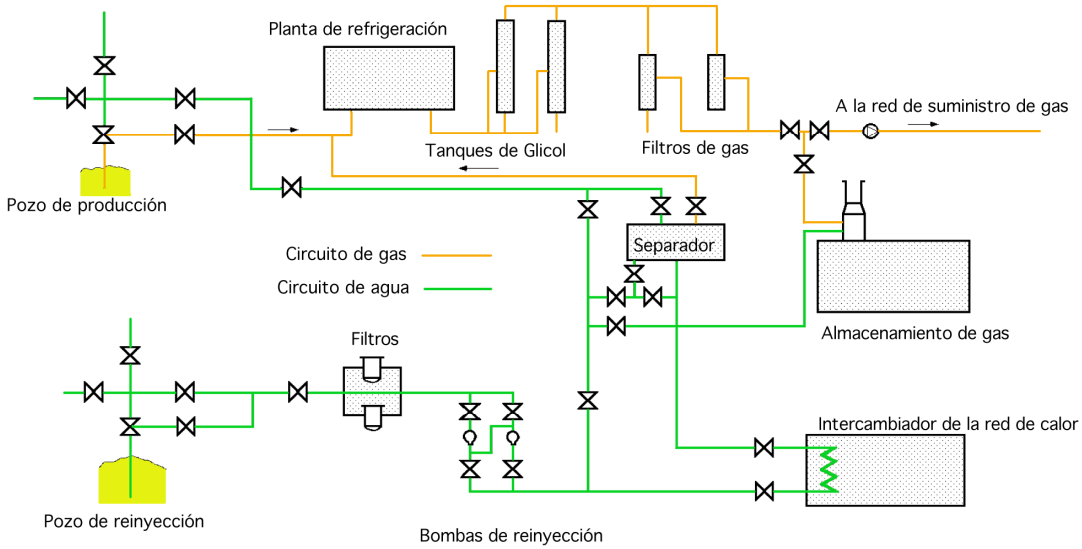


Fig II.27.- Red de calefacción urbana atendida por energía geotérmica

Con objeto de mantener el caudal y presión del acuífero se practicó un doblete geotérmico, para lo que se perforó un pozo de extracción vertical de 2.717 m de profundidad y otro de reinyección de 2.505 m; el pozo de reinyección se perforó desviado de la vertical, de forma que su cota inferior se encontrase a una distancia horizontal de unos 1200 m. respecto de la base del pozo de extracción. El agua geotérmica se extrae con una bomba de 137 kW situada a una profundidad de 600 m, y se conduce a un separador del que se obtiene gas natural y agua caliente. El gas que sale directamente del pozo se lleva a una planta de tratamiento. Posteriormente se mezcla y almacena con el extraído del agua geotérmica. En esta instalación se modifican las condiciones de presión del gas para reintroducirlo en la red local de suministro. Los principales parámetros de funcionamiento de la instalación, por lo que respecta a los dos fluidos, se recogen en la Tabla II.9.

El agua geotérmica después de pasar por el separador, circula por un intercambiador de placas de titanio (material utilizado para evitar la corrosión de sus elementos), cediendo calor a la red de calefacción antes de proceder a su reinyección en el acuífero.

La energía geotérmica obtenida representa el 40% de la potencia máxima requerida por la red térmica, 4,8 Gcal/h, y permite cubrir el 50% de la demanda de calefacción. Si además del agua caliente, se considera la energía contenida en el gas natural producido y se descuenta la energía eléc-

trica utilizada para la explotación del sistema, el ahorro de energía conseguido por el conjunto de la instalación llega a las 800 Tep/año, como se observa en el balance energético que se presenta en la Tabla II.9.

Tabla II.8. Capacidades de generación geotermal instaladas en el mundo desde 1995 a 2000 y al comienzo de 2003

	Argentina	Australia	Austria	China	Costa Rica	El Salvador
1995 (MWe)	0,67	0,15	-	28,78	55	105
2000 (MWe)	-	0,15	-	29,17	142,5	161
1995-2000 (Var. MWe)	-	-	-	0,39	87,5	56
1995-2000 (Var. %)	-	-	-	1,35	159	53,3
2003 (MWe)	-	0,15	1,25	28,18	162,5	161
	Francia	Alemania	Guatemala	Islandia	Indonesia	Italia
1995 (MWe)	4,2	-		50	309,75	631,7
2000 (MWe)	4,2	-	33,4	170	5895	785
1995-2000 (Var. MWe)	-	-	33,4	120	279,75	153´3
1995-2000 (Var. %)	-	-		240	90,3	24,3
2003 (MWe)	15	0,23	29	200	807	790,5
	Kenya	Mexico	N. Zelanda	Nicaragua	Papua N.Guinea	Filipinas
1995 (MWe)	45	753	286	70	-	1227
2000 (MWe)	45	755	437	70	-	1909
1995-2000 (Var. MWe)	-	2	151	-	-	682
1995-2000 (Var. %)	-	0,3	52,8	-	-	558
2003 (MWe)	121	953	421,3	77,5	6	1931
	Rusia	Tailandia	Turkey	USA	Total	
1995 (MWe)	11	0,3	20,4	2816,7	6833,35	
2000 (MWe)	23	0,3	20,4	2228	7972,5	
1995-2000 (Var. MWe)	12	-	-	-	1728,54	
1995-2000 (Var. %)	109	-	-	-	16,7	
2003 (MWe)	73	0,3	20,4	2020	8402,21	

Tabla II.9.- Parámetros operativos de la instalación de aprovechamiento geotérmico

Caudal de fluido geotérmico	50 m^3/hora
Temperatura en la boca del pozo	62°C
Salinidad media	70 g/l
Temperatura mínima de reinyección del agua	20°C
Profundidad del pozo de extracción	2.505 m
Profundidad del pozo de reinyección	2.717 m

Tabla II.10.- Balance energético del proyecto

Energía recuperada del fluido geotérmico	500 Tep
Energía recuperada del gas natural	240 Tep
Consumo de energía eléctrica	95 Tep
Producción neta de energía	645 Tep
Consumo de energía equivalente en calderas convencionales	1050 Tep
Consumo de energía primaria en generación de electricidad	250 Tep
Ahorro de energía	800 Tep

Tabla II.11.- Energía y costos de inversión para producción de energía eléctrica mediante fuentes renovables

US $/kW	Biomasa	Geotérmica	Eólica	Solar fotovoltáica	Solar electricidad
Costo de la energia en 2001	5 - 15	2 - 10	5 - 13	25 - 125	12 - 18
Posible costo futuro de la energia	4 - 10	1 - 8	3 - 10	5 - 25	4 - 10
Costo de la planta a la entrega	900 - 3000	800 - 3000	1100 - 1700	5000 - 10 000	3000 - 4000

Tabla II.12. Usos no eléctricos de la energía geotérmica en el mundo (2000)
Energía térmica instalada (en MWt) y uso de la energía (en TJ/año)

País	Argelia	Armenia	Australia	Austria	Bélgica	Bulgaria	Canada
E. térmica instalada (MWt)	100	1	34,4	255,3	3,9	107,2	377,6
Energía (TJ/año)	1586	15	351	1609	107	1637	1023
País	Chile	Colombia	Croacia	R. Checa	Dinamarca	Egipto	Finlandia
E. térmica instalada (MWt)	0,4	13,3	113,9	12,5	7,4	1	80,5
Energía (TJ/año)	7	266	555	128	75	15	484
País	Francia	Alemania	Grecia	Guatemala	Honduras	Hungría	Islandia
E. térmica instalada (MWt)	326	397	57,1	4,2	0,7	472,7	1469
Energía (TJ/año)	4895	1568	385	117	17	4086	20170
País	India	Israel	Italia	Japón	Jordania	Kenya	Korea
E. térmica instalada (MWt)	800	63,3	325,8	1167	153,3	1,3	35,8
Energía (TJ/año)	2517	1713	3774	26933	1540	10	753
País	Lituania	México	Nepal	Holanda	N. Zelanda	Noruega	Perú
E. térmica instalada (MWt)	21	164,2	1,1	10,8	307,9	6	2,4
Energía (TJ/año)	599	3919	22	57	7081	32	49
País	Filipinas	Portugal	Rumania	Rusia	Serbia	R. Eslovaca	Slovenia
E. térmica instalada (MWt)	1	5,5	152,4	308,2	80	132,3	42
Energía (TJ/año)	25	35	2871	6144	2375	2118	705
País	Suecia	Tailandia	Túnez	Turquía	U.K.	USA	Total
E. térmica instalada (MWt)	377	0,7	23,1	820	2,9	3766	15145
Energía (TJ/año)	4128	15	201	15756	21	20302	190699

Tabla II.13.- Energía y costos de inversión para usos directos de fuentes renovables

US $/kWh	Biomasa Incluye etanol	Geotérmica	Eólica	Térmica solar baja temperatura
Costo de la energia en 2001	1 - 5	0.5 - 5	5 - 13	3 - 20
Posible costo futuro de la energía	1 - 5	0.5 - 5	3 - 10	2 - 10
Costo de la planta a la entrega	250 - 750	200 - 2000	1100 - 1700	500 - 1700

REFERENCIAS

ARMSTEAD, H.C.H., 1983. Geothermal Energy. E. & F. N. Spon, London, 404 pp.

AXELSSON, G; GUNNLAUGSSON, E., 2000. Background: Geothermal utilization, management and monitoring. In: Long-term monitoring of high and low enthalpy fields under explotation, WGC 2000 Short Courses, Japan, 3-10.

BARBIER, E.; FANELLI, M., 1977. Non-electrical uses of geothermal energy. Prog. Energy Combustion Sci. 3, 73-103.

BEALL, S. E, ; SAMUELS, G., 1971. The use of warm water for heating and cooling plant and animal enclosures. Oak Ridge National Laboratory, ORNL-TM-3381, 56 pp.

BENDERITTER, Y. ; CORMY, G., 1990. Possible approach to geothermal research and relative costs. In:Dickson, M.H. and Fanelli, M., eds., Small Geothermal Resources: A Guide to Development and Utilization, UNITAR, New York, pp. 59-69.

BROWN, K. L., 2000. Impacts on the physical environment. In: Brown, K.L., ed., Environmental Safety and Health Issues in Geothermal Development, WGC 2000 Short Courses, Japan, 43-56.

BUFFON, G.L., 1778. Histoire naturelle, générale et particulière. Paris, Imprimerie Royale, 651 p.

BULLARD, E.C., 1965. Historical introduction to terrestrial heat flow. In : Lee, W.H.K., ed. Terrestrial Heat Flow, Amer. Geophys. Un., Geophys. Mon. Ser., 8, pp.1-6.

COMBS, J. ; MUFFLER, L.P.J., 1973. Exploration for geothermal resources. In : Kruger, P. and Otte, C., eds., Geothermal Energy, Stanford University Press, Stanford, pp.95-128.

ENTINGH, D. J. EASWARAN, E. ; McLARTY, L., 1994. Small geothermal electric systems for remotepowering. U.S. DoE, Geothermal Division, Washington, D.C., 12 pp.

FRIDLEIFSSON, I.B., 2001. Geothermal energy for the benefit of the people. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 5, 299-312.

FRIDLEIFSSON, I. B., 2003. Status of geothermal energy amongst the world's energy sources. IGA News, No.52, 13-14.

GARNISH, J.D., ed., 1987. Proceedings of the First EEC-US Workshop on Geothermal Hot-Dry Rock Technology, Geothermics 16, 323—461.

GUDMUNDSSON, J.S., 1988. The elements of direct uses. Geothermics, 17,119-136.

HOCHSTEIN, M.P., 1990. Classification and assessment of geothermal resources. In: Dickson, M.H. and Fanelli, M., eds., Small Geothermal Resources: A Guide to Development and Utilization, UNITAR, New York, pp. 31-57.

HUTTRER, G.W., 2001. The status of world geothermal power generation 1995-2000. Geothermics, 30, 7-27.

INTERNATIONAL GEOTHERMAL ASSOCIATION, 2001. Report of the IGA to the UN Commission on Sustainable Development, Session 9 (CSD-9), New York, April.

LINDAL, B., 1973. Industrial and other applications of geothermal energy. In: Armstead, H.C.H., ed., Geothermal Energy, UNESCO, Paris, pp.135-148.

LUBIMOVA, E.A., 1968. Thermal history of the Earth. In: The Earth's Crust and Upper Mantle, Amer. Geophys. Un., Geophys. Mon. Ser., 13, pp.63-77.

LUMB, J. T., 1981. Prospecting for geothermal resources. In: Rybach, L. and Muffler, L.J.P., eds., Geothermal Systems, Principles and Case Histories, J. Wiley & Sons, New York, pp. 77-108.

LUND, J. W., SANNER, B., RYBACH, L., CURTIS, R., HELLSTROM, G., 2003. Ground-source heat pumps. Renewable Energy World, Vol.6, no.4, 218-227.

LUND, J. W., 2003. The USA country update. IGA News, No. 53, 6-9.

LUND, J. W.; BOYD, T. L., 2001. Direct use of geothermal energy in the U.S. – 2001. Geothermal Resources Council Transactions, 25, 57-60.

LUND, J. W.; FREESTON, D., 2001. World-wide direct uses of geothermal energy 2000. Geothermics 30, 29-68.

LUNIS, B. ; BRECKENRIDGE, R., 1991. Environmental considerations. In: Lienau, P.J. and Lunis, B.C.,eds., Geothermal Direct Use, Engineering and Design Guidebook, Geo-Heat Center, Klamath Falls, Oregon, pp.437-445.

MEIDAV,T.,1998. Progress in geothermal exploration technology. Bulletin Geothermal ResourcesCouncil, 27, 6,178-181.

MUFFLER, P. ; CATALDI, R., 1978. Methods for regional assessment of geothermal resources. Geothermics , 7, 53-89.

NICHOLSON, K., 1993. Geothermal Fluids. Springer Verlag, Berlin, XVIII. 264 pp.

POLLACK, H.N., HURTER, S.J. ; JOHNSON, J.R.,1993. Heat flow from the Earth's interior: Analysis of the global data set. Rev. Geophys. 31, 267-280.

RAFFERTY, K., 1997. An information survival kit for the prospective residential geothermal heat pump owner. Bull. Geo-Heat Center , 18, 2, 1-11.

SANNER, B., KARYTSAS, C., MENDRINOS, D. ; RYBACH, L., 2003. Current status of ground source heat pumps and underground thermal energy storage. Geothermics, Vol.32, 579-588.

STACEY, F.D. ; LOPER, D.E., 1988. Thermal history of the Earth: a corollary concerning non-linear mantle rheology. Phys. Earth. Planet. Inter. 53, 167-174.

STEFANSSON,V., 2000. The renewability of geothermal energy. Proc. World Geothermal Energy, Japan. On CD-ROM

TENZER, H., 2001. Development of hot dry rock technology. Bulletin Geo-Heat Center, 32, 4, 14-22.

WHITE, D. E., 1973. Characteristics of geothermal resources. In: Kruger, P. and Otte, C.,eds., Geothermal Energy, Stanford University Press, Stanford, pp. 69-94.

INDICE

I.- ENERGÍA GEOTÉRMICA

Introducción	*2*
Antecedentes históricos	*2*
Transferencia de energía térmica a través de la corteza terrestre	*3*
Gradiente geotérmico	*5*
Flujos anómalos	*6*
Naturaleza de los recursos geotérmicos	*7*
Mecanismos de transmisión de calor	*10*
Flujo térmico	*11*
Yacimientos geotérmicos	*13*
Puesta a punto de la Geotermia	*15*
Doblete hidrotérmico	*16*
Disposición de los pozos	*19*
Impacto ambiental	*20*
Fuentes de contaminación	*20*

II.- ENERGÍA GEOTÉRMICA

Utilización de la energía geotérmica	*23*
Yacimientos de alta entalpía	*23*
Sistemas de conversión directa (direct-steam)	*23*
Sistemas de expansión súbita evaporación flash	*25*
Plantas tipo single-flash	*26*
Plantas tipo double-flash	*27*
Yacimientos de media entalpía (Ciclos binarios)	*28*
Planta Kalina	*30*
Sistemas de proceso de flujo total	*31*
Plantas híbridas	*31*
Rendimiento	*32*
Factores económicos de las plantas geotérmicas	*33*
Indicadores de rendimiento para plantas geotérmicas.-	*34*
Yacimientos de baja entalpía	*35*
Bombas de circulación	*35*
Líneas de transmisión y distribución	*36*
Intercambiadores de calor	*37*
Refrigeración por absorción	*38*
Calefacción	*40*
Convectores	*40*
Calefacción con bomba de calor	*40*
Bombas de calor geotérmicas agua-agua reversibles	*43*
Realizaciones	*45*
Ejemplo de calefacción geotérmica para una zona residencial	*46*

Referencias	*49*

Indice	*51*