



ANEXO 1.

Tecnologías del aprovechamiento de los recursos geotérmicos



PROGRAMA
COOPERACIÓN TRANSFRONTERIZA
ESPAÑA ~ PORTUGAL
COOPERAÇÃO TRANSFRONTEIRIÇA
2 0 0 7 - 2 0 1 3

Unión Europea
FEDER
Invertimos en su futuro



INDICE

Pág.

1.	INTRODUCCIÓN. LA ENERGÍA GEOTÉRMICA EN LA PLANIFICACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES.	1
2.	CONCEPTOS BÁSICOS	2
3.	TECNOLOGÍAS DE APROVECHAMIENTO PARA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE ORIGEN GEOTÉRMICO	6
3.1	TECNOLOGÍAS CONVENCIONALES PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	6
3.1.1	Centrales de vapor seco	8
3.1.2	Centrales de tipo flash	10
3.1.3	Centrales de ciclo binario	10
3.1.4	Centrales de ciclo combinado flash-binario	14
3.2	OTRAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	14
3.2.1	Sistemas geotérmicos híbridos	15
3.2.2	Sistemas Geotérmicos Estimulados (EGS)	17
3.2.3	Coproducción con petróleo y gas	21
4.	TECNOLOGÍAS PARA USO DIRECTO DEL CALOR DE ORIGEN GEOTÉRMICO	21
4.1	TECNOLOGÍAS DE APROVECHAMIENTO TÉRMICO DE YACIMIENTOS GEOTÉRMICOS PROFUNDOS	22
4.2	TECNOLOGÍAS DE APROVECHAMIENTO TÉRMICO EN GEOTERMIA SOMERA	24
4.2.1	Bomba de calor geotérmica	26
4.2.2	Sistemas de almacenamiento subterráneo de energía térmica	45
5.	BENEFICIOS AMBIENTALES	47
6.	PANORAMA DE LA UTILIZACIÓN DE LA GEOTERMIA EN EL MUNDO	50
6.1	USOS DIRECTOS	50
6.1.1	Datos a escala mundial	50
6.1.2	Distribución por países	53
6.1.3	Distribución por categorías de uso	57
6.1.4	Factor de capacidad	59
6.1.5	Ahorro energético	59
6.2	GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	60
6.2.1	Datos a escala mundial	60
6.2.2	Distribución por países	62

1. INTRODUCCIÓN. LA ENERGÍA GEOTÉRMICA EN LA PLANIFICACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES.

La Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables define la energía geotérmica como la energía almacenada en forma de calor bajo la superficie de la tierra sólida. La Declaración de Bruselas de 2009 del Consejo Europeo de Energía Geotérmica (EGEC) califica esta última como una fuente de energía sostenible, renovable, casi infinita, que proporciona calor y electricidad las 24 horas del día a lo largo del año.

En sentido amplio, la energía geotérmica es la energía calorífica que la Tierra transmite desde sus capas internas hacia la parte más externa de la corteza terrestre, que tiene su origen en los movimientos diferenciales entre las distintas capas que la constituyen –principalmente, entre manto y núcleo–, en el calor inicial que se liberó durante su formación –que aún está llegando a la superficie–, en la desintegración de isótopos radiactivos presentes en la corteza y en el manto –básicamente, uranio 235, uranio 238, torio 232 y potasio 40–, y en el calor latente de cristalización del núcleo externo. La energía geotérmica engloba el calor almacenado en rocas, suelos y aguas subterráneas, cualquiera que sea su temperatura, profundidad y procedencia, pero no el contenido en masas de agua superficiales, continentales o marinas.

La citada Directiva 2009/28/CE estableció, para cada uno de los Estados miembros, la cuota de energía de origen renovable en el consumo final bruto de energía para el año 2020. El asignado a España es del 20%, valor similar al objetivo global establecido para el conjunto de la Unión Europea.

La nueva Directiva señala que los Estados miembros habrán de velar porque, antes del 31/12/2012, los sistemas de certificación o sistemas de cualificación equivalentes estén disponibles, entre otros, para los instaladores de sistemas geotérmicos superficiales y bombas de calor a pequeña escala. Asimismo, en los planes de acción nacionales se deberán evaluar las necesidades de construcción de nuevas infraestructuras para la calefacción y la refrigeración urbanas producidas a partir de fuentes renovables, adoptando, cuando proceda, las medidas necesarias para desarrollar infraestructuras urbanas que posibiliten la producción de calefacción y refrigeración a partir de grandes instalaciones, entre otras, de energía geotérmica.

Uno de los aspectos más destacados de Directiva 2009/28/CE es la obligación, por parte de los Estados miembros, de elaborar y notificar a la Comisión Europea (CE), a más tardar el 30 de junio de 2010, un Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER) para el periodo 2011-2020, con vistas al cumplimiento de los objetivos vinculantes fijados en la citada Directiva. Estos planes tienen por objeto definir los objetivos nacionales en relación con las cuotas de energía procedentes de fuentes renovables consumidas en el transporte, la electricidad y la producción de calor y frío en 2020, así como las medidas propuestas para alcanzar tales objetivos. El Estado Español, a través de la Secretaría de Estado de la Energía, presentó dicho Plan dentro de los plazos establecidos por la Directiva.

En paralelo a la realización del PANER, la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, a través del IDAE, elaboró el denominado **Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020**. Este Plan incluye los elementos esenciales del PANER así como análisis adicionales no contemplados en el mismo junto con un detallado análisis sectorial que contiene, entre otros aspectos, las perspectivas de evolución tecnológica y la evolución esperada de costes¹. Este Plan fue aprobado por Acuerdo del Consejo de Ministros de 11 de noviembre de 2011. La energía geotérmica aparece expresamente recogida en su apartado 4.6.

Por su parte el Estado Portugués atendió el mandato de la Directiva 2009/28/CE y elaboró su correspondiente Plan de Acción de Energías Renovables, identificado como PNAR2020, publicado en el Diario da República del 10 de Abril de 2013. La energía geotérmica figura entre las energías renovables consideradas en este Plan, con cifras de crecimiento respecto de las actuales instalaciones, tanto en generación de electricidad como en aplicación a calefacción y refrigeración.

2. CONCEPTOS BÁSICOS

Gradiente Geotérmico

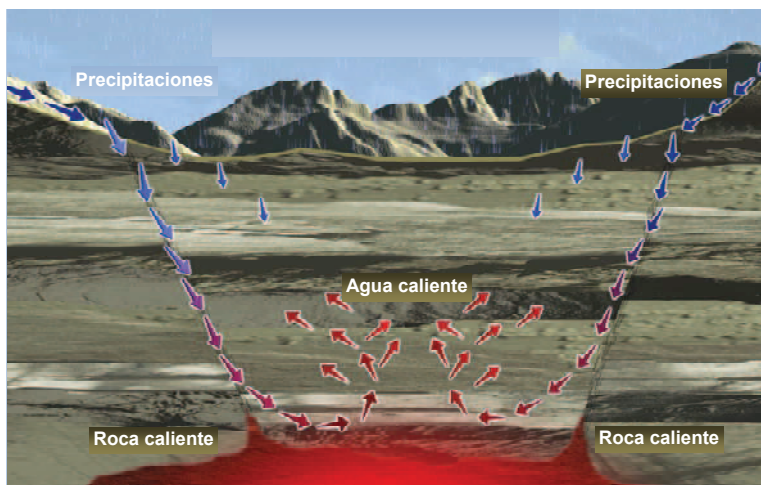


Figura 1. Origen de la energía geotérmica
Fuente: Geothermal Education Office

Se define como gradiente geotérmico el incremento de temperatura registrado al profundizar desde la capa más externa de la Tierra –la corteza– hacia las partes interiores de la misma. Dicho gradiente permite estimar el flujo de calor que se transmite desde las zonas internas de la corteza hacia las externas. Representa la cantidad de calor geotérmico que se desprende por unidad de superficie y se expresa en mW/m^2 .

El gradiente geotérmico observado en la mayor parte del Planeta, conocido como *gradiente térmico normal*, es de unos 2,5 - 3 °C cada 100 metros, si bien en ciertas regiones, situadas sobre áreas geológicamente activas de la corteza terrestre, el incremento de la temperatura con la profundidad es muy superior al indicado, dando lugar a un *gradiente geotérmico anómalo*.

¹ La elaboración del PER 2011-2020 atiende a los mandatos del *Real Decreto 661/2007, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial* y de la *Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible*.

El calor contenido en rocas y suelos es demasiado difuso para ser extraído directamente de forma económica, por lo que es necesario disponer de un fluido para transportarlo hasta la superficie de forma concentrada, para lo cual pueden emplearse sondeos, colectores horizontales o intercambiadores de calor tierra-aire enterrados a poca profundidad. El fluido geotérmico –líquido caliente rico en sales minerales y/o vapor– es, generalmente, agua. Su utilización dependerá del contenido de calor. Si es suficientemente elevado, se destinará a la producción de energía eléctrica; en caso contrario, se aprovechará directamente, utilizando intercambiadores o bombas de calor. El diseño del sistema de aprovechamiento, especialmente en el caso de las centrales eléctricas, estará condicionado por factores tales como las características químicas del fluido geotérmico, la temperatura y el contenido de gases no condensables.

Recurso geotérmico

El **recurso geotérmico** se define como la fracción de la energía geotérmica que puede ser aprovechada de forma técnica y económicamente viable. Incluye tanto los recursos actualmente conocidos cuyo aprovechamiento resulta factible, como los que podrían serlo en un futuro relativamente próximo. El concepto de recurso geotérmico incluye desde el calor que puede encontrarse en los horizontes más superficiales del suelo, hasta el almacenado en rocas situadas a profundidades que sólo pueden alcanzarse mediante técnicas de perforación petrolífera.

Los recursos geotérmicos se clasifican según su nivel térmico –o lo que es lo mismo, su entalpía²–, factor que condiciona claramente su aprovechamiento. En la bibliografía pueden encontrarse clasificaciones realizadas según distintos rangos de temperatura. Los admitidos por la *Plataforma Tecnológica Española de Geotermia* (GEOPLAT), elaborados siguiendo las últimas tendencias, son los siguientes:

- **Recursos geotérmicos de alta entalpía** ($T > 150\text{ }^{\circ}\text{C}$). Se encuentran principalmente en zonas con gradientes geotérmicos elevados y se sitúan a profundidades muy variables (suelen oscilar entre 1.500 y 3.000 m). Están constituidos por vapor seco –en muy pocos casos– o, más frecuentemente, por una mezcla de agua y vapor, y su aprovechamiento fundamental es la producción de electricidad.
- **Recursos geotérmicos de media entalpía** ($T: 100\text{ }^{\circ}\text{C} - 150\text{ }^{\circ}\text{C}$). Suelen localizarse en zonas con un gradiente geotérmico elevado a profundidades inferiores a los 2.000 m y, en cuencas sedimentarias, a profundidades comprendidas entre 3.000 y 4.000 m. Su temperatura permite el uso para la producción de electricidad mediante ciclos binarios. También pueden aprovecharse para uso térmico en calefacción y refrigeración en sistemas urbanos y en procesos industriales.
- **Recursos geotérmicos de baja entalpía** ($T: 30\text{ }^{\circ}\text{C} - 100\text{ }^{\circ}\text{C}$). Se localizan habitualmente en zonas con un gradiente geotérmico normal a profundidades entre 1.500 y 2.500 m, o a profundidades inferiores a los 1.000 m en zonas con un gradiente geotérmico más elevado. Su explotación se destina básicamente a usos térmicos para

² Cantidad de energía térmica que un fluido puede intercambiar con entorno. Se expresa en kJ/kg o en kcal/kg.

calefacción/climatización y ACS urbanos y para diferentes procesos industriales. Los fluidos geotérmicos raras veces se utilizan directamente; lo más frecuente es el aprovechamiento mediante intercambiadores y/o bombas de calor. Suelen requerir una demanda importante de energía calorífica en las proximidades.

- **Recursos geotérmicos de muy baja entalpía** ($T < 30\text{ }^{\circ}\text{C}$). Las temperaturas de estos recursos, generalmente próximas a la media anual del lugar donde se captan, corresponden a la energía térmica almacenada en las aguas subterráneas, incluidas las provenientes de labores mineras y drenajes de obras civiles, siempre para uso exclusivamente energético y no consuntivo del agua, y en el subsuelo poco profundo (normalmente, a menos de 200 m, incluyendo las captaciones de calor asociadas a elementos constructivos de la edificación). En este último caso, la energía renovable puede captarse de manera muy eficiente, dada la estabilidad térmica del subsuelo frente a la oscilación estacional del ambiente como consecuencia de la transmisión de calor hacia las zonas más externas de la corteza. Dicha transmisión hace posible que, a partir de 10-15 m de profundidad, la temperatura del terreno se mantenga prácticamente estable durante todo el año. Su aplicación se centra en los usos directos del calor: aporte energético a sistemas de ventilación, calefacción y refrigeración de locales y/o procesos, con o sin utilización de una bomba de calor.

Yacimiento geotérmico

Se define como el espacio físico situado en el interior de la corteza terrestre con unas condiciones geológicas específicas, en el que se emplaza un recurso geotérmico cuya explotación resulta económicamente viable. Existen diferentes formas de clasificación de los yacimientos geotérmicos –según el contexto geológico, nivel de temperatura, modo de explotación o tipo de utilización–, si bien lo habitual es hacerlo en función del nivel térmico de los fluidos que contienen, es decir, de los recursos que albergan, adoptándose los mismos intervalos de temperatura considerados para clasificar estos últimos, es decir:

- **Yacimientos de alta entalpía**, en los que el fluido se encuentra en condiciones de presión y alta temperatura ($> 150\text{ }^{\circ}\text{C}$).
- **Yacimientos de media entalpía**, en los que el fluido se encuentra a temperaturas entre 100 y $150\text{ }^{\circ}\text{C}$.
- **Yacimientos de baja entalpía**, en los que la temperatura del fluido varía entre 30 y $100\text{ }^{\circ}\text{C}$.

El término yacimiento no suele aplicarse a los recursos de muy baja temperatura ($< 30\text{ }^{\circ}\text{C}$), dada el carácter difuso de su distribución en toda la superficie terrestre.

Además de los citados, hay que considerar los yacimientos geotérmicos denominados *no convencionales*, que constituyen casos singulares de los yacimientos de alta entalpía ($t > 150\text{ }^{\circ}\text{C}$). Se trata de los siguientes:

- **Yacimientos de roca caliente seca** (HDR: *Hot Dry Rock*), creados, mediante la acción del hombre en materiales geológicos de escasa o nula permeabilidad y/o porosidad carentes de fluido, situados a profundidades no muy elevadas y en condiciones de alta temperatura debido a su proximidad a cámaras magmáticas en áreas volcánicas. Las técnicas de explotación se basan en la creación de una red de fracturas que permitan la formación de una zona de intercambio térmico –almacén artificial–, por la que se hace circular un fluido inyectado desde la superficie, que retorna a ésta tras haber incrementado notablemente su temperatura. La fracturación se consigue inyectando, a través de un pozo, grandes volúmenes de agua a elevada presión, en un proceso denominado *hidrofracturación* o fracturación hidráulica, usado frecuentemente en la producción de petróleo y gas. El agua caliente se extrae mediante un pozo y se envía a una central de ciclo binario para la producción de energía eléctrica, reinyectándose posteriormente en el yacimiento.

Los resultados obtenidos en la creación de estos yacimientos han abierto la posibilidad de aplicar las técnicas de fracturación indicadas a yacimientos de baja permeabilidad en producción, con objeto de incrementar las reservas geotérmicas y la productividad. Sería el caso de los *yacimientos de roca caliente fracturada* (HFR: *Hot Fractured Rock*), que contienen un fluido caliente y presentan fracturas que pueden estimularse artificialmente para aumentar la recuperación de energía. Estos yacimientos en los que es precisa la intervención directa del hombre para su creación y/o estimulación activa, son también denominados *Sistemas Geotérmicos Estimulados* (EGS: *Enhanced Geothermal System*).

- **Yacimientos geotérmicos supercríticos** ($T > 300\text{ }^{\circ}\text{C}$): se trata de yacimientos situados en regiones volcánicas y calentados por el magma subsuperficial, cuyas condiciones termodinámicas permitirían la producción de electricidad e, incluso, de hidrógeno. La tecnología necesaria para explotar este tipo de recursos, actualmente en fase de investigación, supone el desarrollo de equipos que puedan funcionar adecuadamente y durante largos períodos de tiempo a temperaturas extremadamente elevadas.
- **Yacimientos geotérmicos geopresurizados**: asociados a cuencas sedimentarias profundas. Contienen agua a grandes presiones –entre un 40% y un 90% superiores a la presión hidrostática que correspondería a la profundidad a la que se halla– que se encuentra casi completamente sellada para el intercambio con las rocas circundantes. Además de la energía térmica del agua, estos sistemas geopresurizados también contienen la energía mecánica que les proporciona el exceso de presión del fluido, así como cierto potencial de energía de combustión, ya que, normalmente, se encuentran cantidades importantes de metano (gas natural) disueltas en el agua geotermal, al punto de que la energía térmica de estos yacimientos es resultado de la contribución, aproximadamente a partes iguales, de la temperatura del agua y del metano disuelto.

Los yacimientos geopresurizados se forman generalmente en cuencas sedimentarias más que en áreas volcánicas. De hecho, se han descubierto como consecuencia de exploraciones petrolíferas en cuencas sedimentarias con gradiente geotérmico normal, pero en las que el agua se encuentra a una profundidad de 6.000 m o mayor y, por

tanto, a temperaturas superiores a 150-200 oC. Actualmente, ninguno se encuentra en explotación, ya que las condiciones económicas para ello no son favorables.

3. TECNOLOGÍAS DE APROVECHAMIENTO PARA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE ORIGEN GEOTÉRMICO

El aprovechamiento de los recursos geotérmicos se centra básicamente en dos aplicaciones: la generación de energía eléctrica y los usos directos del calor:

- **Generación de energía eléctrica:** corresponde a los recursos geotérmicos de alta y media entalpía, entre los que se incluyen los sistemas geotérmicos estimulados (plantas de vapor seco, plantas flash, plantas de ciclo binario).
- **Usos directos del calor:** en el sector residencial y de servicios –calefacción y refrigeración, producción de ACS, redes de climatización de distrito, etc.–, en el sector industrial –piscifactorías, producción de algas, invernaderos, secado, evaporación, esterilización, procesos químicos, etc.–, aplicaciones balneoterápicas, etc., para los recursos de baja y muy baja entalpía.

Las posibilidades de aprovechamiento de estos recursos dependerán del grado de desarrollo de las tecnologías disponibles además, naturalmente, de sus propias características. En este capítulo se ofrece un resumen de las tecnologías destinadas a la generación de electricidad de origen geotérmico actualmente disponibles en el mercado así como en fase de desarrollo.

3.1 Tecnologías convencionales para la generación de energía eléctrica

El fluido geotérmico –líquido y/o vapor caliente, rico en minerales y, en ocasiones, muy salino– constituye el medio de transporte que conduce, a través de sondeos, la energía geotérmica desde un almacén profundo a la superficie. Dicha conducción se realiza en condiciones de total hermeticidad, por lo que el fluido geotérmico permanece aislado respecto a cualquier posible contaminación con aguas subterráneas más someras, incluso cuando, una vez realizado su aprovechamiento, el vapor condensado se reinyecta en el almacén para ser nuevamente calentado. La producción eléctrica mundial de origen geotérmico procede, en su inmensa mayoría, de estos almacenes naturales de agua y/o vapor, y suele recibir el calificativo de geotermia *convencional*, para diferenciarla de otros sistemas geotérmicos como, por ejemplo, los de tipo estimulado.

Los recursos geotérmicos empleados para generar energía eléctrica se clasifican habitualmente en tres categorías, correspondientes a otros tantos tipos de fluidos geotérmicos:

- **Recursos de vapor seco**, también denominados *sistemas de vapor dominante*. Proceden de yacimientos geotérmicos en los que la fase líquida no existe o es muy escasa, por lo que la roca almacén está saturada prácticamente solo por vapor. La energía que contienen estos yacimientos es relativamente fácil de aprovechar de un modo eficiente, dado que no son necesarios procesos de separación agua/vapor, una circunstancia que los convierte en los más favorables para la producción de electricidad. Aunque este tipo de yacimientos son poco frecuentes en la naturaleza, en la actualidad concentran el 28% de la potencia instalada y el mismo porcentaje de la producción mundial de electricidad de origen geotérmico³. Entre ellos figuran algunos de los más conocidos, como son los de Larderello (Italia) y The Geysers (California), además de algunos situados en Japón (Matsukawa) e Indonesia. Las plantas que utilizan este tipo de recurso se denominan *plantas de vapor seco*.
- **Recursos de vapor húmedo y alta entalpía**. Se trata de yacimientos que almacenan el fluido geotérmico total o mayoritariamente en estado líquido, que se transforma en una mezcla de vapor y agua líquida cuando asciende y se descarga a través de los pozos de producción. Estos sistemas de agua caliente son, pues, capaces de producir vapor, que se aprovecha directamente para generar electricidad. Son mucho más comunes que los sistemas de vapor seco, representando actualmente el 61% de la potencia instalada y el 63% de la generación de electricidad de origen geotérmico⁴. Las plantas que emplean este tipo de recurso se denominan *plantas flash*.
- **Recursos de media entalpía**. Corresponden a yacimientos que almacenan el fluido geotérmico en estado líquido el cual, a diferencia del anterior, no llega a transformarse en una mezcla de agua/vapor durante su ascenso desde el almacén, de manera que el transporte del calor se realiza exclusivamente en fase líquida. No obstante, aunque estos sistemas no son capaces de generar vapor a una presión suficiente como para producir directamente electricidad, poseen una temperatura lo bastante elevada como para transformar, mediante el uso de un intercambiador, un fluido secundario en vapor a alta presión, capaz de mover un grupo turbina-generador. Los datos más recientes atribuyen a estos sistemas el 11% de la potencia instalada y el 9% de la producción mundial de electricidad de origen geotérmico⁵. Las plantas que utilizan este tipo de recurso se denominan *plantas de ciclo binario*.

Así como las características del yacimiento geotérmico –tipo, dimensiones, capacidad de renovación del fluido almacenado, etc.– condicionan el diseño del modelo de gestión del campo geotérmico, las propiedades del fluido –temperatura y presión, fase en la que se encuentra, salinidad, naturaleza de los elementos disueltos, contenido de gases no condensables, etc.– determinan los aspectos tecnológicos relacionados con el equipamiento de las centrales de generación eléctrica.

³ Bertani, R. *Geothermal Power Generation in the World. 2005–2010 Update Report* Proceedings World Geothermal Congress 2010 (Bali, Indonesia)

⁴ *Ibidem*

⁵ *Ibidem*

En los cuatro siguientes subapartados se describen los principales tipos de centrales geotérmicas *convencionales* de generación de energía eléctrica, entendiéndose como tales aquellas que emplean tecnologías ampliamente consolidadas e implantadas, a diferencia de las tecnologías *emergentes*, aún en fase de desarrollo, que serán abordadas más adelante. Asimismo, en la tabla 1 se reflejan los datos de producción y potencia instalada para cada uno de los diferentes tipos de centrales convencionales, correspondientes al año 2010.

Tipo	Nº unidades	Capacidad inst.		Producción media (GWh/unidad)
		Total (MWe)	Media (MWe/unid)	
Sin condensación*	25	145	6	96
Ciclo binario	236	1.178	5	27
Flash	141	4.421	31	199
Doble flash	61	2.092	34	236
Vapor seco	62	2.878	46	260

*Esta denominación se corresponde en inglés con la de tipo *Back Pressure*

Tabla 1. Producción y potencia instalada de centrales geotérmicas de generación de energía eléctrica
Fuente: Bertani, R. *Geothermal Power Generation in the World. 2005–2010 Update Report* Proceedings World Geothermal Congress 2010 (Bali, Indonesia)

3.1.1 Centrales de vapor seco

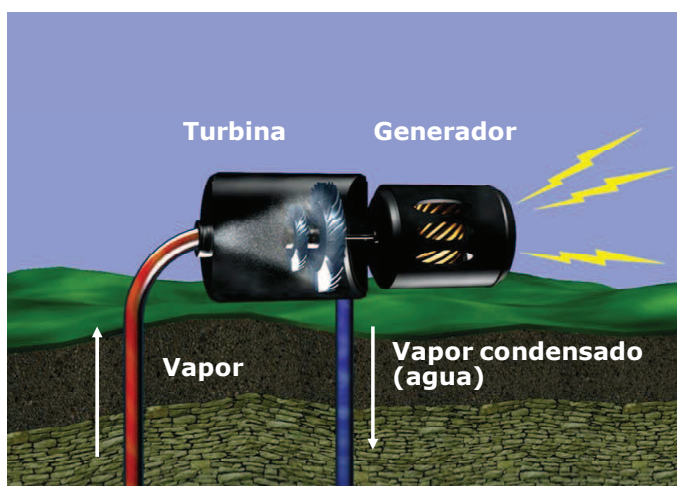


Figura 2. Esquema básico de la tecnología de vapor seco
Fuente: *Geothermal Education Office*

Las centrales de vapor seco utilizan los recursos en forma de vapor en estado de saturación o ligeramente recalentado (vapor seco) para su inyección directa en la turbina (figura 2). Se trata de la primera tecnología empleada por una central geotérmica –la primera de las centrales de Larderello se puso en marcha en 1904–, con un historial acumulado de más de cien años. Sus costes de producción son inferiores a los de las demás tecnologías, debido a que ofrece la posibilidad de generar electricidad de forma directa.

El modelo más sencillo y de menor coste de este tipo de plantas es el que explota yacimientos de vapor seco mediante un ciclo directo sin condensación que, básicamente, consiste en que el vapor procedente del pozo pasa directamente a la turbina, desde donde se libera a la atmósfera. Estas instalaciones suelen emplearse como plantas piloto, para pequeños suministros locales a partir de pozos de producción aislados o como pequeñas centrales de punta. No obstante, son de uso obligado cuando el contenido en gases no condensables supera el 50% o cuando el contenido total de gases excede del 10%, debido al alto costo que supondría su separación en los condensadores.

Las turbinas sin condensación pueden llegar a consumir doble cantidad de vapor por kilovatio producido que las unidades con condensación, las más utilizadas en las centrales geotérmicas. El esquema de proceso en estas últimas es también relativamente simple, si bien requiere de algunos elementos adicionales (ver figura 3). En síntesis, el vapor seco a alta presión pasa, en primer lugar, por un centrifugador, que separa el líquido o impurezas que pudiera acompañarlo, y por sistema de filtros, que retiene cualquier partícula que pudiese dañar los álabes de la turbina. Desde esta última, el vapor es conducido a un sistema de condensación, previo paso por un dispositivo de separación de gases no condensables. El fluido condensado es devuelto a la formación mediante sondeos de inyección.

La presencia de ciertas sustancias de carácter corrosivo en el vapor, puede hacer necesario el empleo de turbinas fabricadas con materiales resistentes a sus efectos. Es el caso, por ejemplo de Larderello donde, hasta mediados del siglo pasado, para prevenir la corrosión se aplicaba un ciclo indirecto con condensación y recuperación de aguas mineralizadas, con el fin de extraer del vapor enviado a la turbina el ácido bórico y el amoníaco que le acompañan y, paralelamente, obtener un beneficio económico de su recuperación.

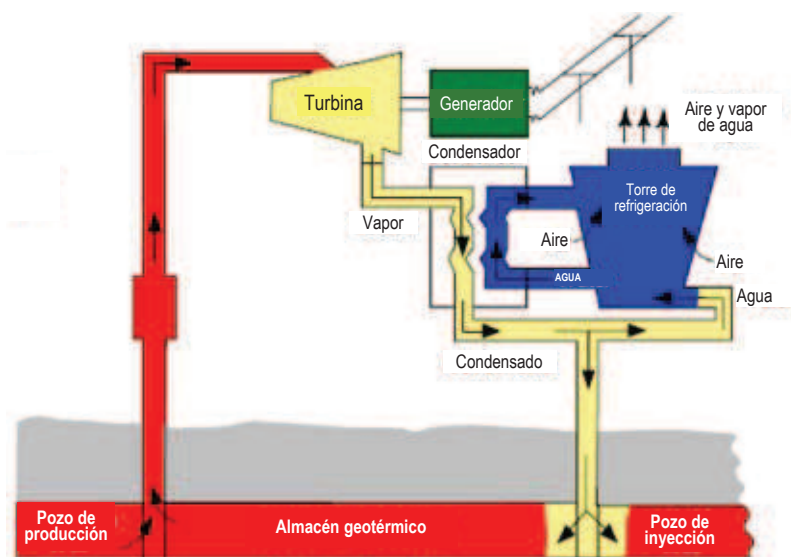


Figura 3. Esquema de funcionamiento de una planta de vapor seco

Fuente: *Geothermal Energy Association*

3.1.2 Centrales de tipo flash

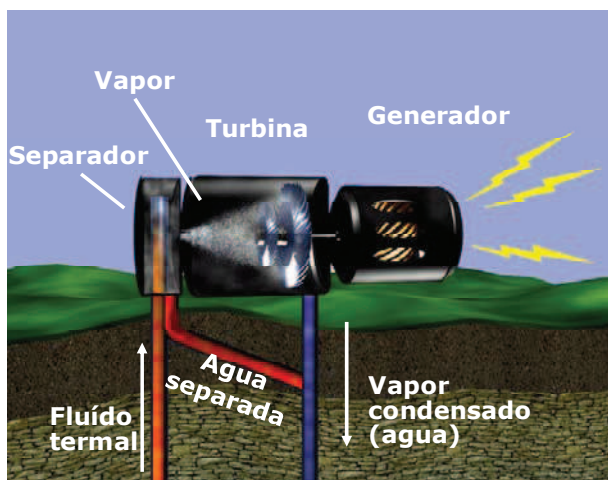


Figura 4. Esquema básico de la tecnología flash
Fuente: Geothermal Education Office

Son las de uso más extendido en el aprovechamiento de recursos geotérmicos de alta entalpía, y se emplean en el caso de fluidos geotérmicos formados por una mezcla vapor-líquido, con temperaturas que suelen oscilar entre 180 °C y 250 °C. Durante su ascenso desde la formación almacén hacia la superficie, se produce una disminución de presión que propicia la ebullición, con la consiguiente liberación de vapor.

La presencia de dos fases hace necesaria su separación, en la que se obtiene el vapor que será enviado a la

turbina, así como una fracción líquida –puede ser una salmuera– que se rechaza, si bien puede utilizarse para otros aprovechamientos secundarios (agricultura, procesos industriales...) según la técnica conocida como *producción en cascada*.

El ciclo flash puede constar de una o varias etapas, tantas como permita la entalpía del agua separada (ver figura 5). La opción más común es la denominada de *doble flash* pues, aunque tiene un coste más elevado que la de *flash sencillo* y genera una fracción líquida más concentrada, incrementa la eficiencia del ciclo y el grado de aprovechamiento del recurso.

Según se observa en la citada figura, en las plantas de *doble flash* el fluido pasa a través de sucesivos separadores que se encuentran cada vez a menor presión. El vapor separado a baja presión de dicha salmuera se envía a una turbina de baja presión, o bien a la zona de baja de una turbina multietapas. Además de separar el vapor, éste debe ser sometido a limpieza mediante el uso de filtros antes de ser enviado a la turbina; en ocasiones se somete incluso a un proceso de lavado con el fin de incrementar su pureza.

3.1.3 Centrales de ciclo binario

Las centrales de ciclo binario se emplean en la explotación de yacimientos de media entalpía – temperaturas entre 100 y 150 °C– y elevada salinidad, de forma más eficiente que las plantas flash y con un menor impacto ambiental, al no emitir gases a la atmósfera. Este tipo de planta utiliza la temperatura del agua geotérmica para calentar, en el seno de un intercambiador, otro fluido de bajo punto de ebullición y alta presión de vapor a elevadas temperaturas, como el isobutano o el isopentano (figura 6).

El fluido secundario se convierte entonces en vapor, que será el responsable del accionamiento de la turbina. Tras esta etapa pasa a un condensador, donde recupera nuevamente al estado líquido, para ser posteriormente reenviado al intercambiador, mientras que el agua es

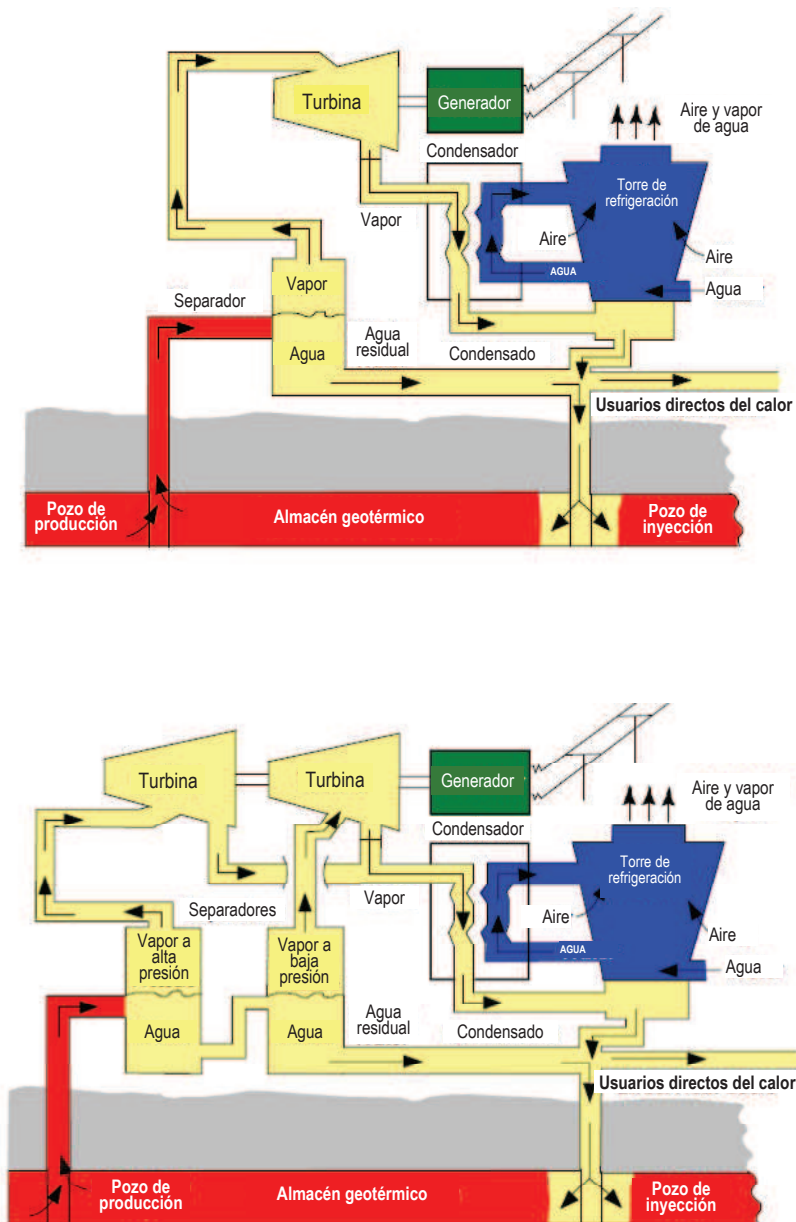


Figura 5. Esquemas de funcionamiento de plantas tipo flash sencillo (arriba) y doble flash (abajo)

Fuente: *Geothermal Energy Association*

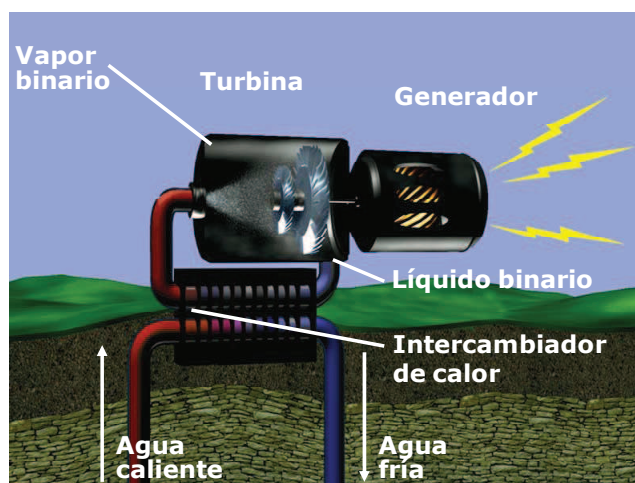


Figura 6. Esquema básico de la tecnología de ciclo binario

Fuente: Geothermal Education Office

reinyectada en el subsuelo, cerrándose así el ciclo (ver figura 7). Puesto que en este sistema el fluido geotérmico se comporta como un mero agente portador del calor, no son necesarios dispositivos de limpieza ni se produce emisión alguna a la atmósfera.

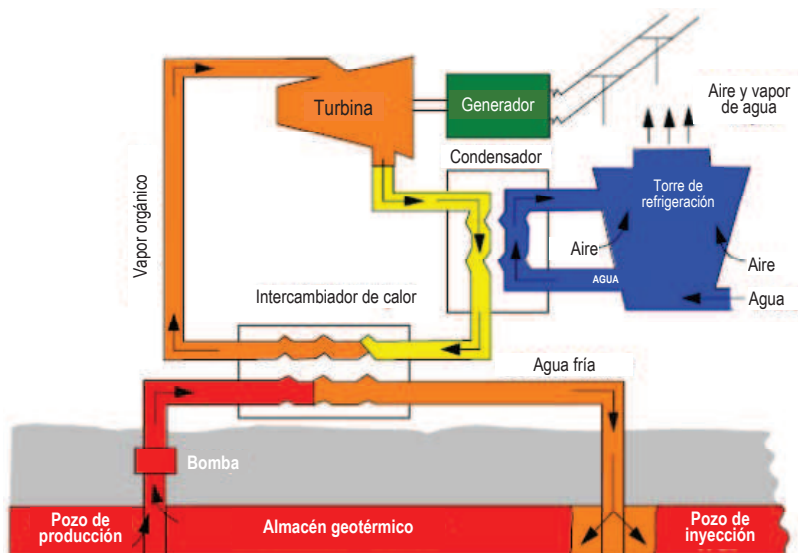


Figura 7. Esquema de funcionamiento de una planta de ciclo binario

Fuente: Geothermal Energy Association

Los desarrollos tecnológicos de las dos últimas décadas han supuesto notables avances en la producción de energía eléctrica a partir de los recursos geotérmicos de temperaturas más bajas, de modo que, en la actualidad, las plantas de ciclo binario pueden utilizar recursos de temperaturas hasta del orden de los 75 °C. En efecto, las dificultades de costes y rendimientos

que presentaban hace años las plantas binarias han sido superadas merced al desarrollo de ciclo binarios comerciales, como los denominados ciclo *Rankine* (ORC: *Organic Rankine Cycle*) y ciclo *Kalina*, los cuales permiten la conversión en electricidad del calor procedente de recursos geotérmicos de media entalpía en condiciones económica y técnicamente viables.

- **Ciclo Rankine.-** Se trata de un sistema de ciclo binario avanzado, completamente cerrado, basado en un simple proceso de evaporación, que emplea como fluido secundario uno de naturaleza orgánica (normalmente un hidrocarburo, como propano, butano o isopentano), cuya selección depende, fundamentalmente, de la temperatura de la salmuera geotérmica. El ciclo Rankine cuenta con cuatro dispositivos principales: evaporador, turbina, torre de refrigeración y bomba de alimentación (ver figura 8).

Las plantas eléctricas de ciclo binario que operan con este ciclo tienen un extenso campo de aplicación con recursos de temperaturas superiores a 120 °C. También pueden utilizarse en ellas recursos de temperaturas más bajas –como sucede en la central geotérmica ORC de Simbach-Braunau (Austria), que usa salmueras a 80 °C para producir energía eléctrica–, pero con costes más altos y eficacias más bajas en la conversión de calor a electricidad. De hecho, la eficiencia en la conversión de energía bruta de una central eléctrica de ciclo Rankine aumenta desde un 5,5% para una salmuera a 80 °C, hasta un 12% a una temperatura de 180 °C.

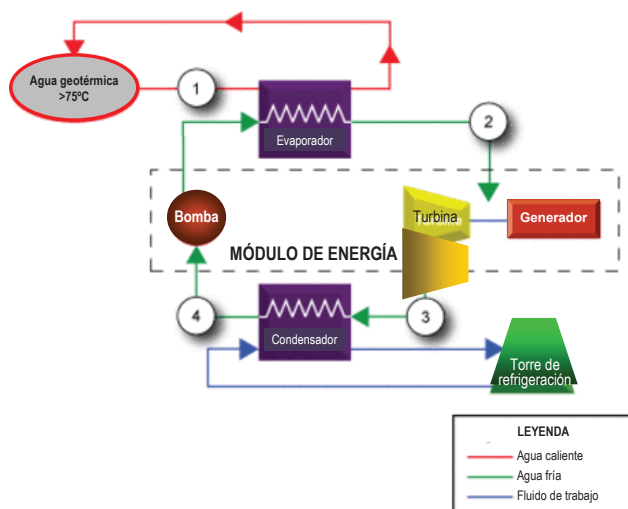


Figura 8. Esquema del ciclo Orgánico Rankine

Fuente: <http://thefraserdomain.typepad.com/energy/geothermal/>

El principal inconveniente del ciclo Rankine es su limitada capacidad de adaptación a posibles cambios en las variables que condicionan el proceso. Ello dificulta el diseño previo de las centrales pues algunos parámetros tan críticos como la temperatura, en ocasiones no llegan a conocerse hasta que finaliza la perforación y se completa la fase de pruebas. No obstante, conviene insistir que se trata de una tecnología probada y

fiable, que se emplea desde hace más de cien años (en Estados Unidos es la más utilizada).

- **Ciclo Kalina.-** Utiliza un fluido secundario con, al menos, dos componentes químicos, normalmente amoníaco y agua. Sus proporciones pueden variar para permitir el cambio de fase a unas determinadas condiciones de presión y temperatura, lo que proporciona una mayor adaptabilidad a variaciones de temperatura de la salmuera geotérmica. Cuando el fluido secundario se calienta, los diferentes puntos de ebullición de los citados componentes generan un vapor rico en amoníaco y un agua pobre en este compuesto.

La eficiencia en la conversión de energía bruta de una central eléctrica de ciclo *Kalina* depende, igualmente, de la temperatura inicial de la salmuera geotérmica, aumentando desde el 8,5% a 80 °C hasta el 12% a 160 °C, superando, de este modo, la eficiencia de las plantas de ciclo *Rankine*, especialmente a bajas temperaturas. Entre las centrales eléctricas que emplean esta tecnología se encuentran las de Husavik, en Islandia, y Unterhaching, en Alemania.

3.1.4 Centrales de ciclo combinado flash-binario

Las centrales de ciclo combinado *flash-binario* aprovechan los beneficios de estas dos tecnologías mediante una combinación de ambas. En estas centrales, el vapor separado mediante un proceso flash se aprovecha en una turbina para generar electricidad, mientras que el vapor que sale de dicha turbina a baja presión se condensa en un sistema binario. De este modo, se hace un uso eficaz de las torres de refrigeración por aire en aplicaciones flash y se aprovechan las ventajas del proceso binario.

El sistema flash-binario alcanza su máxima eficacia en yacimientos con vapor a alta presión. En sistemas de alta entalpía de agua dominante, la configuración más eficaz consiste en la integración en una sola planta de un ciclo combinado para vapor y una unidad binaria convencional para la salmuera separada. Las plantas de ciclo combinado requieren un control estricto de la temperatura del agua de inyección, ya que un descenso de la misma podría suponer un recorte de producción.

La única central eléctrica geotérmica de Hawaii denominada *Puna Geothermal Venture*, en funcionamiento desde el año 1991, emplea un ciclo combinado flash-binario. Esta planta genera el 20% del consumo de energía eléctrica de la mayor de las islas de este archipiélago.

3.2 Otras tecnologías de generación de energía eléctrica

Según se indicó anteriormente, las tecnologías de conversión de energía geotérmica en electricidad hasta aquí descritas pueden catalogarse como *convencionales*, dado su avanzado estado de consolidación e implantación. Sin embargo, la existencia de un importante recurso de base aún sin explotar está propiciando el desarrollo de nuevas tecnologías *emergentes* así

como de nuevas aplicaciones, algunas incluso ya demostradas con éxito y con cierta experiencia comercial, que podrían contribuir a ampliar el potencial geotérmico disponible. A continuación se describen las más importantes.

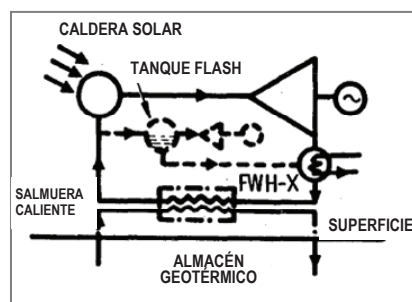
3.2.1 Sistemas geotérmicos híbridos

Los sistemas geotérmicos híbridos son aquellos que integran en una central eléctrica geotérmica otras fuentes de energía de diverso origen, incluyendo biomasa, carbón o energía hidroeléctrica, por lo que pueden generar más electricidad sin incrementar el uso del recurso geotérmico, aumentando así su rendimiento. Estos sistemas ofrecen la posibilidad de determinar la temperatura óptima del vapor independientemente de la que presente la fuente geotérmica. He aquí algunos ejemplos:

- **Biomasa.-** La compañía *Infinifuel Biodiesel* ha construido una instalación para la fabricación de biodiesel en una pequeña planta geotérmica situada en Wabuska (Nevada). Dicha instalación es prácticamente autónoma, debido, principalmente, al calor que le suministra la planta geotérmica. Ésta, que utiliza agua a 104 °C, genera la electricidad necesaria para el funcionamiento de la planta de biodiesel y vende la producción restante.
- **Uso combinado de calor y electricidad (utilización en cascada).-** En ciertas localizaciones y bajo determinadas circunstancias, los recursos geotérmicos pueden utilizarse para producir electricidad y también para usos directos. Este modelo híbrido, conocido como *uso combinado de calor y electricidad* (CHP: *Combined Heat and Power*) o *producción en cascada*, aprovecha el calor residual producido por las plantas eléctricas utilizándolo para otros fines, incrementando así la eficiencia energética total del sistema. Ejemplos de este tipo son los aprovechamientos para usos directos, tales como redes de climatización de distrito, invernaderos, piscicultura, aplicaciones industriales y balneoterapia (ver figura 9).

En Europa existen varios ejemplos de de aprovechamientos combinados de electricidad y usos térmicos directos, entre ellos las plantas de Neustadt-Glewe y Unterhaching, en Alemania, además del caso del Blue Lagoon, una de las principales atracciones turísticas de Islandia. En este lugar, el agua geotérmica procedente de una central eléctrica se canaliza directamente a una gran masa de agua, el Blue Lagoon, a la que se atribuyen propiedades medicinales.

- **Energía solar.-** Existen algunas propuestas de utilización conjunta de ambas energías. (SAGE: *Solar Augmented Geothermal Energy*). Por ejemplo, en el año 1979 el Departamento de Energía de Estados Unidos propuso un sistema híbrido (ver esquema adjunto) mediante el cual se presurizaba el fluido



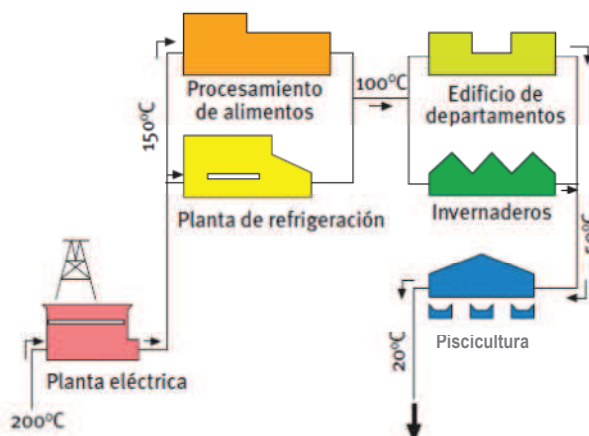


Figura 9. Esquema de un aprovechamiento combinado de calor y electricidad

Fuente: IDAE-IGME. *Manual de geotermia*. Junio 2008

geotérmico en cabeza de pozo y se aplicaba energía solar antes del proceso flash. La energía solar también se ha propuesto como una fuente de calor adicional, que permitiría mantener la capacidad productiva de un yacimiento geotérmico en el caso de que aquella pudiera verse comprometida, así como ciertas aplicaciones relacionadas con el uso ambas energías para recuperar petróleo y gas de yacimientos agotados.

- **Recursos geotérmicos geopresurizados.-** Se basan en una combinación del recurso geotérmico con un combustible fósil (gas natural). El Departamento de Energía de Estados Unidos desarrolló una experiencia de este tipo en Pleasant Bayou (Texas), mediante una planta de demostración de 1 Mw que operó durante el año 1990 (ver figura 10).

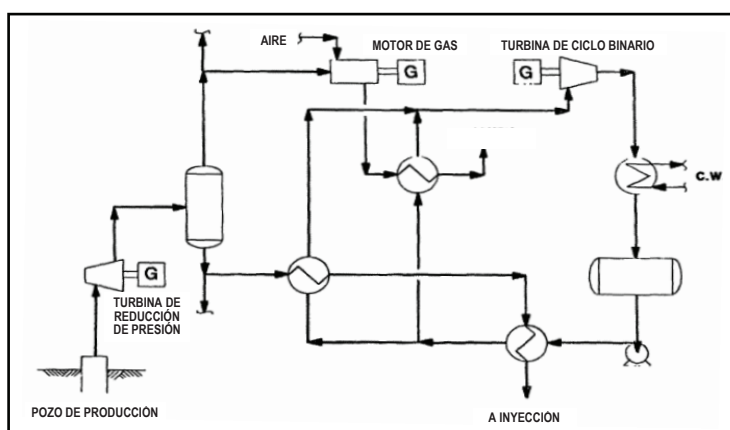


Figura 10. Diagrama de flujo del ciclo híbrido de la planta de Pleasant Bayou (Texas)

Fuente: The Ben Holt Co.

Su objetivo era aprovechar tres formas de energía: el calor del recurso geotérmico, la energía del gas natural del almacén (energía química) y la presión en cabeza de pozo (energía mecánica). Debido a consideraciones económicas, en la planta de demostración de Pleasant

Bayou sólo se recuperaron la energía térmica y la química. El calor generado por la combustión *in situ* del gas natural se recuperó para mejorar la eficacia del ciclo.

3.2.2 Sistemas Geotérmicos Estimulados (EGS)

Los recursos geotérmicos no convencionales y, en particular, los Sistemas Geotérmicos Estimulados (EGS), constituyen nuevas vías para incrementar el potencial de generación de energía geotérmica e incrementar sus reservas a través de:

- la estimulación de almacenes en *Roca Caliente Seca (Hot Dry Rock)*,
- el incremento de la extensión de los campos geotérmicos mejorando/estimulando la permeabilidad de las rocas del entorno,
- la mejora de la viabilidad de las zonas hidrotermales actuales y potenciales mediante el uso de tecnologías de estimulación y la mejora de los ciclos termodinámicos,
- la definición de nuevos objetivos y nuevas herramientas para la explotación de sistemas que contienen fluidos supercríticos,
- la mejora de las tecnologías de perforación y de evaluación de reservas y
- la mejora de los métodos de exploración de los recursos geotérmicos profundos.

La figura 11 refleja un esquema simplificado de un aprovechamiento tipo EGS, mientras que en la figura 12 se describe de forma sintética el proceso de desarrollo de uno de estos sistemas. El Departamento de Energía de Estados Unidos define los Sistemas EGS como aquellos almacenes geotérmicos que han sido creados mediante técnicas de ingeniería, con el fin de extraer de forma rentable calor procedente de recursos geotérmicos de baja permeabilidad y/o porosidad. La idea es, en sí misma, una simple extrapolación que emula la circulación en los sistemas geotérmicos naturales que actualmente generan electricidad y calor para aplicaciones comerciales en 71 países de todo el mundo.

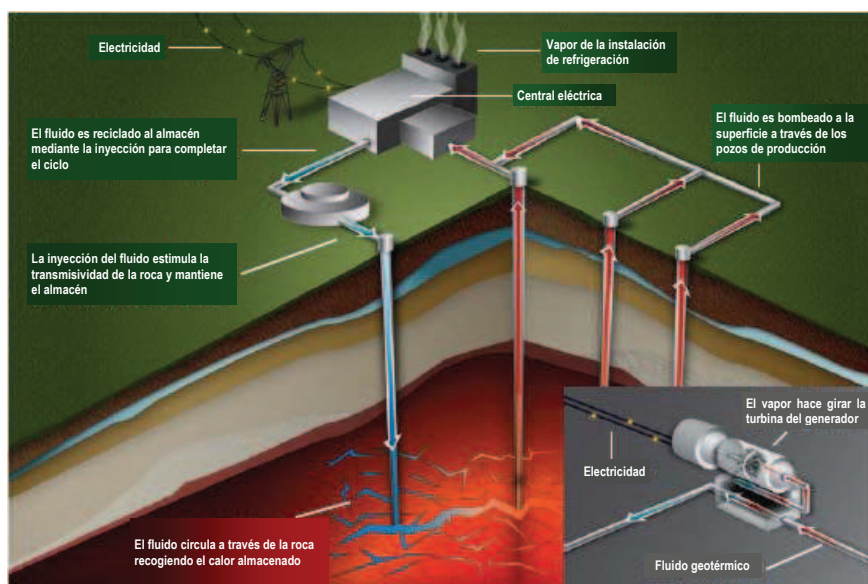
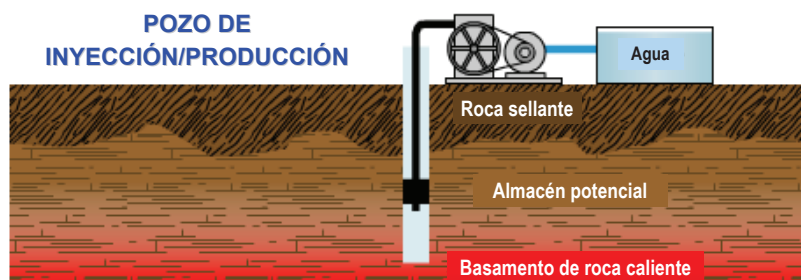
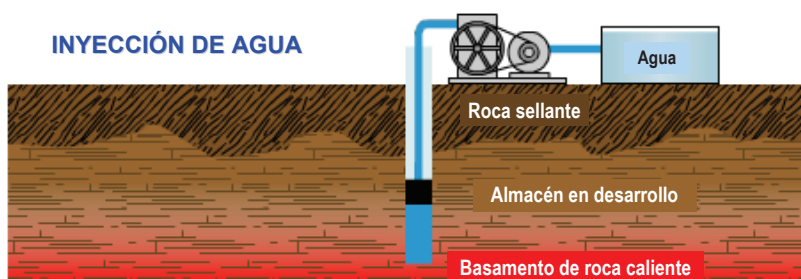


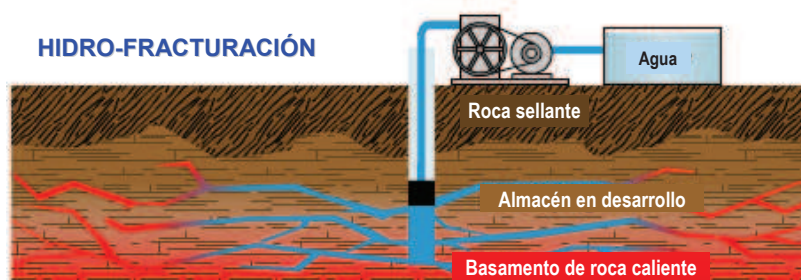
Figura 11 Esquema simplificado de un aprovechamiento EGS
Fuente: U.S. Department of Energy



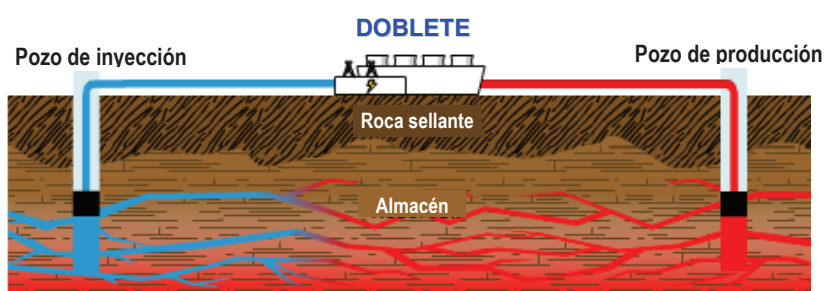
1. Se perfora un pozo de de inyección/producción en el basamento rocoso caliente de permeabilidad y contenido de fluido limitados.



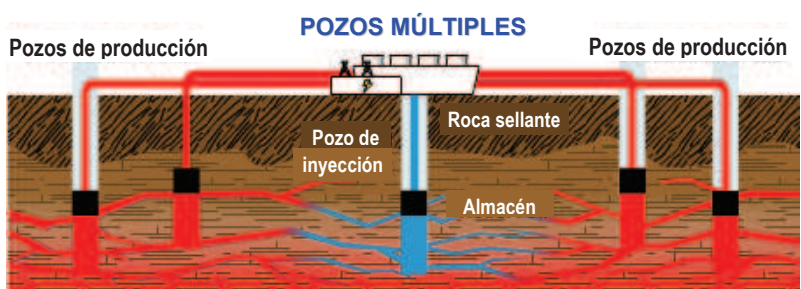
2. Se inyecta agua a una presión suficiente para asegurar la fracturación y/o la apertura de las fracturas existentes.



3. Se continúa bombeando agua con el fin de extender las fracturas a cierta distancia del pozo de inyección y hacia el resto del potencial almacén geotérmico. Es una etapa crucial en el proceso de desarrollo del EGS.



4. Se perfora un segundo pozo de producción con el fin de intersectar el sistema de fracturas creado en el paso anterior y hacer circular agua para extraer el calor de la roca.



5. Se perforan pozos de producción adicionales con objeto de extraer calor en cantidad suficiente para satisfacer los requisitos de generación de energía.

Figura 12. Proceso de desarrollo de un sistema EGS (Fuente: U.S. Department of Energy)

Las experiencias de sistemas EGS desarrolladas hasta la fecha en diversas localizaciones de todo el mundo han demostrado la viabilidad técnica de obtener calor a partir de rocas con alta temperatura y reducido contenido de agua, si bien los costes de tal recuperación son aún elevados.

Los recursos proporcionados por los EGS son similares a los recursos hidrotermales tradicionales, salvo en que reúnen alguna o todas las características siguientes:

- Un almacén de roca densa que el líquido no puede atravesar fácilmente por carecer de la porosidad y permeabilidad necesarias.
- Cantidades insuficientes de vapor y/o agua caliente.
- Profundidades de perforación mayores a las habituales en geotermia.

Cuando se trata de rocas completamente impermeables, la tecnología de recuperación del calor que almacenan se denomina, como se indicó anteriormente, de *Roca Caliente Seca* (HDR) para hacer hincapié en el hecho de que estos potenciales recursos geotérmicos son secos o demasiado impermeables para transmitir su contenido de agua a ratios útiles. Para aumentar dicha permeabilidad, es posible emplear procedimientos derivados de los utilizados en la industria petrolera para mejorar la recuperación de petróleo y gas.

El primer experimento de HDR se llevó a cabo por el *Los Alamos National Laboratory*, en Fenton Hill (Nuevo México), donde se creó un pequeño almacén hidrotermal bombeando agua a través de un sondeo a una presión suficientemente elevada como para fracturar la roca del entorno. Las nuevas fracturas hacían posible que el agua fluyese a través de la roca caliente hasta un segundo pozo, cercano al primero, creándose de este modo un circuito de flujo que se mantuvo cerca de 20 años. Si bien este experimento proporcionó gran cantidad de información técnica, el proyecto finalizó sin demostrar la viabilidad comercial del método. La principal dificultad a este respecto eran las altas presiones de bombeo requeridas para mantener, incluso, una escasa circulación de agua, así como la pérdida de fluido en el circuito artificial.

Se han realizado proyectos similares en Europa (Soultz-sous-Fôrets, en Francia) y Japón (Hijiori, Ogachi), que, no obstante, es más adecuado caracterizar como sistemas EGS, ya que afectan a rocas con una significativa permeabilidad inicial. Básicamente, estos proyectos se orientan a incrementar la productividad de yacimientos geotérmicos ya existentes más que a crear otros nuevos a partir de rocas impermeables, mediante una mejora de su permeabilidad natural suficiente como para generar un recurso geotérmico económicamente más competitivo.

Existe la posibilidad de utilizar como fluido de transmisión de calor en almacenes EGS, en lugar de agua, CO₂ a presión supercrítica (BROWN, 2000). Este planteamiento supone la recuperación de energía geotérmica junto con el almacenamiento simultáneo de CO₂, un gas de conocido efecto invernadero. Los trabajos realizados para estudiar el comportamiento de este gas en las condiciones de presión y temperatura idóneas en lo que a flujo y transferencia de calor se refiere, así como para determinar sus posibles interacciones con la roca que constituye el almacén, indican que el CO₂ permitiría una mejor extracción de calor que los

fluidos acuosos⁶. Asimismo, estudios geotérmicos preliminares sugieren que este compuesto puede evitar ciertas interacciones agua-roca desfavorables observadas en sistemas acuosos. No obstante, para una evaluación completa del potencial de sistemas EGS con CO₂ sería necesario un programa de investigación que integrase el modelo desarrollado con estudios de campo y laboratorio.

La tecnología aplicada para estimular la permeabilidad en sistemas EGS incluye análisis de fallas y fracturas, fracturación hidráulica para aumentar la permeabilidad, perforación direccional para cortar fracturas con orientación favorable e inyección de aguas subterráneas y aguas residuales en localizaciones estratégicas para reponer fluidos y revertir las bajadas de presión. Asimismo, se considera la aplicación de técnicas de estimulación química –inyección de reactivos– para solucionar el problema del descenso de permeabilidad del sistema debido a la precipitación natural o inducida de sustancias minerales. La selección de un ácido o de cualquier aditivo en una situación determinada depende de las características del almacén y del propósito del tratamiento. En el caso, por ejemplo, de un tratamiento ácido, el objetivo sería aumentar la porosidad y la permeabilidad de la formación.

Considerados en conjunto, los métodos indicados pueden ampliar la productividad y el período de explotación de los yacimientos geotérmicos existentes o incrementar sus dimensiones y sus producciones de salida, así como abrir nuevas vías para aprovechar yacimientos hasta ahora no viables económicamente, al permitir el desarrollo de zonas previamente improductivas. Los programas de inyección en áreas marginales del yacimiento The Geysers (California) y Dixie Valley (Nevada) son buenos ejemplos de nuevos proyectos EGS.

En lo referente a la generación de electricidad, según el *Massachusetts Institute of Technology* (MIT) la tecnología EGS podría aprovecharse utilizando sistemas de producción eléctricos geotérmicos ya existentes, incluidas las plantas binarias, las de ciclo combinado flash-binario, las plantas flash y las doble flash, realizando algunos ajustes en los componentes de las mismas.

Respecto a los recursos de temperaturas más altas, conocidos como *sistemas geotérmicos supercríticos*, necesitarían de los denominados *sistemas de triple expansión*, que son variaciones del sistema convencional doble-flash, con adición de un fluido denso de relleno y una turbina diseñada para soportar las muy altas presiones que probablemente van a encontrarse para los geofluidos EGS. Sin embargo, estos sistemas requerirían grandes profundidades (superiores a los 7,5 km), por lo que el desarrollo de sistemas EGS convencionales que utilizan plantas de ciclo binario o flash es más probable a corto plazo. Teniendo en cuenta que, hasta la fecha, estos sistemas no han sido probados con éxito, los investigadores sólo pueden hacer postulados sobre las plantas que se precisarán.

⁶ PRUES, K. *Enhanced Geothermal Systems (EGS). Comparing water and CO₂ as heat transmission fluids*. Proceedings, New Zealand Geothermal Workshop 2007 - Auckland, New Zealand, November 19-21, 2007.

3.2.3 Coproducción con petróleo y gas

Los sistemas de coproducción en yacimientos petrolíferos consisten en aprovechar los pozos ya perforados de extracción de petróleo y gas, cuya profundidad es tal que permiten encontrar agua caliente e, incluso, ser reprofundizados en zonas particularmente calientes.

Para la industria petrolera, producir agua caliente supone, en el mejor de los casos, un inconveniente —en ciertos yacimientos de la Costa del Golfo (EEUU), el 95% de la producción de los pozos de petróleo y gas es agua—, debido a que es difícil de manejar, su bombeo tiene un coste económico y hay que reinyectarla, lo que implica un coste añadido. La utilización de este agua caliente en una central de ciclo binario proporcionaría una fuente de ingresos adicional. Hay que tener en cuenta que el agua recuperada puede incorporarse sin problemas al ciclo binario de una planta geotérmica en funcionamiento, ya que la mayoría del fluido producido en pozos de gas y petróleo pasa por una instalación donde se separan los hidrocarburos y el agua. Además, esta aplicación resulta económicamente favorable, incluso a pequeña escala, ya que, al aprovechar pozos ya perforados y conocerse la existencia del recurso, se eliminan los costes previos de investigación.

4. TECNOLOGÍAS PARA USO DIRECTO DEL CALOR DE ORIGEN GEOTÉRMICO

La utilización directa o inmediata de la energía geotérmica incluye una amplia variedad de usos: piscinas climatizadas y balneoterapia, calefacción y refrigeración —incluidos los sistemas energéticos de distrito (*District Heating*), producción de agua caliente sanitaria (ACS), acuicultura y aplicaciones agrícolas (invernaderos y calentamiento de suelos) e industriales (extracción de minerales y secado de alimentos y granos), etc. El uso del calor geotérmico en aplicaciones distintas de la generación de electricidad se ha realizado, tradicionalmente, a pequeña escala, pero los continuos avances tecnológicos han permitido su aprovechamiento en proyectos urbanos e industriales de gran envergadura.

Las temperaturas de trabajo idóneas para el aprovechamiento directo del calor geotérmico incluyen un rango muy amplio, aproximadamente entre 20 °C y 150 °C —recursos geotérmicos de baja y media entalpía—, en el cual no se producen pérdidas de eficiencia de conversión. La explotación de este tipo de recursos, extendida ya a más de 80 países, a menudo puede realizarse con equipos de perforación y a profundidades similares a los habituales de extracción de aguas subterráneas, así como con equipos calor-frío convencionales (teniendo en cuenta la temperatura y la composición química del agua geotérmica). Además, la mayor parte de estos proyectos alcanza su plena operatividad en menos de un año.

4.1 Tecnologías de aprovechamiento térmico de yacimientos geotérmicos profundos

Como se señaló con anterioridad, los recursos geotérmicos de baja entalpía ($T < 100\text{ }^{\circ}\text{C}$) y de media entalpía ($T: 100\text{ }^{\circ}\text{C} - 150\text{ }^{\circ}\text{C}$) permiten el aprovechamiento directo del calor si bien, en el caso de estos últimos, también pueden destinarse a la producción de electricidad mediante ciclos binarios. Los primeros se localizan habitualmente en zonas con un gradiente geotérmico normal, a profundidades entre 1.500 y 2.500 m, o bien a profundidades inferiores a los 1.000 m en zonas con un gradiente geotérmico más elevado. Los de media entalpía pueden encontrarse a profundidades inferiores a los 2.000 m en zonas con un gradiente geotérmico anómalo, y entre 3.000 y 4.000 m. en cuencas sedimentarias. Para que su uso en sistemas de calefacción resulte rentable, se requiere una importante demanda a poca distancia del aprovechamiento, al objeto de minimizar los costes asociados a los mecanismos de transporte del calor.

En los sistemas de uso directo que explotan los recursos de baja temperatura localizados en almacenes sedimentarios profundos, se perfora un sondeo en el almacén geotérmico para obtener un flujo constante de agua caliente (fluido geotérmico). A través de este sondeo, el agua es elevada, generalmente por bombeo, hasta la superficie y conducida por un sistema de tuberías a un intercambiador, en el que se obtiene el calor necesario para el uso previsto. La explotación se realiza mediante *doblete* de sondeos, uno para extraer el fluido geotérmico –sondeo de extracción o explotación– y otro para reinyectarlo –sondeo de inyección–, tras ceder el calor, en el mismo yacimiento del que se obtuvo.

La figura 13 ofrece el esquema simplificado de un sistema de uso directo del calor geotérmico para calefacción. El equipamiento de estos sistemas incluye básicamente, además de los sondeos de extracción e inyección, bombas sumergidas y de circulación, intercambiadores de calor –normalmente, de placas–, líneas de transmisión y distribución aisladas, equipos de extracción de calor y generadores de apoyo para cubrir picos de demanda o bien para limitar el número de pozos.

Los fluidos geotérmicos procedentes de almacenes sedimentarios profundos generalmente contienen elevados contenidos de sales disueltas, motivo por el que no pueden conducirse directamente hasta los puntos de demanda final. Por ello, se utilizan intercambiadores que permiten la cesión del calor contenido en el fluido geotérmico a otro fluido (normalmente, agua), que forma parte de un circuito cerrado o secundario, correspondiente a la red de distribución a los puntos de demanda. El fluido geotérmico, tras ser bombeado al intercambiador y ceder su calor, se reinyecta en el yacimiento, con objeto de mantener la presión en el mismo y de evitar el deterioro ambiental que, dado su alto contenido salino, podría causar su vertido.

Además de elevadas cantidades de sales disueltas, el fluido geotérmico puede contener ciertos elementos y/o compuestos como el boro, arsénico, sulfuro de hidrógeno o CO_2 , que pueden generar problemas de corrosión y precipitación que dañen y obstruyan las tuberías, en cuyo caso puede hacerse necesaria su eliminación.

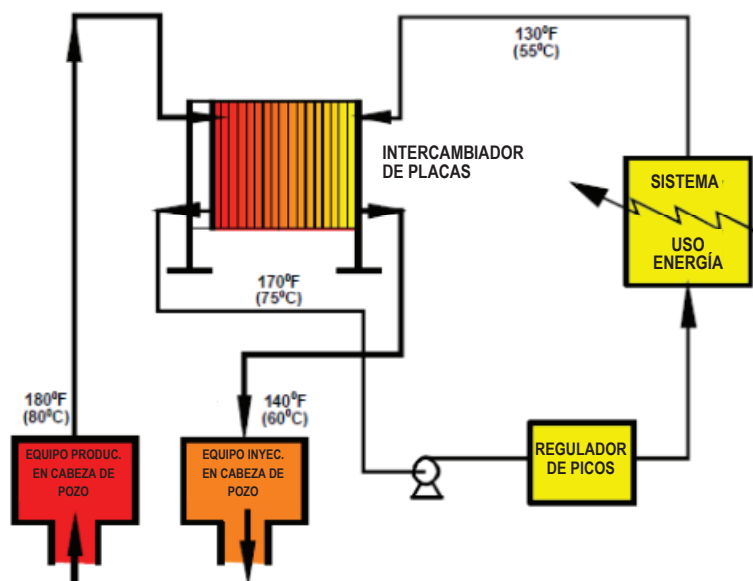


Figura 13. Esquema simplificado de un sistema de uso directo del calor geotérmico para calefacción

Fuente: KAGEL, A. *The State of Geothermal Technology - Part II: Surface Technology.* Geothermal Energy Association. January 2008.

La perforación de sondeos para el aprovechamiento de estos almacenes sedimentarios profundos puede realizarse mediante sistemas convencionales, idénticos a los empleados en investigaciones geológicas o geotécnicas. Los sondeos de extracción e inyección se pueden perforar en superficie a pocos metros de distancia entre sí, utilizando una sola plataforma de perforación. En profundidad, dichos sondeos pueden ser totalmente verticales o con un cierto grado de desviación. La separación en profundidad entre los dos sondeos debe determinarse previamente, con el fin de evitar que el avance del frente frío producido por la inyección del fluido alcance pueda llegar a afectar significativamente al pozo de extracción (la vida de un *doble* geotérmico suele ser de unos 20-25 años).

La figura 14 refleja esquemáticamente una explotación de este tipo aplicada a un sistema tipo *District Heating*, mediante el cual se presta servicio a un conjunto de edificaciones pertenecientes al sector residencial y de servicios. Este sistema comprende tres circuitos:

- *Circuito primario*, formado por el equipo de bombeo y acondicionamiento del fluido geotérmico –situado en la boca del sondeo de extracción–, un intercambiador de placas, que transfiere el calor al circuito de distribución, y el sistema de reinyección de agua fría al yacimiento.
- *Red de distribución*, constituida por un circuito cerrado de tuberías que distribuye el agua caliente a los puntos de demanda.

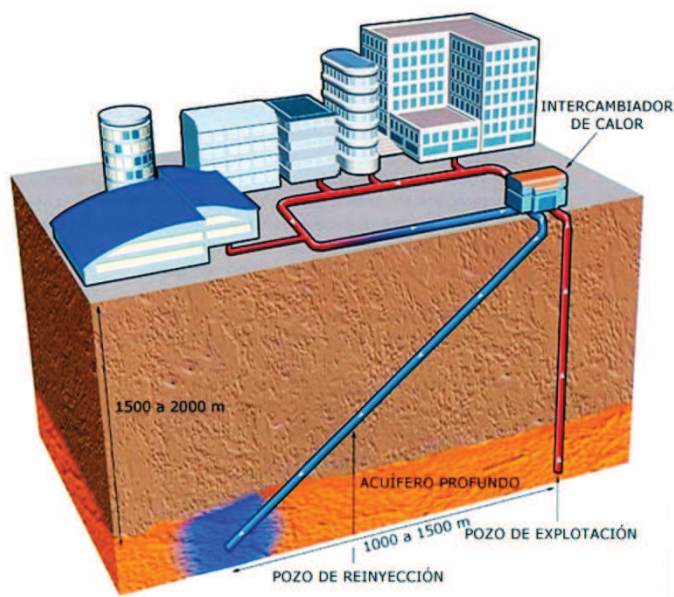


Figura 14. Aprovechamiento geotérmico para uso directo mediante un *doblete* de sondeos

Fuente: Llopis, G.; Rodrigo, V. *Guía de la Energía Geotérmica*. Comunidad de Madrid. 2008.

- *Circuito de distribución privado*, que se desglosa en otros dos circuitos, debido a su distinto nivel térmico: uno abierto de agua caliente sanitaria (ACS) formado por un intercambiador de calor, un depósito acumulador y un sistema de apoyo para suplir un posible déficit de calor geotérmico, y uno cerrado de calefacción, constituido por un intercambiador, las tuberías de distribución, los emisores de calor y un sistema de regulación y control.

Cabe señalar que los sistemas de climatización geotérmicos se adaptan mejor a las instalaciones de calefacción de baja temperatura –suelos radiantes o radiadores de baja temperatura– que a los sistemas tradicionales que emplean radiadores con agua a muy alta temperatura.

4.2 Tecnologías de aprovechamiento térmico en geotermia somera

Dada su estabilidad térmica frente a los cambios estacionales, el subsuelo, en sus primeros 100-200 metros, resulta un medio adecuado para proporcionar y almacenar energía térmica. El terreno presenta una conductividad térmica baja y una alta capacidad de almacenamiento de calor, de manera que su temperatura varía muy lentamente, tanto más cuanto mayor es la profundidad. Dicha temperatura se estabiliza a partir de unos 15-20 m de profundidad, pasando a estar controlada por el gradiente geotérmico, y manteniéndose prácticamente constante a lo largo de todo el año. En la figura 15 se observa un perfil de evolución en profundidad de la temperatura realizado en la localidad de Schwalbach (Alemania).

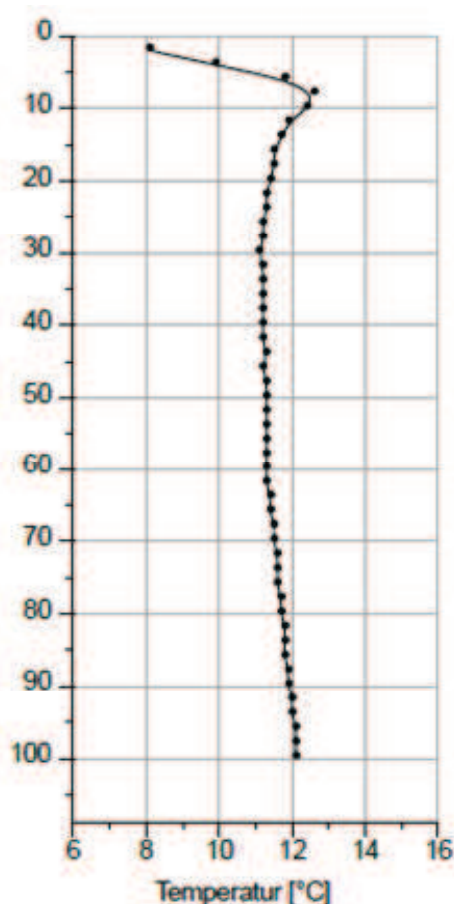


Figura 15. Evolución de la temperatura en profundidad en los 100 primeros metros (cortesía de UBeG GbR)

Las tecnologías para aprovechar esta energía almacenada en los primeros metros de la corteza terrestre son básicamente dos:

- *Bomba de calor geotérmica* (GHP: *Geothermal Heat Pump*).

- *Almacenamiento subterráneo de energía térmica* (UTES: *Underground Thermal Energy Storage*).

En ambos casos, las tecnologías desarrolladas para aprovechar el calor del subsuelo son función de la accesibilidad del recurso geotérmico, y pueden clasificarse en dos tipologías principales que, a su vez, incluyen diferentes subtipos:

- *Circuitos abiertos*, basados en el uso de aguas subterráneas extraídas de un acuífero para su aprovechamiento. En este caso, el agua subterránea es el medio de transporte del calor.

- *Circuitos cerrados*, cuyo fundamento es el empleo de un fluido –básicamente, agua con algún aditivo–, para extraer el calor de los materiales existentes a poca profundidad en el subsuelo. Implican la instalación de un intercambiador –vertical u horizontal– en el terreno para el aprovechamiento energético, cuya pared separa el fluido termoportador de la roca y del agua subterránea.

Habría que considerar una tercera categoría, a la que pertenecen los sistemas que no pueden incluirse, estrictamente, en ninguna de las dos indicadas. Serían aquéllos en los que existe cierta diferenciación entre el agua subterránea y el fluido termoportador, pero no hay ninguna barrera entre ellos, como es el caso de los que aprovechan las temperaturas de las aguas de minas o de obras subterráneas (túneles, etc.), con caudales suficientes para su explotación con fines energéticos.

Por último, la tabla 2 refleja un conjunto de datos de particular interés para valorar la importancia de los diferentes usos directos de la energía geotérmica a escala mundial, correspondientes al año 2010.

Usos	Año 2010		
	Capacidad instalada (MW _t)	Utilización (TJ/año)	Factor de capacidad*
Bomba de calor geotérmica	35.236	214.782	0,19
Calefacción de recintos	5.391	62.984	0,37
Calentamiento invernaderos	1.544	23.264	0,48
Calentamiento estanques acuicultura	653	11.521	0,56
Secado productos agrícolas	127	1.662	0,42
Usos industriales	533	11.746	0,70
Baño y natación	6.689	109.032	0,52
Refrigeración/fusión de nieve	368	2.126	0,18
Otros	41	956	0,73
Total	50.583	438.071	0,27

*Porcentaje equivalente de horas de funcionamiento anual a plena carga de un determinado tipo de instalación (p. ej., un factor de capacidad de 0,70 significa un 70% de horas/año de funcionamiento a plena carga, es decir, 6.132 horas/año equivalentes)

Tabla 2. Capacidad instalada, energía térmica utilizada y factor de capacidad correspondientes a usos directos de la energía geotérmica durante el año 2010

Fuente: Lund, J.W., & Others *Direct Utilization of Geothermal Energy 2010 Worldwide Review*. Proceedings World Geothermal Congress 2010 (Bali, Indonesia)

4.2.1 Bomba de calor geotérmica

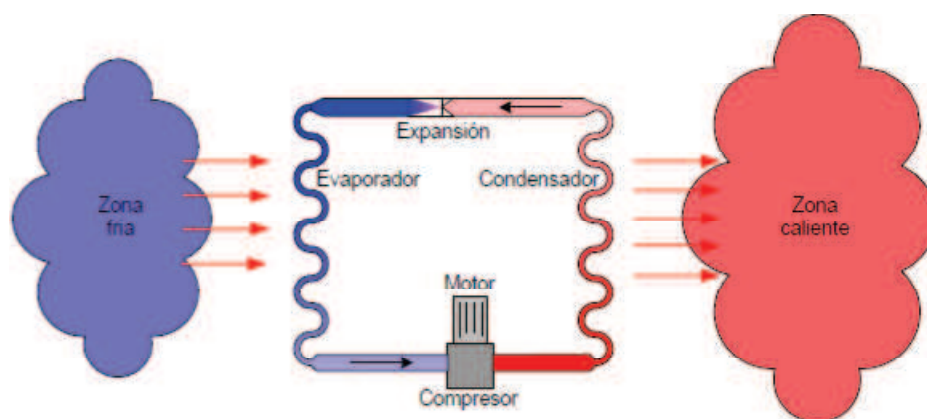
A. FUNDAMENTOS FÍSICOS

Una bomba de calor es una máquina que transfiere el calor desde un foco frío a otro caliente utilizando una cantidad de trabajo relativamente pequeña. Dado que, de forma natural, el calor fluiría en sentido contrario –del foco caliente al frío– hasta alcanzar un equilibrio de temperaturas, es necesario aportar energía para lo cual suele emplearse un compresor accionado por un motor. Las bombas de calor de uso más extendido están basadas en ciclos de compresión de un fluido refrigerante; sus componentes esenciales son los siguientes:

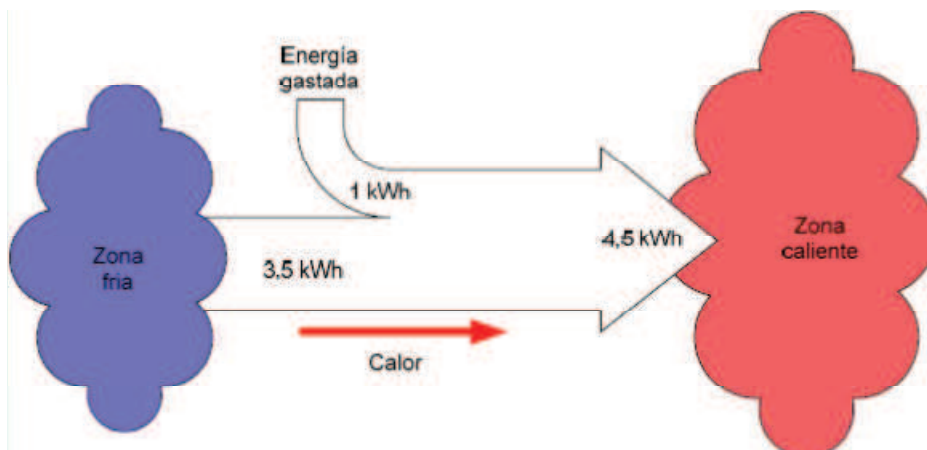
- El refrigerante: la sustancia que circula por la bomba de calor y que se encarga, alternativamente, de la absorción, transporte y liberación de calor.
- La válvula de inversión: controla la dirección del flujo del refrigerante en la bomba de calor.
- El evaporador: un intercambiador encargado de extraer el calor, en el cual el refrigerante absorbe el calor de su entorno y hierve para convertirse en vapor a baja temperatura.
- El compresor: comprime las moléculas del gas refrigerante, incrementando su temperatura.

- El condensador: un intercambiador encargado de ceder calor, en el que el refrigerante emite calor a su entorno y se transforma en un líquido.
- La válvula de expansión: libera la presión creada por el compresor.

La figura 16a refleja, mediante un esquema muy sencillo, el funcionamiento de una bomba de calor. La ventaja de estos dispositivos frente a otros sistemas reside, pues, en su capacidad para aprovechar la energía existente en el ambiente (foco frío) –en el aire, el agua o la tierra–, para proporcionar calor a las dependencias interiores (foco caliente) con una aportación relativamente pequeña de energía eléctrica. Cuando se realiza la transferencia de calor en sentido inverso, es decir, desde el recinto que requiere frío hacia el ambiente que se encuentra a temperatura superior, la bomba de calor trabaja en modo refrigeración.



(a)



(b)

Figura 16. Componentes básicos (a) y balance de energía (b) de una bomba de calor por compresión en régimen de calentamiento

Fuente: *Guía Técnica de Bombas de Calor Geotérmicas*. FENERCOM (2009)

Como cifras básicas de referencia se puede afirmar que, para una bomba de calor que opera en régimen de calefacción, por cada kWh de trabajo del compresor se introducen en el espacio a calentar 4,5 kWh de calor, de los cuales 3,5 kWh proceden del terreno, lo que significa que el consumo de energías convencionales es considerablemente inferior al de la energía geotérmica que se obtiene del subsuelo⁷ (ver figura 16b).

La figura 17 muestra sendos esquemas de funcionamiento de la bomba de calor en modo invierno (calefacción) y verano (refrigeración), en los que aparecen los diferentes componentes anteriormente descritos. Cuando la máquina opera en modo calefacción, en el evaporador el fluido refrigerante, a baja presión y temperatura, absorbe el calor transportado desde los colectores dispuestos en el subsuelo, que estarán recorridos por un fluido termoportador que puede ser la propia agua del acuífero (circuito abierto) o un fluido específico (circuito cerrado), generalmente una mezcla de agua y glicol (en azul en la figura 17a), éste último para evitar la congelación de la mezcla.

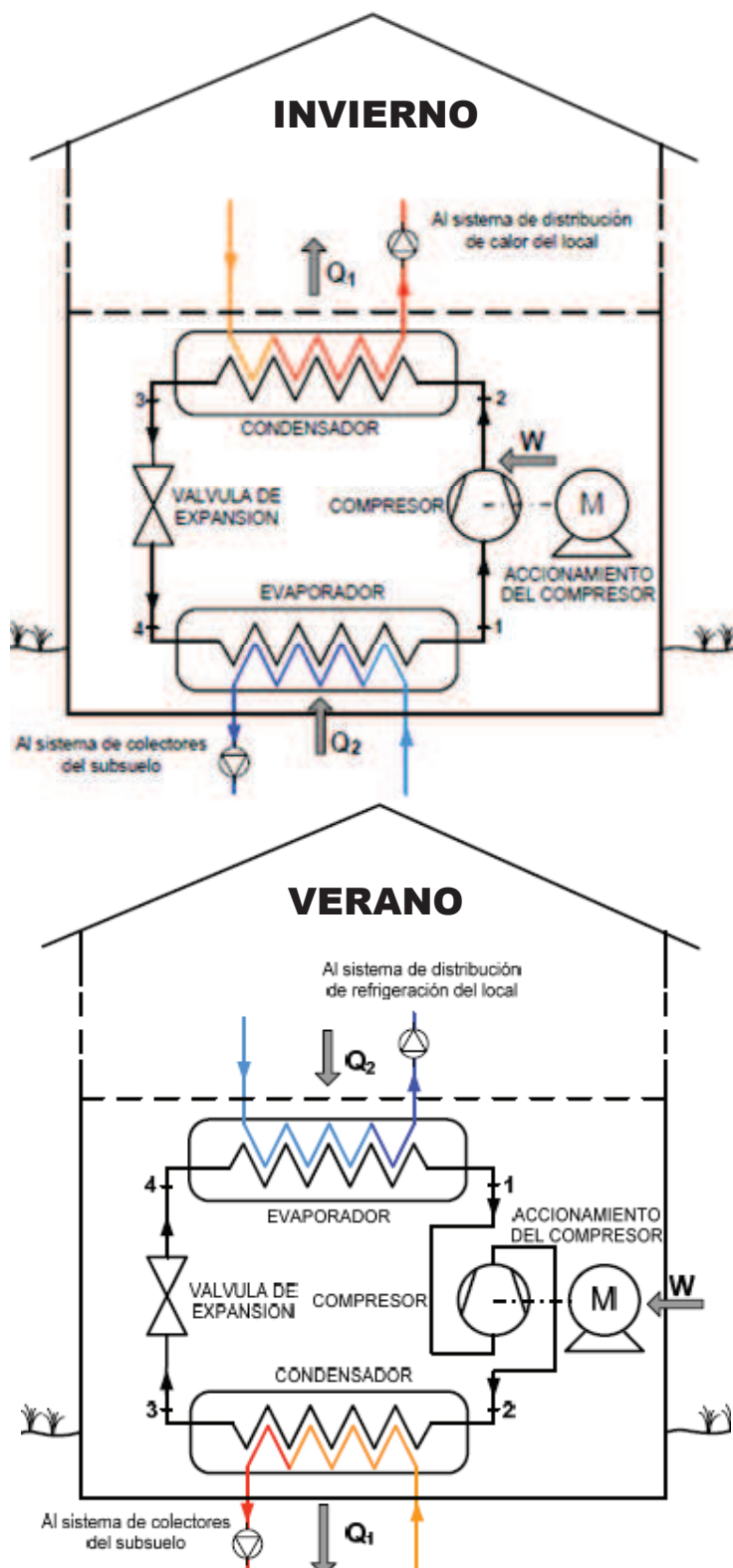
Al absorber el calor, el fluido refrigerante pasa del estado 4 al 1, evaporándose completamente a presión constante. A continuación, el refrigerante, ya en estado vapor, pasa a un compresor accionado por un motor, que eleva su presión, temperatura y contenido energético hasta el estado 2. El refrigerante pasa entonces al condensador, en el que cede a presión constante su energía en forma de calor al fluido de distribución de calefacción del recinto que se quiere calentar, como puede ser el agua que circula por los radiadores o por el suelo radiante (en rojo en la figura 17a). Debido a esta transformación, al salir del condensador –estado 3– el refrigerante vuelve a estado líquido, para pasar seguidamente a través de la válvula de expansión, donde se acondiciona el fluido rebajando su presión y temperatura hasta el estado 4, formado por una mezcla de vapor y líquido, con predominio de este último, completándose así el ciclo. La figura 17b muestra el funcionamiento de la bomba de calor en sentido inverso (modo refrigeración).

El calor Q_2 extraído al terreno a baja temperatura T_2 es recogido por el refrigerante en el evaporador para ser transportado hacia el interior del recinto. Sin embargo, para poder ceder ese calor a una temperatura más alta T_1 , es necesario subir la presión y temperatura del refrigerante por medio de un compresor, cuyo trabajo será recibido en forma de energía por el refrigerante. De este modo, el calor Q_1 finalmente cedido en el interior del recinto es mayor que el extraído al terreno, cumpliéndose que $Q_1 = Q_2 + W$.

El rendimiento o eficiencia energética de la bomba de calor es el ratio que indica la relación entre la potencia térmica producida por la bomba de calor y la potencia eléctrica consumida para suministrarla. En modo calefacción, el rendimiento de la bomba o COP (*Coefficient of Performance*) vendría, pues, definido como la cantidad de calor que se introduce en el recinto por cada kWh consumido en el compresor, es decir:

$$COP = \frac{Q_1}{W}$$

⁷ El consumo de electricidad de la bomba de calor geotérmica se cifra en 0,25-0,30 kWh por cada kWh de calefacción producido (Mands, E.; Sanner, B. *Shallow Geothermal Energy*. UBeG GbR, Zum Boden 6, D-35580 Wetzlar).



(a)

Figura 17. Bomba de calor geotérmica funcionando en modo calefacción (a) y refrigeración (b)

Fuente: *Guía Técnica de Bombas de Calor Geotérmicas*. FENERCOM (2009)

(b)

En modo refrigeración, el rendimiento de la bomba o EER (*Energy Efficiency Ratio*) vendría definido como la cantidad de calor que se consigue extraer del recinto a refrigerar por cada kWh consumido en el compresor, es decir:

$$EER = \frac{Q_2}{W}$$

Ello significa que, por ejemplo, para un COP = 5, de cada 5 kWh introducidos en el recinto, 4 procederían del terreno y 1 de la propia energía que consume el compresor, mientras que para un EER = 5, por cada kWh del compresor se consigue evacuar 4 kWh del interior del recinto a refrigerar.

En síntesis, la bomba de calor geotérmica extrae, pues, calor del subsuelo a una temperatura relativamente baja, aumentándola, mediante el consumo de energía eléctrica, para posibilitar su uso posterior en sistemas de calefacción. Asimismo, existe la opción de invertir el proceso en verano, inyectando en la tierra el calor absorbido en la refrigeración de la instalación a climatizar. Esta tecnología representa, en la mayoría de los casos, la única posibilidad de aprovechamiento de los recursos de muy baja entalpía ($T < 30\text{ }^{\circ}\text{C}$) asociados a la denominada *geotermia somera*, presentes prácticamente bajo cualquier terreno, y es, sin duda, la que mejor se adapta a las necesidades de climatización de edificios⁸, si bien también ofrece la posibilidad de aprovechar el calor residual de procesos industriales como foco frío, circunstancia que permite disponer de una fuente a temperatura conocida y constante que mejora el rendimiento del sistema.

Según se indicó anteriormente, los sistemas que conectan la bomba de calor geotérmica con el subsuelo son, básicamente, de dos tipos: abiertos o cerrados, si bien existen otras modalidades que también serán objeto de consideración en el presente documento. Su elección dependerá de diversos factores, tales como las características geológicas e hidrogeológicas del terreno, dimensiones y uso de la superficie disponible, existencia de fuentes potenciales de calor y demanda de calefacción y refrigeración de los edificios. La tabla 3 ofrece un resumen de las ventajas e inconvenientes de los sistemas abiertos (sondeos de extracción de aguas subterráneas) y los sistemas cerrados que emplean intercambiadores de calor verticales.

B. SISTEMAS ABIERTOS

Se caracterizan porque el agente portador del calor es el agua subterránea que actúa, además, como medio para el intercambio del mismo. Estos sistemas precisan, al menos, de dos sondeos: uno de extracción y otro de inyección. El rendimiento de los sondeos de extracción debe ser el necesario para garantizar a largo plazo el flujo nominal necesario para el funcionamiento de las bombas de calor asociadas al sistema; ello supone del orden de de 0,25 m³/h por cada kW de potencia térmica. Dicho rendimiento dependerá de las características geológicas locales. En el caso de que el conocimiento previo de estas últimas fuese

⁸ Según el Departamento de Energía de Estados Unidos, la bomba de calor geotérmica utiliza entre un 25% y un 50% menos de electricidad que los sistemas convencionales de calefacción y refrigeración, reduciendo el consumo energético –y las emisiones asociadas– de un 45% a un 70%, si se comparan con éstos.

insuficiente, sería necesario perforar un primer sondeo con el fin de realizar los oportunos ensayos de bombeo o, incluso, la aplicación de técnicas geofísicas; dicho sondeos se emplearía posteriormente como pozo de extracción o inyección.

SISTEMA ABIERTO (Sondeos de extracción de aguas subterráneas)	SISTEMA CERRADO (Intercambiadores de calor verticales)
Transporte de calor desde el subsuelo al pozo o viceversa por diferencia de presión (bombeo).	Transporte de calor desde el subsuelo al pozo o viceversa por diferencia de temperatura.
Ventajas: • Alta capacidad con un coste relativamente bajo • Temperatura de la fuente de calor relativamente alta / bajo nivel de la fuente fría.	Ventajas: • Sin mantenimiento regular. • Seguro. • Puede utilizarse prácticamente en cualquier lugar.
Desventajas: • Mantenimiento de los pozos. • Requiere de un acuífero con suficiente rendimiento. • La composición del agua debe ser investigada.	Desventajas: • Capacidad limitada por pozo. • Temperatura de la fuente de calor relativamente baja / alto nivel de la fuente fría.

Tabla 3. Ventajas e inconvenientes de los sistemas abiertos y cerrados

Fuente: *Geotrained training manual for designers of shallow geothermal systems*. GEOTRAINET, EFG, Brussels 2011

La calidad del agua subterránea puede tener una influencia considerable en el diseño y operación de la planta, especialmente en el caso de los pozos, por lo que debe ser objeto de una investigación previa.

Las aguas con un potencial rédox bajo y las que presentan contenidos apreciables de hierro y manganeso, deben ser objeto de especial atención con el fin de prevenir incrustaciones, al igual que la de pH elevado, para evitar la precipitación de carbonatos. Asimismo, debe valorarse el riesgo de corrosión de la instalación asociado a su contenido salino. En tal sentido, todos los elementos metálicos que entren en contacto con el agua subterránea, tales como bombas sumergidas, tuberías, accesorios y válvulas, intercambiadores de calor, etc. deberán ser resistentes a la corrosión. También podría ser necesaria la instalación de filtros para proteger los intercambiadores.

La figura 18 ofrece un sencillo esquema de aplicación de un sistema abierto al caso de una vivienda unifamiliar. Estos sistemas, bastante difundidos en España –sobre todo en zonas con acuíferos aluviales con buenas productividades y niveles piezométricos someros–, son sencillos, con bajos costes de inversión y elevados rendimientos, aunque con el inconveniente de que su explotación está sujeta a una tramitación administrativa compleja y dilatada.

C. SISTEMAS CERRADOS

Se basan en el empleo de intercambiadores enterrados que aprovechan el calor acumulado en los materiales de los niveles más superficiales de la corteza terrestre. En el interior de dichos intercambiadores circula, en circuito cerrado, un fluido termoportador –en los sistemas abiertos era el agua subterránea–, que cede la energía captada del subsuelo a la bomba de calor y

viceversa. Obviamente, en estos sistemas las propiedades térmicas del terreno desempeñan un papel esencial.

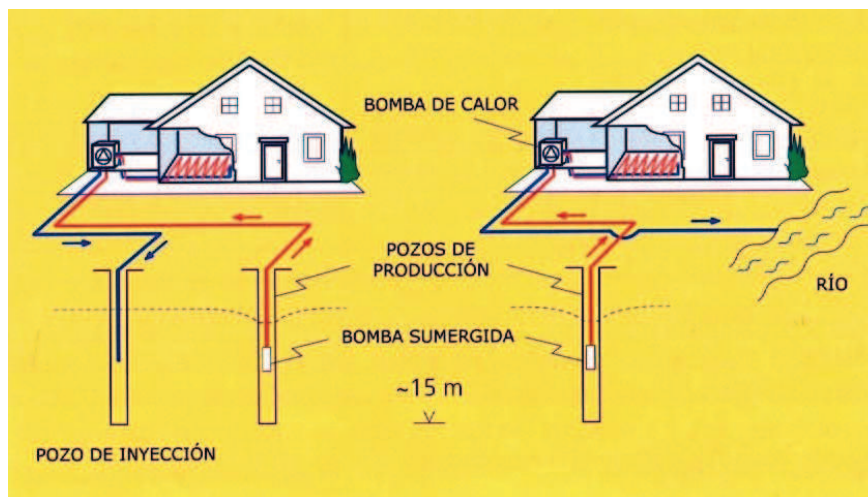


Figura 18. Diagramas de funcionamiento de una bomba de calor geotérmica en sistema abierto

Fuente: Llopis Trillo, G.; Rodrigo Angulo, V. *Guía de la Energía Geotérmica*. Comunidad de Madrid. 2008

La energía aportada por la radiación solar, precipitaciones y otros efectos atmosféricos es transferida diariamente a y desde la superficie de la tierra, produciéndose un equilibrio térmico. Como consecuencia de este equilibrio, la temperatura del suelo a ciertas profundidades –aproximadamente 10 metros– se mantiene constante y se aproxima a la temperatura media anual del aire ambiente en esa zona concreta. En este tramo superior la temperatura variará dependiendo de la profundidad y de las propiedades térmicas del suelo, a saber: la conductividad térmica⁹, la capacidad calorífica¹⁰ y la difusividad térmica¹¹. En la literatura pueden encontrarse tabla de valores de los dos primeros parámetros para una amplia variedad de rocas y materiales.

Hasta una profundidad de unos 50 m, la temperatura del terreno es básicamente constante, y viene determinada por el intercambio térmico con la atmósfera y el sol, así como, en su caso, por la presencia de aguas subterráneas. Por debajo de dicha profundidad y hasta unos 100 m existe un gradiente geotérmico variable, al estar aún las temperaturas bajo la influencia de dichos fenómenos de intercambio superficial.

⁹ La conductividad térmica es una propiedad característica de cada material que indica su capacidad para conducir calor. Se puede definir como el calor que atraviesa en la dirección x un espesor de 1 m del material como consecuencia de una diferencia de 1 grado entre los extremos opuestos. Se expresa en $W/m^{\circ}C$ o W/mK .

¹⁰ Se denomina capacidad térmica o calorífica al cociente entre el calor que se suministra a un sistema y la variación de temperatura provocada. Se expresa en J/m^3K .

¹¹ La difusividad térmica se define como el ratio entre la capacidad de conducción del terreno y la capacidad térmica del terreno. Se expresa en m^2/s .

A partir de 100 m suele establecerse ya un gradiente geotérmico claro, lo que deviene en un incremento de la temperatura con la profundidad. Dicho incremento puede ser muy variable según las condiciones tectónicas y propiedades térmicas de los materiales –unos 15-30 °C/km en áreas tectónicamente estables y medios sedimentarios– y, además, puede presentar, según las zonas, una considerable heterogeneidad incluso sobre distancias horizontales pequeñas. Estas circunstancias deberán tenerse en cuenta a la hora de diseñar y dimensionar los intercambiadores geotérmicos para aplicaciones de muy baja entalpía basados en sistemas verticales cuya profundidad exceda de los 100 m.

Los múltiples factores que definen el diseño de los intercambiadores de calor enterrados hacen factibles distintas variantes para un mismo sistema, entre las que debe seleccionarse la que mejor se adecúe al proyecto que se pretenda realizar, así como la que proporcione el máximo rendimiento de la instalación al menor coste posible. El mercado ofrece diversos programas comerciales de diseño de estos dispositivos; entre ellos, el propuesto por la International Ground Source Heat Pump Association (IGSHPA) puede considerarse como una buena referencia metodológica, y como tal fue escogido por el IDAE para su *Guía técnica de diseño de sistemas de bomba de calor geotérmica*.

El método IGSHPA considera que un intercambiador de calor que cede calor al suelo se comporta como una fuente de calor con un espesor pequeño y una longitud infinita, y por tanto sólo cede calor en el sentido radial. Es un método de cálculo estático que asume que el sistema funciona durante un tiempo determinado a una carga constante y con el suelo a la temperatura más desfavorable, es decir, el mes de enero para calefacción y el mes de julio para refrigeración, y con una temperatura de agua fija. Durante los restantes meses, la temperatura del aire será más moderada y, por lo tanto, la carga calorífica o frigorífica será menor. Además, el suelo no estará tan frío (en invierno) o tan caliente (en verano), lo que hará que la temperatura del agua sea más moderada y el sistema funcionará con un mayor rendimiento.

Las especificaciones de la bomba de calor fijan varios parámetros de diseño del intercambiador de calor enterrado, en la medida en que determinan el calor intercambiado con el suelo y el caudal circulante por el intercambiador, además de fijar el rendimiento del sistema (COP) de acuerdo con sus curvas características de potencia-temperatura. La selección de la bomba de calor se realiza a partir de un cálculo de cargas térmicas de acuerdo a las exigencias de diseño y dimensionado especificadas en el Reglamento de Instalaciones Térmicas (RITE).

Los intercambiadores de calor en circuito cerrado suelen clasificarse en dos grupos según su disposición en el terreno: horizontales y verticales.

- **Intercambiadores horizontales.** Son los sistemas cerrados más fáciles de instalar, si bien para alcanzar el rendimiento proyectado requieren de superficies de terreno suficientemente amplias. Por ello, muy rara vez se utilizan en las instalaciones urbanas o suburbanas mientras que, en entornos rurales o en regiones de baja densidad de desarrollo, estos intercambiadores pueden tener ventajas sobre los colectores geotérmicos verticales. De hecho, la mayoría de los proyectos basados en intercambiadores horizontales se refieren a viviendas unifamiliares o a pequeñas instalaciones comerciales, mientras que los sistemas verticales son apropiados para grandes instalaciones, puesto

que permiten una perfecta integración en la edificación sin comprometer grandes superficies de terreno.

En los sistemas horizontales, la realización de complejos análisis térmicos para diseñar los colectores no resulta justificada, entre otros motivos debido a que las mediciones de temperatura a corto plazo resultan, en estos casos, escasamente útiles, por cuanto están fuertemente condicionadas por las variaciones estacionales. En la práctica, la información que es imprescindible conocer para diseñar un sistema de colectores horizontales es, básicamente, la siguiente:

- Energía térmica que se necesita importar y exportar anualmente para satisfacer la demanda.
- Promedios de temperatura, radiación solar global, lluvia y nieve en la zona.
- Características del suelo.
- Productividad térmica estimada del suelo y posibilidad de mejorarla.
- Adecuación de la superficie de terreno disponible para proporcionar un rendimiento aceptable de la bomba de calor geotérmica.

Los intercambiadores horizontales pueden clasificarse de diferentes modos. Considerando el número de tubos, los hay sencillos, dobles, etc. y, según la dirección del fluido, se construyen en serie o en paralelo (figura 19). Asimismo, hay que citar las configuraciones tipo *slinky*, una variante de la horizontal consistente en disponer la tubería formando bucles o espiras, al objeto de poder instalar la mayor longitud de intercambiador con la menor excavación posible.

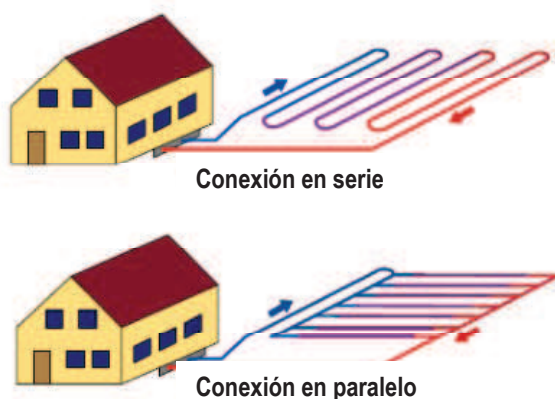


Figura 19. Sistema cerrado con intercambiador de calor horizontal en serie y en paralelo
Fuente: Mands, E., Sanner, B. *Shallow Geothermal Energy*. UBeG GbR, Zum Boden 6, D-35580 Wetzlar

En estas distribuciones con alta densidad de tuberías, lo habitual es retirar completamente la capa superficial del terreno, colocar las conducciones y, finalmente, cubrirlas con la

tierra retirada. En el Norte de Europa y de América, donde el terreno es más barato, se prefiere un circuito más amplio, con tuberías situadas en zanjas (figura 20).



Figura 20. Sistema cerrado con intercambiador de calor horizontal de un bucle
 Fuente: Mands, E., Sanner, B. *Shallow Geothermal Energy*. UBeG GbR, Zum Boden 6, D-35580 Wetzlar

Las tuberías, normalmente de polietileno, de 25 a 40 mm de diámetro, por las que circula el líquido de intercambio térmico –agua o agua glicolada– se instalan en zanjas a una profundidad mínima de 0,90 metros, en disposiciones que incluyen hasta seis tubos por zanja, si bien lo habitual es que sólo se coloquen dos.

Para solventar los problemas de espacio que, en ocasiones, se plantean con este tipo de colectores, se han desarrollado unos intercambiadores de calor especiales especialmente adecuados para sistemas que trabajan con bombas de calor para usos en calefacción y refrigeración. Un tipo de estos intercambiadores, los de tipo *slinky* antes citados, se basa en la colocación de bobinas de polietileno en el terreno, extendiendo las sucesivas espiras e intercalando tierra seleccionada o arena (figura 21). Dichas espiras pueden disponerse horizontalmente, en una zanja ancha, o verticalmente, en una zanja estrecha.

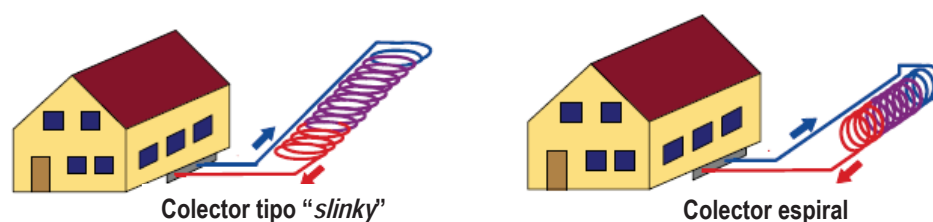


Figura 21. Sistemas cerrados con intercambiadores de calor de tipo bobina
 Fuente: Mands, E., Sanner, B. *Shallow Geothermal Energy*. UBeG GbR, Zum Boden 6, D-35580 Wetzlar

Estos colectores son ampliamente utilizados en EEUU pero sólo uno de sus tipos, el colector en zanja (*trench collector*), ha alcanzado cierta difusión en Europa, sobre todo en Austria y en el Sur de Alemania. En este caso, varias tuberías de pequeño diámetro se sujetan a las paredes inclinadas de una zanja, a varios metros de profundidad (figura 22).



Colector en zanja

Figura 22. Sistema cerrado con colector en zanja

 Fuente: Mands, E.; Sanner, B. *Geothermal Heat Pumps*. UBeG GbR, Zum Boden 6, D-35580 Wetzlar.

La incidencia de la radiación solar sobre la superficie terrestre constituye el principal medio de recarga térmica de estos sistemas, por lo que es importante no cubrir la superficie situada por encima de las tuberías situadas en el terreno. Normalmente, estos sistemas tienen un coste inferior al que supone la perforación de sondeos, pero presentan el inconveniente de requerir una considerable superficie con espesores *ripables* superiores a 1 metro, lo que no siempre es fácil de conseguir, además de estar sometidos a importantes variaciones de temperatura y humedad que afectan al rendimiento estacional.

Una variante de los sistemas cerrados con intercambiador horizontal son los denominados **sistemas de expansión directa**, en los que el intercambio térmico se realiza mediante la circulación del fluido refrigerante –el medio de trabajo de la bomba de calor– directamente por el circuito situado en el terreno. La ventaja de esta tecnología, limitada a las unidades más pequeñas, es que evita uno de los procesos de intercambio de calor, ofreciendo, de este modo, la posibilidad de mejorar la eficacia del sistema. En Francia y Austria, la expansión directa también se ha combinado con la condensación directa en los sistemas de calefacción de suelos. La figura 23 ofrece algunas imágenes de intercambiadores horizontales enterrados.

- **Intercambiadores verticales.** Los sistemas cerrados con intercambiador vertical requieren la perforación de sondeos de profundidad variable –normalmente, entre 60 y 200 metros– y pequeño diámetro –de 10 a 15 cm–, en los que se introducen colectores de calor –un doble tubo en el caso más sencillo– por los que circula el fluido termoportador. Estos dispositivos verticales de captación de calor se denominan **sondas geotérmicas** (figura 24).

La transferencia de calor entre el fluido termoportador y el terreno circundante depende de la disposición del circuito, del calor transferido por convección en los conductos y de las propiedades térmicas de los distintos materiales implicados en el proceso térmico. Las resistencias térmicas asociadas con estos diferentes elementos pueden agruparse en dos: la resistencia térmica entre el fluido portador de calor y la pared del pozo –comúnmente denominada como *resistencia térmica del pozo*–, y la resistencia térmica del terreno que rodea a dicha pared. Es importante señalar que la influencia del tipo seleccionado de intercambiador de calor del pozo es baja en comparación con la influencia del terreno circundante.



Intercambiador horizontal de lazo simple



Intercambiador horizontal en bucles de tipología *slinky* horizontal

Figura 23. Intercambiadores horizontales

Fuente: *Guía técnica de diseño de sistemas de bomba de calor geotérmica* (IDAE – 2008)

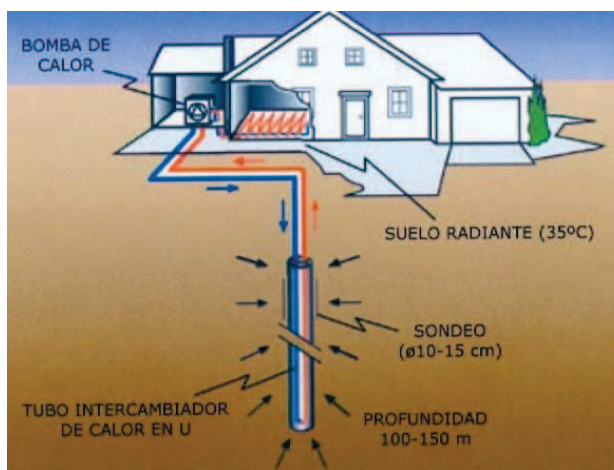


Figura 24. Sonda geotérmica

Fuente: Llopis Trillo, G.; Rodrigo Angulo, V. *Guía de la Energía Geotérmica*. Comunidad de Madrid. 2008.

La fuente de recarga de la energía térmica captada por los intercambiadores verticales es, en la zona superficial, la radiación solar y, en la zona inferior, el flujo de calor geotérmico, con cierta influencia, en su caso, del agua subterránea circulante –poco importante en la mayoría de los casos– o de las aguas percoladas. Durante el funcionamiento de la bomba de calor geotérmica, se registra un descenso de la temperatura del terreno en torno al sondeo, al que hay que unir el derivado de la resistencia térmica del propio sondeo antes

mencionada, del que son responsables el material de relleno del mismo y las paredes del intercambiador.

Para reducir las pérdidas de temperatura en los sondeos, éstos deben rellenarse con algún material que favorezca la transmisión de calor a los tubos captadores situados en su interior, además de la circulación del agua que pudiera haber en el terreno debido a la existencia de algún nivel freático a poca profundidad, o bien a la presencia de aguas someras procedentes de filtraciones de agua de lluvia. Teniendo en cuenta que la presencia de agua en el terreno aumenta considerablemente la capacidad para transmitir el calor geotérmico, en el caso de que en el sondeo no la haya, lo más recomendable es un relleno de gravas, arenas permeables u otros materiales térmicamente mejorados para incrementar la conductividad térmica y disminuir las referidas pérdidas.

Para el diseño de una sonda geotérmica, se requiere el conocimiento previo de la conductividad térmica del terreno, la humedad natural del suelo, la presencia o no de aguas subterráneas y el tipo de requerimientos de la instalación prevista. Además, resulta clave la potencia de extracción de calor por metro lineal de sonda. En los casos en que se precisan potencias mayores a las habituales –entre 20 y 70 W/m–, pueden emplearse **campos de sondas geotérmicas**, en número de 4 a 50 y profundidades que oscilan entre 50 y 200 metros, dependiendo de la potencia requerida y de las condiciones geológicas locales. Los colectores de las sondas pueden disponerse junto a las edificaciones o debajo de ellas, o bien pueden situarse en el exterior, en zanjas realizadas en el terreno (figura 25). Los campos de sondas geotérmicas pueden constituir una base adecuada para los sistemas de almacenamiento subterráneo de energía térmica, a los que se hará referencia más adelante.

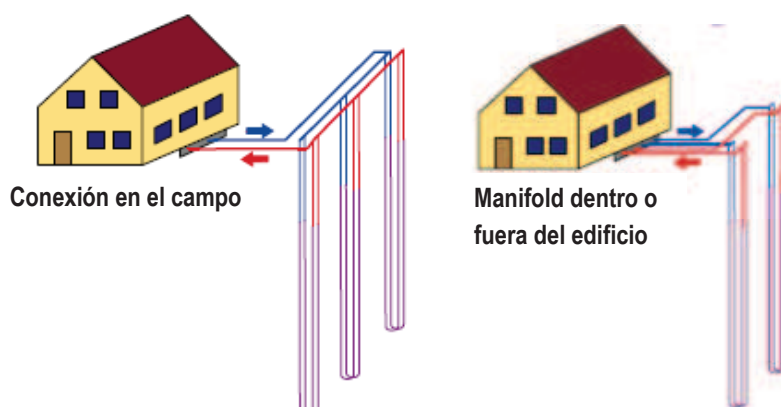


Figura 25. Intercambiadores verticales en sondeos (sondas geotérmicas)

Fuente: Mands, E.; Sanner, B. *Geothermal Heat Pumps*. UBeG GbR, Zum Boden 6, D-35580 Wetzlar.

Las instalaciones que disponen de bomba de calor acoplada a circuitos cerrados con intercambiadores verticales son de dimensiones muy variadas: desde viviendas unifamiliares con un solo intercambiador hasta grandes edificios que requieren campos con un importante número de sondas geotérmicas. Una de las instalaciones con mayor

número de intercambiadores verticales instalados en Europa para dar servicio a un único edificio corresponde a las oficinas centrales de Control del Tráfico Aéreo Alemán (*Deutsche Flugsicherung*): un total de 154 perforaciones de 70 m de profundidad cada una.

Para el diseño de intercambiadores verticales conectados a instalaciones individuales o de pequeño tamaño puede recurrirse a tablas, datos empíricos y normas generales (las hay en Suiza y Alemania), mientras que, en el caso de instalaciones de mayor envergadura, es necesario calcular el número y la longitud de los dispositivos necesarios (existen diversos programas en el mercado). Para un número considerable de instalaciones de pequeña envergadura –por ejemplo, una comunidad de 60 viviendas unifamiliares con dos sondas geotérmicas por vivienda–, cuanto menor sea la distancia entre perforaciones, mayor deberá ser la profundidad de los intercambiadores.

Los tubos captadores a instalar en el interior del sondeo pueden presentar distintas configuraciones que, básicamente, se ajustan a los siguientes tipos básicos:

- **Con tubos en U.** El sistema de captación consiste en un par de tubos unidos en su base mediante un codo de 180°, cuyas salidas se conectan al circuito primario de las bombas de calor geotérmicas. En cada sondeo pueden instalarse, dependiendo de su diámetro de perforación, hasta cuatro de estos pares de tubos en U, existiendo también la posibilidad de dar a estos pares un mayor recorrido a lo largo de varias sondas (figura 26). La ventaja de esta configuración es el bajo coste del material de los tubos, circunstancia que ha contribuido a que los intercambiadores verticales de este tipo sean los más utilizados en Europa.

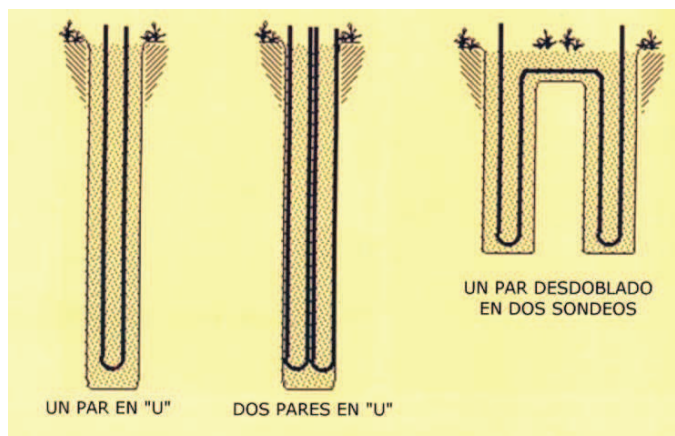


Figura 26. Tipos de instalación de tubos captadores verticales en sondas geotérmicas

Fuente: Llopis, G.; Rodrigo, V. *Guía de la Energía Geotérmica*. Comunidad de Madrid. 2008

- **Con tubos coaxiales.** El sistema de captación, en su disposición más simple, consta de dos tubos concéntricos de diferente diámetro. Existen configuraciones más complejas que incluyen un mayor número de tubos colectores (figura 27).



Figura 27. Secciones de diferentes tipos de intercambiadores verticales

Fuente: Mands, E.; Sanner, B. *Geothermal Heat Pumps*. UBeG GbR, Zum Boden 6, D-35580 Wetzlar.

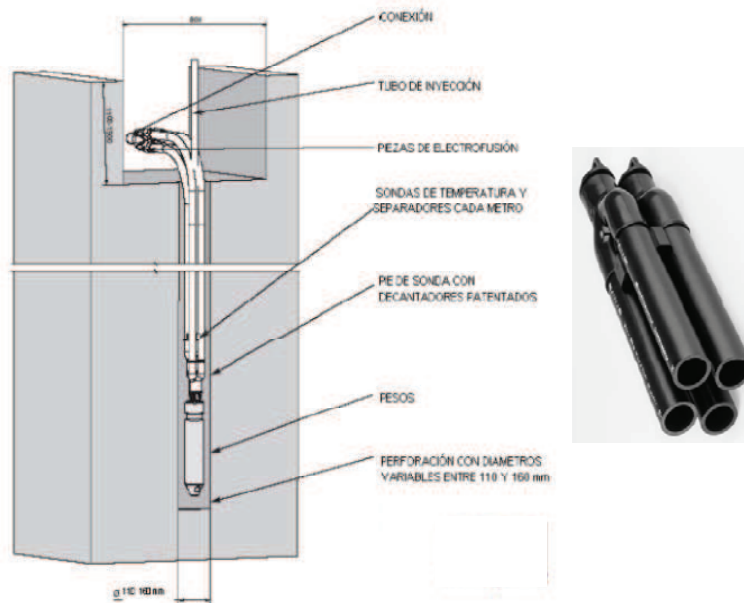
Los intercambiadores de calor del pozo suelen suministrarse prefabricados. Están formados por tuberías de polietileno o polipropileno, cuyo diámetro varía normalmente entre 3/4" (25 mm) y 2" (63 mm), en función del caudal circulante y la longitud del circuito (ver imágenes de la figura 28). Su instalación habitualmente corre a cargo de la propia empresa de perforación.

La estabilidad de la temperatura en los primeros metros del subsuelo, hecho ya señalado con anterioridad, permite el aprovechamiento de la energía térmica transmitida desde el interior de la Tierra hasta las capas más superficiales de la corteza terrestre, mediante los captadores ubicados en las perforaciones. Esta circunstancia y el bajo índice de ocupación del terreno que presenta este sistema se muestran como las principales ventajas del mismo. Su principal inconveniente son los costes iniciales de implantación.

D. PILOTES GEOTÉRMICOS

Reciben también el nombre de *cimientos geotérmicos*, *energéticos* o *termoactivos*, *geoestructuras* o *pilotes intercambiadores de calor*. Constituyen una variante de los sistemas cerrados, que aprovecha las estructuras de cimentación profunda de los edificios para captar y disipar la energía térmica del/al terreno. En este caso, los propios pilotes de la cimentación – piezas de hormigón armado – actúan como sondas geotérmicas, lo que convierte a la estructura en un campo de sondas (figura 29a). Los pilotes utilizados pueden ser prefabricados o montados *in situ*, con diámetros que varían entre 40 cm y más de 1 m. También puede aplicarse en zapatas, losas, muros pantalla, etc.

Este sistema se basa en insertar en la totalidad o en una parte de los pilotes, una red de tubos de polietileno, propileno o PVC en forma de conductos en U, por los que se hace circular agua con un anticongelante, que se conectan en circuito cerrado a una bomba de calor o a una máquina de refrigeración. En cada pilote, sujetos a la armadura metálica de éste, pueden situarse varios pares de tubos independientes (figura 29b), que convergen en superficie en un colector común. Una vez colocada la armadura del pilote en la excavación, éste se rellena con hormigón, de forma maciza o dejando el centro hueco.

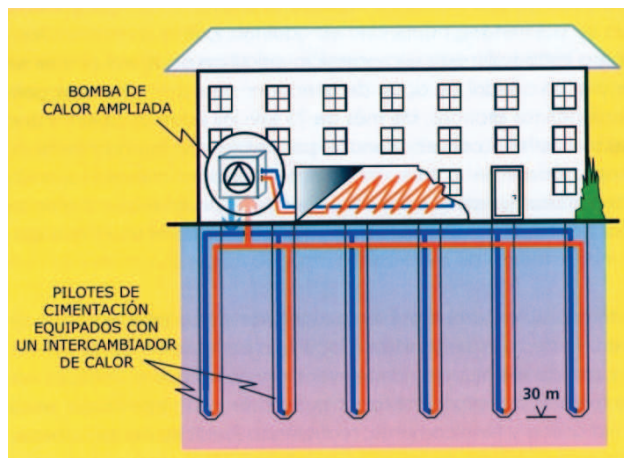


Fuente: European Geothermal Energy Council

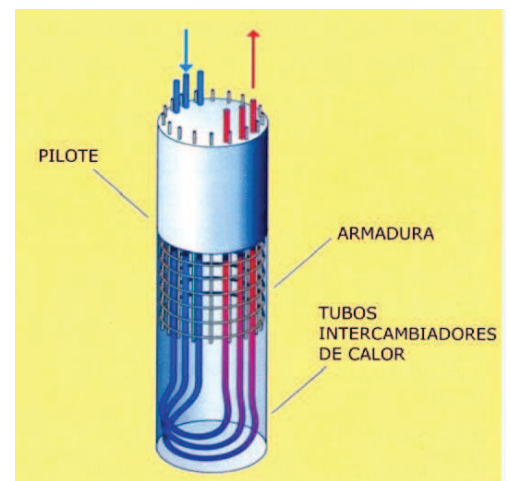


Fuente: *Guía Técnica de Bombas de Calor Geotérmicas*. FENERCOM (2009)

Figura 28. Imágenes de intercambiadores de calor verticales



(a) Sistema de cimentaciones energéticas



(b) Tubos intercambiadores de calor integrados en un pilote para cimentación

Figura 29. Pilotes geotérmicos

Fuente: Llopis, G.; Rodrigo, V. *Guía de la Energía Geotérmica*. Comunidad de Madrid. 2008

La red de tubos intercambiadores constituye la alimentación a la bomba de calor geotérmica –una o varias, en función de las necesidades del edificio–, conformando la instalación de climatización e, incluso, de agua caliente sanitaria.

Para realizar un proyecto de cimentación termoactiva es preciso integrar esta tecnología dentro de la propia planificación de la obra desde el primer momento. Asimismo, es necesario conocer en detalle las condiciones mecánicas del suelo, las características hidrogeológicas del emplazamiento así como los distintos sistemas de cimentación a utilizar. Para lograr el máximo aprovechamiento del recurso geotérmico, se debe realizar una simulación tridimensional de todas las condiciones dinámicas que intervienen en el proyecto, así como realizar un estudio energético detallado del proyecto geotérmico completo, incluyendo la bomba de calor y los restantes subsistemas. La figura 30 ofrece varias imágenes de estos sistemas.

Esta tecnología que, años atrás, solo se utilizaba en viviendas individuales y plurifamiliares, es, en la actualidad, una de las más empleadas para calentar y refrigerar edificios de grandes dimensiones. Ofrece, como ventajas, un considerable ahorro de trabajo, al desarrollarse de forma conjunta los proyectos de climatización y de construcción, así como de espacio, al situarse todo el circuito de intercambio debajo del edificio a climatizar. Su principal inconveniente es la dificultad –prácticamente, imposibilidad– que presenta la reparación de los tubos captadores una vez instalado y hormigonado el pilote. Por este motivo, lo habitual es sobredimensionar el número de pares de tubos captadores para, en caso de que alguno quede inutilizado, contar con el mínimo necesario para garantizar el suministro de calor a las bombas geotérmicas.

También es posible embutir tubos captadores que alimenten bombas de calor geotérmicas en estructuras de sostenimiento lateral o de bóveda de túneles de ferrocarriles subterráneos que circulan bajo grandes ciudades, con el objetivo de climatizar las propias estaciones o los edificios situados en zonas próximas. La climatización de la estación U2/3 Praterstern del ferrocarril subterráneo de Viena constituye un ejemplo de esta aplicación.

E. OTROS SISTEMAS

En este grupo se incluyen los sistemas que no pueden calificarse, de forma categórica, como abiertos o cerrados. Sería el caso de los *pozos de tipo columna* y de los aprovechamientos de aguas de minas y túneles.

- **Pozos de tipo columna.-** El agua se bombea desde un pozo y, tras abandonar la bomba de calor, se devuelve al mismo a través de la grava que rellena el anular del sondeo (figura 31). Los pozos de este tipo necesitan alcanzar cierta profundidad para que el aporte de energía sea suficiente para que el agua no se congele, de modo que, en la mayoría de las instalaciones, las perforaciones tienen varios cientos de metros de profundidad. Se conocen ejemplos en Europa (Suiza y Alemania) y en EEUU. Considerando los costes perforación, esta tecnología no resulta adecuada para pequeñas instalaciones.



(a) Vista axial de un pilote activado con sondas geotérmicas



(b) Activación de la solera de la universidad femenina de Ewha de Seúl (Corea del Sur)

Figura 30. Cimentaciones geotérmicas

Fuente: Guía Técnica sobre Pilotes Geotérmicos. FENERCOM (2009)



Figura 31. Pozo tipo columna

Fuente: Mands, E.; Sanner, B. *Geothermal Heat Pumps*. UBeG GbR, Zum Boden 6, D-35580 Wetzlar

- **Aguas de minas y túneles.-** Se trata de aguas subterráneas procedentes de grandes obras de tunelación, que atraviesan macizos rocosos y cortan los correspondientes niveles. Por ello, su temperatura se mantiene constante durante todo el año y es fácilmente accesible. Estas aguas pueden llegar a constituir un potencial geotérmico importante, como sucede en Suiza, donde alcanzan, en grandes túneles, temperaturas de hasta 30 °C. Este país ofrece varios e interesantes ejemplos, como es, en la localidad suiza de Oberwald, el acceso oeste del túnel ferroviario de Furka, donde las aguas de éste (5.400 l/min de caudal y 16 °C de temperatura) se transportan por gravedad hasta la ciudad para su aprovechamiento en la climatización de apartamentos y de un centro deportivo. Igualmente, en Airolo, también en Suiza, el agua del túnel de la carretera de Gotthard (6.700 l/min a 17 °C) constituye la fuente de calor que alimenta una bomba geotérmica instalada para climatizar el centro de mantenimiento de la carretera.

Las antiguas explotaciones mineras subterráneas representan un caso particular de este tipo de aprovechamientos, pues muchas de ellas proporcionan aguas subterráneas con un considerable potencial geotérmico. Cabe citar, como ejemplo, el Proyecto Barredo, en Asturias, que prevé concentrar las aguas de varios pozos cerrados o en vías de cierre en un solo caudal, que se estima alcanzará los 10 hm³/año, a una temperatura de 20 °C, para uso en una bomba geotérmica destinada a la calefacción de instalaciones. Otro ejemplo es el de Ehrenfriedersdorf (Alemania), donde se aprovecha el agua de una mina de estaño abandonada en la instalación de climatización de una escuela (figura 32).

- **Sistemas tierra-aire.-** Permiten el pretratamiento del aire de renovación del sistema de ventilación de un edificio, mediante su circulación por un conjunto de tuberías enterradas –los denominados *pozos provenzales* o *pozos canadienses*–, que permiten, con un mínimo consumo, reducir el salto térmico existente entre el exterior y el interior del edificio. El aire así pre-acondicionado se conduce al recuperador de calor y a las climatizadoras reduciendo la carga térmica de la ventilación de manera notable. El edificio industrial y administrativo *Schwerzenbacherhof*, cerca de Zurich (Suiza), constituye un ejemplo de aplicación de estos sistemas, cuyo uso aún no está muy extendido.

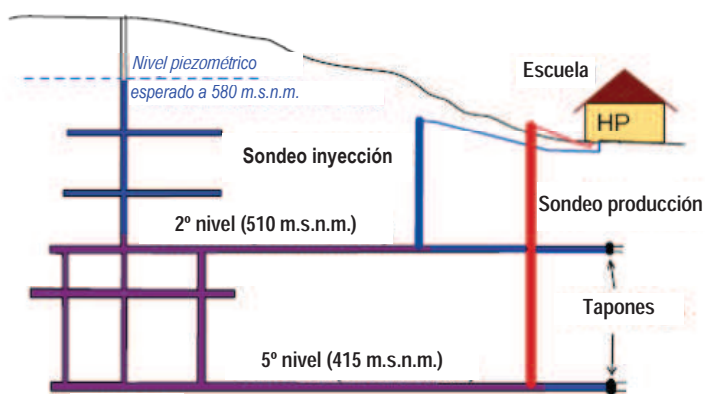


Figura 32. Funcionamiento de una bomba de calor geotérmica con agua de mina
Fuente: Mands, E.; Sanner, B. *Geothermal Heat Pumps*. UBeG GbR, Zum Boden 6, D-35580 Wetzlar

4.2.2 Sistemas de almacenamiento subterráneo de energía térmica

Mientras las bombas de calor permiten aumentar o disminuir la temperatura procedente de una fuente de calor geotérmico a un nivel utilizable, los sistemas de almacenamiento subterráneo de energía térmica, conocidos en inglés como *Underground Thermal Energy Storage* (UTES), aumentan o disminuyen la temperatura del suelo mediante el almacenamiento o la extracción de calor. En la tabla 4 se ofrece una valoración de la aplicabilidad de uno y otro sistema en función de las condiciones climáticas:

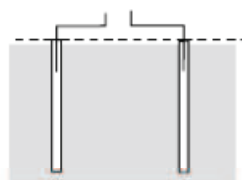
Tipo de clima	Condiciones Climáticas	Bomba de calor	Almacenamiento subterráneo
Tropical	Calor. Sin estaciones.	No aplicable	No aplicable
Árido	Calor. Noches frías.	No aplicable	Almacenamiento de frío noche/día
Mediterráneo	Veranos calurosos. Inviernos suaves	Ocasionalmente aplicable	Almacenamiento estacional de calor y frío
Marino	Veranos calurosos. Inviernos más fríos	Aplicable	Almacenamiento estacional de calor y frío
Continental	Veranos calurosos. Inviernos fríos	Muy aplicable	Almacenamiento estacional de calor y frío

Tabla 4. Factibilidad de de la bomba de calor y del almacenamiento subterráneo de energía térmica según las condiciones climáticas

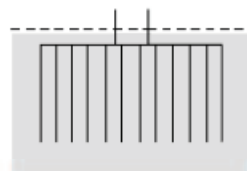
Fuente: *Geotrained training manual for designers of shallow geothermal systems*. GEOTRAINET, EFG, Brussels 2011

Como en el caso de la bomba de calor geotérmica, la conexión con el subsuelo puede realizarse mediante sistemas abiertos o cerrados (figura 33):

- **Sistemas abiertos: almacenamiento en acuíferos o Aquifer Thermal Energy Storage (ATES).** Estos sistemas, en los que el agua subterránea es el medio de transporte del calor, se caracterizan por una alta porosidad, una conductividad y transmisividad hidráulicas medias a bajas y un flujo de agua subterránea reducido o nulo. Son un ejemplo los acuíferos porosos en arenas, gravas y eskers, y los acuíferos fracturados en calizas, areniscas y rocas ígneas o metamórficas.
- **Sistemas cerrados: almacenamiento en perforaciones o Borehole Thermal Energy Storage (BTES).** Los almacenes de este tipo incluyen perforaciones y tuberías, y requieren un terreno con alto calor específico, conductividad térmica media y ausencia de flujo de agua subterránea. Entre los materiales que pueden adaptarse a este sistema se encuentran los esquistos, margas o arcillas; calizas, areniscas y otros; rocas ígneas como granito o gabbro, y algunas metamórficas como los gneises.



Almacenamiento en acuíferos (ATES)



Almacenamiento en perforaciones (BTES)

Figura 33. Sistemas de almacenamiento subterráneo del calor geotérmico

Fuente: Mands, E.; Sanner, B. *Geothermal Heat Pumps*. UBeG GbR, Zum Boden 6, D-35580 Wetzlar

El almacenamiento de frío es cada vez más frecuente, ya que los costes de refrigeración de espacios son, habitualmente, bastante elevados. Los sistemas UTES se emplean también para almacenar el calor de la radiación solar y utilizarlo en el invierno para derretir el hielo y la nieve acumulados sobre la superficie de calles y carreteras, puentes (figura 34), pistas de aterrizaje, etc.

El almacenamiento de calor permite acumular el procedente de la radiación solar o el calor residual del verano y utilizarlo para calefacción en el invierno. Ejemplos de estas aplicaciones son la instalación de Neckarsulm (Alemania), donde un sistema BTES se recarga con calor procedente de placas solares y se aprovecha en un sistema de calefacción de distrito, y la existente en Berlín, donde el calor residual procedente de una planta de cogeneración de calor y electricidad en el verano, se almacena en un ATES para su uso en calefacción durante el invierno. La planta berlinesa suministra calor y frío a los edificios del Parlamento Alemán –el Reichstag y las oficinas de su entorno– y, por vez primera, incorpora dos sistemas ATES a diferentes niveles: el superior para el almacenamiento de frío y el inferior para el almacenamiento de calor (hasta 70 °C).

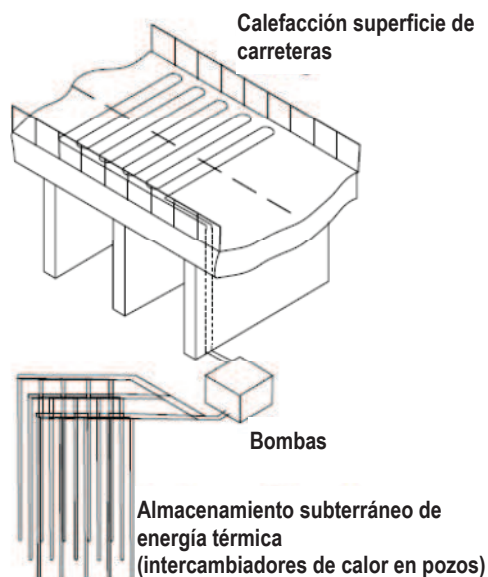


Figura 34. Sistemas UTES para deshielo de superficies de carreteras

Fuente: Mands, E.; Sanner, B. *Geothermal Heat Pumps*. UBeG GbR, Zum Boden 6, D-35580 Wetzlar

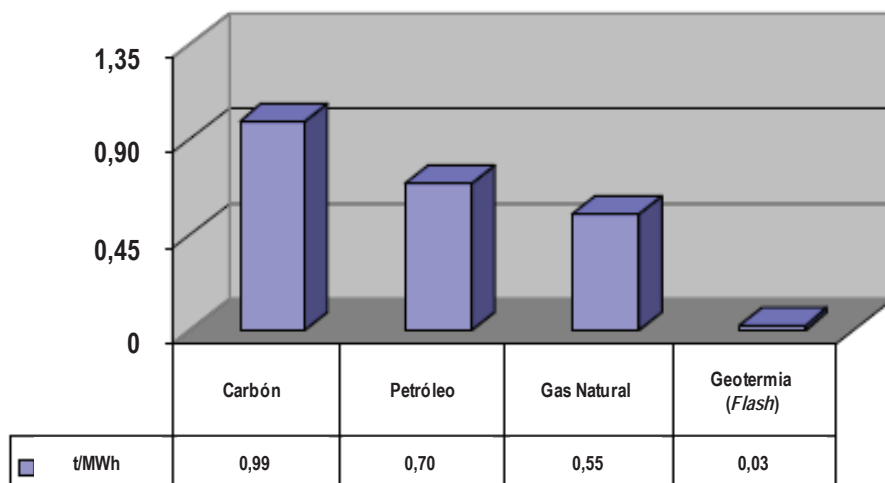
Probablemente, el sistema de campos de sondas geotérmicas sea el más adecuado para los sistemas de almacenamiento de calor, si bien todos los que se han descrito constituyen potenciales almacenes de calor (o de frío). Para comparar estos sistemas con instalaciones convencionales, sin almacenamiento de calor –o frío– residual, y comprobar su rentabilidad, es preciso un estudio detallado del sistema de recuperación de calor y de los costes añadidos, así como una estimación del ahorro asociado a su funcionamiento durante toda su vida útil.

5. BENEFICIOS AMBIENTALES

La geotermia constituye una energía renovable capaz de sustituir a los combustibles fósiles tanto en aplicaciones de uso directo del calor, como en la generación de energía eléctrica. En ambos casos, tales aplicaciones conllevan una importante **reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero** respecto a las que se generarían mediante los citados combustibles.

La ausencia de procesos de combustión en las centrales eléctricas abastecidas con energía geotérmica supone un considerable ahorro de emisiones, y si bien los yacimientos geotérmicos llevan asociada una emisión de CO₂ de origen natural, ésta es mucho menor que la generada por los combustibles fósiles. Las emisiones asociadas a las centrales geotérmicas de ciclo binario se aproximan a cero, mientras que las procedentes de las plantas *flash* que emplean vapor a alta temperatura varían ampliamente según las características del recurso aunque,

según se ha indicado, se encuentran siempre muy por debajo de las producidas por los combustibles fósiles, tal como evidencia la figura 35.



Fuente: Departamento de la Energía de Estados Unidos

Figura 35. Emisiones de CO₂ asociadas a la producción de electricidad empleando diferentes tecnologías

En el caso de los recursos geotérmicos de baja temperatura, las emisiones naturales son notablemente inferiores a las de los yacimientos de alta, siendo en muchos casos prácticamente nulas. Las asociadas a la explotación para usos directos de recursos de baja temperatura localizados en yacimientos profundos, se limitan básicamente a las derivadas del consumo eléctrico de los equipos de bombeo.

En lo referente a la bomba de calor –geotermia somera–, las emisiones dependerán, entre otros factores, de la eficiencia energética del equipo, expresada mediante el coeficiente COP (*Coefficient of Performance*) definido como el cociente entre la energía útil –calorífica o de refrigeración– obtenida de la bomba y la energía consumida por esta última. Las emisiones asociadas a este consumo variarán en función del valor del *mix* eléctrico del que provenga esta energía, al igual que las de los sistemas de bombeo y demás equipos que conforman la instalación. No obstante, se trata de valores mucho más favorables que los de los combustibles fósiles. La tabla 5 ofrece un resumen de los coeficientes de emisión asociados a los diferentes tipos de aprovechamientos geotérmicos.

Fuente de energía			Factor de emisión (t CO ₂ /MWh)
Carbón			0,99 ^a 0,96 ^c
Petróleo			0,70 ^b 0,89 ^c
Gas Natural			0,55 ^a 0,60 ^c
Geotérmica	Recursos alta temperatura	Plantas <i>flash</i> (USA)	0,03 - 0,04 ^d
		Todas las plantas (USA)	0,09 ^e
		Todas las plantas (11 países)	0,12 ^f
	Recursos baja temperatura		0 - 0,001 ^g

Fuentes:

^a Platt's Research and Consulting. Calculados a partir de datos de EPA's Continuous Monitoring System (2003)

^b EPA Clean Energy Impacts (2005)

^c Bloomfield et al. (2003). Calculados a partir de datos de DOE's Energy Information Administration

^d DOE (2000)

^e Bloomfield et al. (2003)

^f Bertani and Thain (2002)

^g IPCC Scoping Meeting on Renewable Energy Sources - Proceedings. Lübeck, Germany (2008)

Tabla 5. Factores de emisión de CO₂ asociados al aprovechamiento de recursos geotérmicos de alta y baja temperatura y de otras fuentes de energía

Con el fin de valorar el beneficio que, desde esta perspectiva, supone el uso de la energía geotérmica frente a otras de origen fósil, se ha realizado el cálculo de emisiones correspondiente a los diferentes escenarios de desarrollo del potencial geotérmico en España, y se han comparado sus resultados con las emisiones asociadas a la producción de cantidades similares de energía mediante el uso de gasóleo y gas natural, en el caso de las aplicaciones de muy baja y baja temperatura (bomba de calor), y de carbón, petróleo y gas natural, en el de las centrales de generación de electricidad.

Las estimaciones realizadas, indican que las instalaciones de bomba de calor geotérmica generan 2,8 veces menos emisiones que las que emplean gas natural, y 3,8 veces menos que las de gasóleo. En el caso de las que explotan recursos geotérmicos profundos de baja temperatura serían incluso inferiores, en concreto casi 12 y 16 veces más bajas que las generadas con uno y otro tipo de combustible. En el caso de la producción de electricidad mediante ciclos binarios (recursos convencionales y EGS) y tecnología *flash*, los cálculos realizados para las propuestas de desarrollo geotérmico con estas tecnologías en España recogidos en la tabla 6 evidencian la superioridad de la geotermia frente a las energías de origen fósil, desde el punto de vista de las emisiones causadas.

Tecnología	Emisiones por tipo de energía (t CO ₂ /año)			
	Geotermia	Gas natural	Petróleo	Carbón
Yacimiento de media temperatura (Ciclo binario)	1.489.083	7.311.154	10.899.601	11.656.348
Yacimiento de alta temperatura (Tipo <i>flash</i>)	63.610	1.088.647	1.622.974	1.735.655
EGS (ciclo binario)	743.712	3.651.504	5.443.728	5.821.680

Tabla 6. Emisiones comparadas para las tecnologías de ciclo binario y tipo flash en España

6. PANORAMA DE LA UTILIZACIÓN DE LA GEOTERMIA EN EL MUNDO

El World Geothermal Congress 2010 celebrado en Bali en abril del presente año incluyó, al igual que en ediciones anteriores, sendas ponencias en las que se pone al día la información relativa al grado de utilización de la energía geotérmica en usos directos¹² y para generación de energía eléctrica¹³ a nivel mundial. Ambos artículos constituyen la referencia más actualizada, completa y fiable sobre estos aspectos, por lo que se ha optado por emplearlos como fuente principal de información para definir el panorama actual de esta energía.

6.1 Usos Directos

6.1.1 Datos a escala mundial

La utilización directa como fuente de calor de la energía geotérmica constituye la forma más antigua, versátil y también la más común de aprovechamiento de esta forma renovable de energía. Los datos disponibles indican que, a finales del año 2009, el número de países que hacían uso de la misma con el fin citado era de **78**, con una capacidad instalada de **50.583 MWt**. Esta última cifra representa un crecimiento del **78,9%** respecto a los datos de 2005, lo que significa un incremento anual medio del **12,33%**, con un factor de capacidad de **0,27** (equivalente a 2.365 horas de operación a plena carga al año).

La energía térmica utilizada fue de **121.696 GWh/año** (438.071 TJ/año), lo que significa un **60,2%** más que en 2005 (9,9% de incremento anual). Ello supuso un ahorro energético por año estimado de **307,8 millones de barriles de petróleo** (46,2 millones de toneladas), así como un

¹² Lund, J.W., Freeston, D.H., Boyd, T.H. *Direct Utilization of Geothermal Energy 2010 Worldwide Review* Proceedings World Geothermal Congress 2010 (Bali, Indonesia)

¹³ Bertani, R. *Geothermal Power Generation in the World. 2005–2010 Update Report* Proceedings World Geothermal Congress 2010 (Bali, Indonesia)

ahorro de emisiones de **148,2 millones de toneladas de CO₂** (comparado con el empleo de petróleo para generar electricidad). La bomba de calor geotérmica representó el **49%** de los usos térmicos de esta energía, mientras que el **24,9%** se destinó a usos balnearios y de calentamiento de piscinas y un **14,4%** a la calefacción de recintos. La figura 36 refleja con mayor detalle esta distribución por usos térmicos.

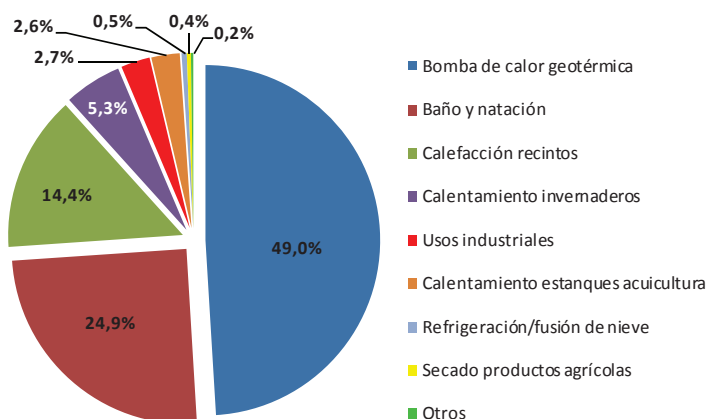


Figura 36. Energía geotérmica utilizada en usos directos en el mundo (año 2010)

Según se ha indicado, tanto la capacidad instalada como la energía térmica utilizada destinadas a usos directos se encuentran en franco crecimiento en el conjunto de los 78 países que emplean energía geotérmica. Según refleja la figura 37, en los últimos 15 años ambos parámetros han experimentado fuertes incrementos de forma ininterrumpida, al punto de que, respecto a 1995, la capacidad instalada en 2010 se ha multiplicado por 5,8, y casi por 4 la energía utilizada. La distribución por usos de dicha capacidad se refleja en la figura 38.

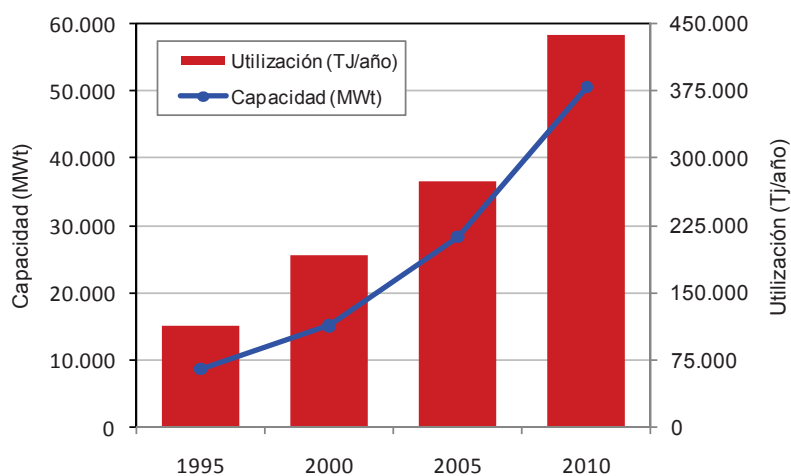


Figura 37. Evolución de la capacidad instalada y la energía térmica utilizada durante el período 1995-2010

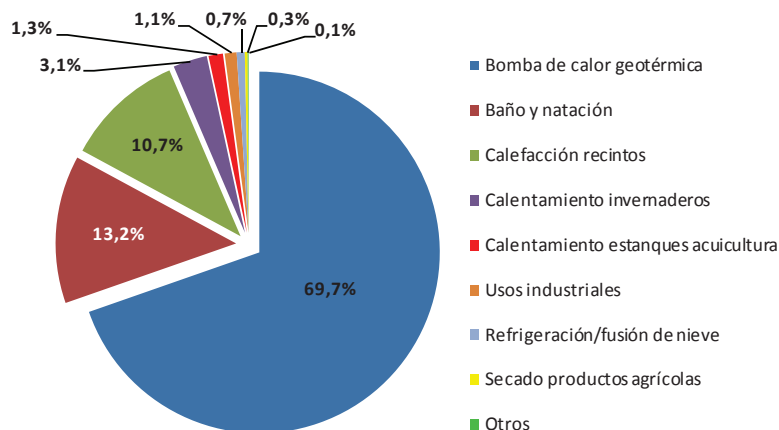


Figura 38. Capacidad instalada para usos directos (año 2010)

La disminución en el mismo período del factor de capacidad (ver figura 4.4) y el crecimiento de la energía utilizada, son consecuencia del incremento del número de instalaciones que emplean la bomba de calor geotérmica. Sólo en los últimos cinco años, la energía utilizada por estos dispositivos creció 2,45 veces, a un ritmo anual del 19,7%, mientras que la potencia instalada lo hizo en cifras parecidas: 2,25 veces y un 18% de crecimiento anual. El factor medio de capacidad en el caso concreto de la bomba de calor geotérmica en el conjunto de países considerados fue, en el año 2010, de **0,19**.

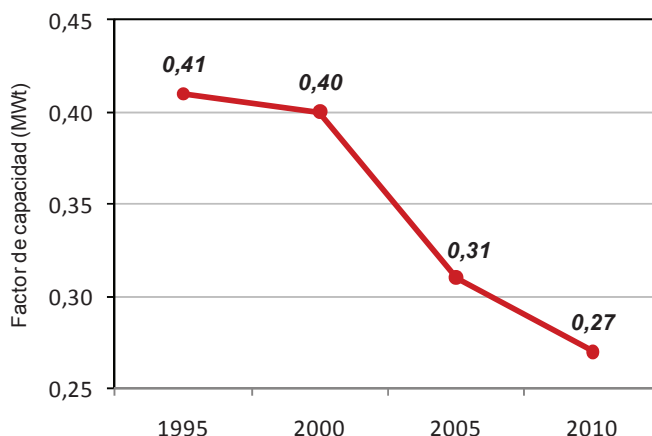


Figura 39. Evolución del factor de capacidad durante el período 1995-2010

En lo referente a los diferentes usos de la energía, la tabla 7 ofrece un resumen, para cada uno de ellos, de los valores de la capacidad instalada, energía térmica utilizada así como de los factores de capacidad correspondientes a los últimos 15 años. Estos resultados se presentan también de forma gráfica en la figura 40. En el caso de la calefacción de recintos, a falta de datos más precisos los autores estiman que los sistemas de calefacción centralizada (*district heating*) concentran del orden del 85% de la capacidad instalada y del 84% de la energía utilizada en este tipo de aprovechamiento.

Es importante destacar que la generalización del uso de la bomba de calor geotérmica ha abierto la posibilidad de que esta energía pueda aprovecharse casi en cualquier lugar, tanto para calefacción como para refrigeración. De igual modo, su uso está siendo fomentado por la utilización de recursos de baja y media temperatura en centrales de generación combinada de electricidad y calor, donde aguas de temperatura inferior a 100°C se hacen circular primero, a través de un ciclo binario (Rankine) para producir electricidad y, posteriormente, son empleadas como fuente de calor para diferentes aplicaciones (calefacción, piscinas, invernaderos, acuicultura, etc.) antes de ser reinyectadas en el acuífero. Este tipo de instalaciones, frecuentes en países del norte de Europa como Islandia, Alemania o Austria, obviamente maximizan el aprovechamiento del recurso geotérmico así como su rendimiento económico.

6.1.2 Distribución por países

La tabla 8 refleja la relación alfabética de los 78 países para los que se dispone de información acerca de usos directos de la energía geotérmica, así como los valores para el año 2010 de los tres parámetros anteriormente mencionados.

Los cinco países que cuentan con la mayor capacidad instalada son **Estados Unidos, China, Suecia, Noruega y Alemania** que, en conjunto, representan el **62,8%** de la capacidad mundial.

En lo que respecta a la energía utilizada, las cinco primeras posiciones están ocupadas por **China, Estados Unidos, Suecia, Turquía y Japón**, en este caso con un **54,7%** del total mundial. España ocupa el puesto 31º en capacidad instalada (141 MWt) y el 38º en energía utilizada (684 TJ/año). No obstante, si se consideran la población y la superficie, son los países pequeños –especialmente los del norte de Europa– los que se sitúan a la cabeza. En el primer caso (MWt/población) los cinco primeros puestos corresponden a Islandia, Suecia, Noruega, Nueva Zelanda y Suiza mientras que, en términos de energía utilizada (TJ/año.superficie), serían Holanda, Suiza, Islandia, Noruega y Suecia.

Los mayores incrementos de capacidad instalada (MWt) de los últimos cinco años se registran en el Reino Unido, Corea, Irlanda, **España** y Holanda mientras que, en el caso de la energía utilizada (TJ/año), las cinco primeras posiciones corresponden al Reino Unido, Holanda, Corea, Noruega e Irlanda. Ambos incrementos son consecuencia del empleo de bombas de calor geotérmicas.

Anexo 1. Tecnologías del aprovechamiento de recursos geotérmicos

Usos	Capacidad instalada (MWt)			
	1995	2000	2005	2010
Bomba de calor geotérmica	1.854	5.275	15.384	35.236
Calefacción de recintos	2.579	3.263	4.366	5.391
Calentamiento invernaderos	1.085	1.246	1.404	1.544
Calentamiento estanques acuicultura	1.097	605	616	653
Secado productos agrícolas	67	74	157	127
Usos industriales	544	474	484	533
Baño y natación	1.085	3.957	5.401	6.689
Refrigeración/fusión de nieve	115	114	371	368
Otros	238	137	86	41
Total	8.664	15.145	28.269	50.583

(a)

Usos	Utilización (TJ/año)			
	1995	2000	2005	2010
Bomba de calor geotérmica	14.617	23.275	87.503	214.782
Calefacción de recintos	3.823	42.926	55.256	62.984
Calentamiento invernaderos	15.742	17.864	20.661	23.264
Calentamiento estanques acuicultura	13.493	11.733	10.976	11.521
Secado productos agrícolas	1.124	1.038	2.013	1.662
Usos industriales	1.012	1.022	10.868	11.746
Baño y natación	15.742	79.546	83.018	109.032
Refrigeración/fusión de nieve	1.124	1.063	2.032	2.126
Otros	2.249	3.034	1.045	956
Total	112.441	190.699	273.372	438.071

(b)

Usos	Factor de capacidad			
	1995	2000	2005	2010
Bomba de calor geotérmica	0,25	0,14	0,18	0,19
Calefacción de recintos	0,47	0,42	0,4	0,37
Calentamiento invernaderos	0,46	0,45	0,47	0,48
Calentamiento estanques acuicultura	0,39	0,61	0,57	0,56
Secado productos agrícolas	0,53	0,44	0,41	0,42
Usos industriales	0,59	0,68	0,71	0,7
Baño y natación	0,46	0,64	0,49	0,52
Refrigeración/fusión de nieve	0,31	0,3	0,18	0,18
Otros	0,3	0,7	0,39	0,73
Total	0,41	0,4	0,31	0,27

(c)

Tabla 7. Evolución de la capacidad instalada (a), energía térmica utilizada (b) y factor de capacidad (c) durante el periodo 1995-2010

Anexo 1. Tecnologías del aprovechamiento de recursos geotérmicos

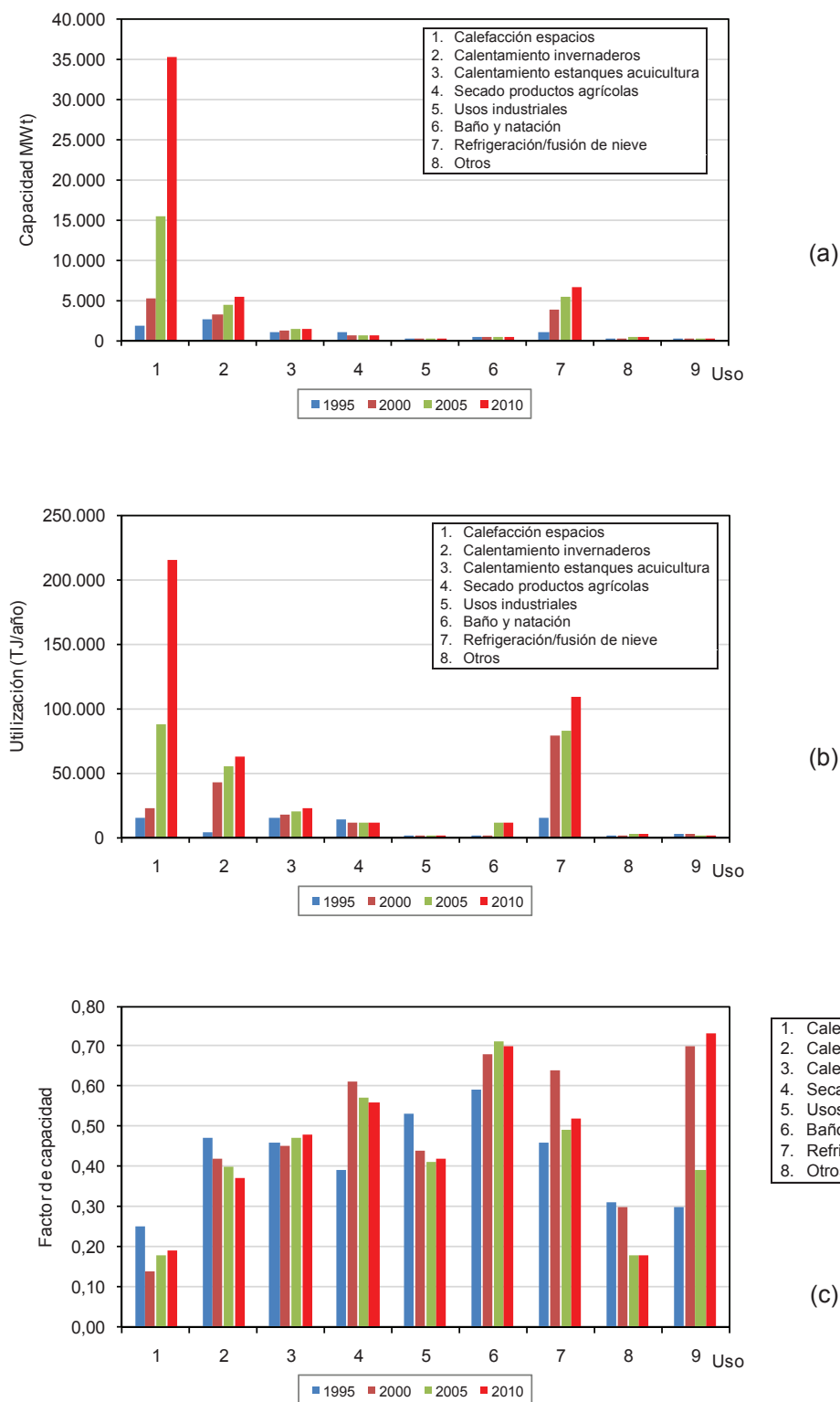


Figura 40. Evolución de la capacidad instalada (a), energía térmica utilizada (b) y factor de capacidad (c) durante el período 1995-2010

Anexo 1. Tecnologías del aprovechamiento de recursos geotérmicos

País	Capac. inst. (MWt)	Utilización anual		Factor de capac.	País	Capac. inst. (MWt)	Utilización anual		Factor de capac.
		TJ/año	GWh/año				TJ/año	GWh/año	
Albania	11,5	40,5	11,2	0,10	Irán	41,6	1.064,2	295,6	0,81
Alemania	2.485,4	12.764,5	3.546,0	0,16	Irlanda	152,9	764,0	212,2	0,16
Argelia	55,6	1.723,1	478,7	1,00	Islandia	1.826,0	24.361,0	6.767,5	0,42
Argentina	307,5	3.906,7	1.085,3	0,40	Islas del Caribe	0,1	2,8	0,8	0,85
Armenia	1,0	15,0	4,2	0,50	Israel	82,4	2.193,0	609,2	0,84
Australia	33,3	235,1	65,3	0,20	Italia	867,0	9.941,0	2.761,6	0,36
Austria	662,9	3.727,7	1.035,6	0,20	Japón	2.099,5	25.697,9	7.138,9	0,39
Bélgica	117,9	547,0	151,9	0,20	Jordania	153,3	1.540,0	427,8	0,32
Bielorrusia	3,4	33,8	9,4	0,30	Kenia	16,0	126,6	35,2	0,25
Bosnia & Herzegovina	21,696	255,36	70,9	0,30	Letonia	1,6	31,8	8,8	0,62
Brasil	360,1	6.622,4	1.839,7	0,60	Lituania	48,1	411,5	114,3	0,27
Bulgaria	98,3	1.370,1	380,6	0,40	Macedonia	47,2	601,4	167,1	0,40
Canadá	1.126,0	8.873,0	2.464,9	0,25	Marruecos	5,0	79,1	22,0	0,50
Chile	9,1	131,8	36,6	0,46	México	155,8	4.022,8	1.117,5	0,82
China	8.898,0	75.348,3	20.931,8	0,27	Mongolia	6,8	213,2	59,2	0,99
Colombia	14,4	287,0	79,7	0,63	Nepal	2,7	73,7	20,5	0,86
Corea del Sur	229,3	1.954,7	543,0	0,27	Noruega	3.300,0	25.200,0	7.000,6	0,24
Costa Rica	1,0	21,0	5,8	0,67	Nueva Zelanda	393,2	9.552,0	2.653,5	0,77
Croacia	67,5	468,9	130,3	0,22	Papúa Nueva Guinea	0,1	1,0	0,3	0,32
Dinamarca	200,0	2.500,0	694,5	0,40	Perú	2,4	49,0	13,6	0,65
Ecuador	5,2	102,4	28,4	0,63	Polonia	281,1	1.501,1	417,0	0,17
Egipto	1,0	15,0	4,2	0,48	Portugal	28,1	386,4	107,3	0,44
El Salvador	2,0	40,0	11,1	0,63	Reino Unido	186,6	849,7	236,1	0,14
Eslovaquia	132,2	3.067,2	852,1	0,74	República Checa	151,5	922,0	256,1	0,19
Eslovenia	104,2	1.136,4	315,7	0,35	Rumanía	153,2	1.265,4	351,5	0,26
España	141,0	684,1	190,0	0,15	Rusia	308,2	6.143,5	1.706,7	0,63
Estados Unidos	12.611,5	56.551,8	15.710,1	0,14	Serbia	100,8	141,0	39,17	0,44
Estonia	63,0	356,0	98,9	0,18	Suecia	4.460,0	45.301,0	12.584,6	0,32
Etiopía	2,2	41,6	11,6	0,60	Suiza	1.060,9	7.714,6	2.143,1	0,23
Filipinas	3,3	39,6	11,0	0,38	Sudáfrica	6,0	114,8	31,9	0,61
Finlandia	857,9	8.370,0	2.325,2	0,31	Tailandia	2,5	79,1	22,0	0,99
Francia	1.345,0	12.929,0	3.591,7	0,30	Tajikistan	2,9	55,4	15,4	0,60
Georgia	24,5	659,2	183,1	0,85	Túnez	43,8	364,0	101,1	0,26
Grecia	134,6	937,8	260,5	0,22	Turquía	2.084,0	36.885,9	10.246,9	0,56
Guatemala	2,3	56,5	15,7	0,78	Ucrania	10,9	118,8	33,0	0,35
Holanda	1.410,3	10.699,4	2.972,3	0,24	Venezuela	0,7	14,0	3,9	0,63
Honduras	1,9	45,0	12,5	0,74	Vietnam	31,2	92,3	25,6	0,09
Hungría	654,6	9.767,0	2.713,3	0,47	Yemen	1,0	15,0	4,2	0,48
India	265,0	2.545,0	707,0	0,30	Total	50.583	438.071	121.696	0,27
Indonesia	2,3	42,6	11,8	0,59					

Tabla 8. Distribución de la capacidad instalada, energía térmica utilizada y factor de capacidad (año 2010)

6.1.3 Distribución por categorías de uso

- a) **Bomba de calor geotérmica.**- Este tipo de dispositivo representa el 69,7% (35.236 MWt) y el 49,0% (214.782 TJ/año), respectivamente, de la capacidad instalada y de la energía utilizada a nivel mundial, con un factor de capacidad medio de 0,19 (modo calor). El número de unidades equivalentes de 12 kW –valor típico para viviendas en Europa occidental y Estados Unidos– instaladas en 2010 es, aproximadamente, de 2,94 millones, más del doble de las de 2005 y cuatro veces las del año 2000. La capacidad individual de estas bombas oscila entre los 5,5 kW de las destinadas a usos residenciales, y las de más de 150 kW empleadas en instalaciones comerciales e institucionales. Los países líderes en unidades instaladas son Estados Unidos, China, Suecia, Noruega y Alemania.

En Estados Unidos, la mayor parte de estos dispositivos están dimensionados para cubrir cargas pico de refrigeración, y se encuentran sobredimensionados para calefacción salvo en los estados del norte, por lo que el valor medio estimado de horas de operación al año es de sólo 2.000 (factor de capacidad = 0,23). Por el contrario, en Europa la mayoría de las bombas de calor geotérmicas están dimensionadas para proporcionar la carga base de calefacción, mientras que los picos se cubren con combustibles fósiles. De ahí que sus horas/año de operación superen con frecuencia las 6.000 a plena carga (factor de capacidad de 0,68), tal como ocurre en los países nórdicos. No obstante, salvo que se conozca el valor exacto, el dato que suele emplearse como referencia para calcular la energía utilizada es de 2.200 horas, salvo en el ya mencionado caso de los países nórdicos.

- b) **Calefacción de recintos.**- La capacidad instalada y la energía utilizada para este tipo de aplicación en 2010 asciende, respectivamente, a 5.391 MWt y 62.984 TJ/año, cifras que representan sendos incrementos del 24% y del 14% respecto al año 2005. Según se indicó anteriormente, el 85% de la capacidad instalada y el 84% de la energía utilizada corresponden a sistemas de calefacción centralizada (*district heating*). Los países líderes en la utilización de estos últimos son Islandia, China, Turquía, Francia y Rusia, mientras que entre los mayores usuarios de los sistemas individuales figuran Turquía, Italia, Estados Unidos, Japón y Georgia.
- c) **Calefacción de invernaderos.**- La capacidad instalada y la energía utilizada para estas aplicaciones alcanza en el año 2010 un total de 1.544 MWt de capacidad y 23.264 TJ/año respectivamente, lo que supone sendos incrementos del 10% y del 13% respecto a 2005. Las posiciones de cabeza entre los 37 países que emplean energía geotérmica para este fin corresponden a Turquía, Hungría, Rusia, China e Italia. Verduras y flores son los cultivos más frecuentes en estas instalaciones. La cifra de energía utilizada antes mencionada corresponde aproximadamente a 1.163 hectáreas de invernaderos calentados al año (unos 20 TJ/año por hectárea).
- d) **Aplicaciones en acuicultura.**- La capacidad instalada para este tipo de aplicaciones (653 MWt) se incrementó respecto a 2005 un 6%, y un 5% en lo referente a la energía utilizada (11.521 TJ/año). Ello ha supuesto una inversión de la tendencia decreciente que venía manifestándose desde el año 1995. El número de países que emplean esta tecnología asciende a 22, entre los que destacan China, Estados Unidos, Italia, Islandia e Israel.

Tomando como referencia una cifra estimada para Estados Unidos de 0,242 TJ/año por tonelada de pescado, la producción asociada al consumo de energía geotérmica en 2010 habría ascendido a unas 47.600 t de este producto.

- e) **Aplicaciones de secado de productos agrícolas.**- El número de países en los que existe constancia del empleo de energía geotérmica para el secado de diversos tipos de grano, verduras, frutas etc., es de sólo 14 en el año 2010, con una capacidad instalada de 127 MWt y una energía utilizada de 1.662 TJ/año.
- f) **Aplicaciones asociadas a procesos industriales.**- Si bien el número de países que **emplean** esta fuente de energía para usos industriales está descendiendo, las operaciones realizadas tienden a incrementar su magnitud y a elevarse los consumos energéticos. Entre sus aplicaciones destacan el curado de hormigón, embotellado de agua y bebidas carbonatadas, pasteurizado de leche, industria del cuero, extracción química, procesado de pulpa y papel, etc. La capacidad instalada y la energía utilizada ascienden actualmente a 533 MWt y 11.746 TJ/año respectivamente. Este tipo de aprovechamiento posee el factor de capacidad más elevado entre los usos directos (0,70), debido a que se trata de procesos industriales que operan durante gran parte del año.
- g) **Fundido de nieve y refrigeración de recintos.**- Se trata de aplicaciones muy limitadas. La primera de ellas se reduce a una serie de proyectos en Argentina, Islandia, Japón, Suiza y Estados Unidos, con un total de 2 millones de metros cuadrados de pavimento calentado con esta energía, la mayor parte en Islandia, con requerimientos que oscilan entre 130 y 180 W/m². La capacidad instalada es de 311 MWt y la energía utilizada de 1.845 TJ/año, valores que, en el caso de las aplicaciones para refrigeración, se reducen a 56 MWt y 281 TJ/año.
- h) **Aplicaciones en balnearios y piscinas.**- Básicamente se refieren al empleo de energía geotérmica para el calentamiento de piscinas y en usos relacionados con la industria balnearia (spas, resorts, balneoterapia...). En estos últimos es frecuente que el agua termal fluya de forma continua. Pese a lo extendido de su uso –actualmente son 67 los países que informan de su empleo, y algunos más los que lo hacen aunque sin aportar datos concretos–, no siempre es posible cuantificarlos, si bien pueden emplearse como cifras características de una instalación tipo las siguientes: 0,35 MWt y 7,0 TJ/año. A escala mundial, la capacidad instalada alcanza en 2010 un valor de 6.689 MWt, con una energía utilizada de 109.032 TJ/año, lo que representa un 24% y un 31% más, respectivamente, que las cifras del año 2005. Las más elevadas corresponden a China, Japón, Turquía, Brasil y México.
- i) **Otros usos.**- Comprenden aplicaciones en granjas de animales, cultivo del alga *espirulina*, esterilización de recipientes y desalinización. La capacidad instalada y la energía utilizada en los siete países que aportan información al respecto ascienden, respectivamente, a 41 MWt y 956 TJ/año.

6.1.4 Factor de capacidad

Las tablas 7 y 8 antes citadas reflejan, respectivamente, los valores de los factores de capacidad clasificados por usos y por países. Este parámetro refleja el porcentaje equivalente de horas de funcionamiento anual a plena carga de un determinado tipo de instalación (p. ej., un factor de capacidad de 0,70 significa un 70% de horas/año de funcionamiento a plena carga, es decir, 6.132 horas/año equivalentes). Se calcula mediante la expresión:

Factor de capacidad = (energía anual utilizada en TJ/año)/(capacidad instalada en MWt) x 0,1317

Sus valores oscilan entre 0,09 y 0,99 en el caso de los países, y entre 0,18 y 0,70 cuando se consideran categorías de uso. Los más bajos pertenecen a los países que emplean con más intensidad la bomba de calor geotérmica, mientras que los más elevados se asocian a aquéllos en los que predominan las aplicaciones industriales y para piscinas y aguas de baño.

El valor medio a escala mundial del factor de capacidad descendió de 0,40 en el año 2000, a 0,31 en 2005 y a 0,27 en 2010. Tal variación es consecuencia del incremento en la utilización de la bomba de calor geotérmica. Por el contrario, los valores por categorías de uso apenas difieren de los registrados en 2005.

6.1.5 Ahorro energético

La energía geotérmica es una fuente de energía sostenible y renovable, capaz de reemplazar a otras fuentes energéticas entre las que, naturalmente, se incluyen a los combustibles fósiles, con lo que ello significa en términos de reducción tanto de la dependencia energética como de las emisiones de gases de efecto invernadero y partículas.

El artículo de J. W. Lund citado al comienzo de este capítulo, incluye una estimación de la reducción del consumo de combustibles fósiles y de ahorro de emisiones asociados al empleo de la energía geotérmica, basado en la utilización de un factor de eficiencia de 0,35 si la misma energía se hubiera empleado para generar electricidad, y de 0,70 si el aprovechamiento lo fuese en forma de calor (p. ej., en un horno).

Considerando el valor de 438.071 TJ/año de consumo energético en usos directos recogido en la tabla 1b, y un contenido energético para el barril de petróleo de $6,06 \times 10^9$ J, en el caso de la generación eléctrica el ahorro ascendería a **206,5** millones de barriles (**31** millones de toneladas de crudo al año, equivalente a tres días de consumo mundial), mientras que si se hubiese empleado en usos directos la cifra sería prácticamente la mitad: **103,2** millones de barriles (**15,5** millones de toneladas de crudo). La información disponible apunta a que el dato real probablemente se encuentre entre uno y otro valor.

Por último, en lo referente al ahorro de emisiones, la tabla 9 refleja los valores estimados por Lund considerando que la misma cantidad de energía geotérmica consumida en usos directos, hubiese sido utilizada en generar electricidad a partir de tres tipos de combustibles: gas natural,

petróleo y carbón. En el caso de emplearse para producir calor, las emisiones serían, aproximadamente, la mitad de las reflejadas en dicha tabla.

Combustible	Ahorro de emisiones (millones de toneladas)			
	CO ₂	SO _x	NO _x	Total
Gas natural	23,48	0,0	0,05	23,53
Petróleo	99,44	0,66	0,19	100,29
Carbón	115,96	0,61	0,19	0,8
Total	122,92	1,27	0,43	124,62

Tabla 9. Emisiones asociadas a la generación de electricidad mediante una cantidad de energía similar a la de origen geotérmico consumida en usos directos durante el año 2010, empleando diferentes tipos de combustibles.

6.2 Generación de energía eléctrica

6.2.1 Datos a escala mundial

Según refleja el artículo de R. Bertani citado al comienzo de este capítulo, la capacidad instalada de las plantas de producción de electricidad a partir de energía geotérmica alcanzó en el año 2010 la cifra de **10.715 MWe**, lo que significa un aumento del **19,9%** (1.782 MWe) respecto al año 2005. Ello supone un incremento lineal anual del orden de 350 MWe durante el período 2005-2010, superior a los 200 MWe del período 2000-2005. En lo referente a generación, el incremento respecto al año 2005 fue del **20,7%**.

La tabla 10 y la figura 41 reflejan la evolución quinquenal de la capacidad instalada a partir del año 1950, así como los datos de generación eléctrica anual, si bien estos últimos se limitan al período 1995-2010. Asimismo, el citado autor incluye una estimación de la potencia instalada para el año 2015 de **18.500 MWe**, basada en datos de proyectos existentes que se encuentran en fase ejecutiva. De cumplirse este pronóstico, la variación en el período 2010-2015 experimentaría un fuerte aumento del **72,7%** (7.785 MWe).

Año	Capacidad instalada		Electricidad producida	
	MW	Variación	GWh	Variación
1950	200			
1955	270	35,0%		
1960	386	43,0%		
1965	520	34,7%		
1970	720	38,5%		
1975	1.180	63,9%		
1980	2.110	78,8%		
1985	4.764	125,8%		
1990	5.834	22,5%		
1995	6.833	17,1%	38.035	
2000	7.972	16,7%	49.261	29,5%
2005	8.933	12,1%	55.709	13,1%
2010	10.715	19,9%	67.246	20,7%
2015	18.500	72,7%		

Tabla 10. Capacidad instalada (1950-2015) y producción eléctrica (1995-2010)

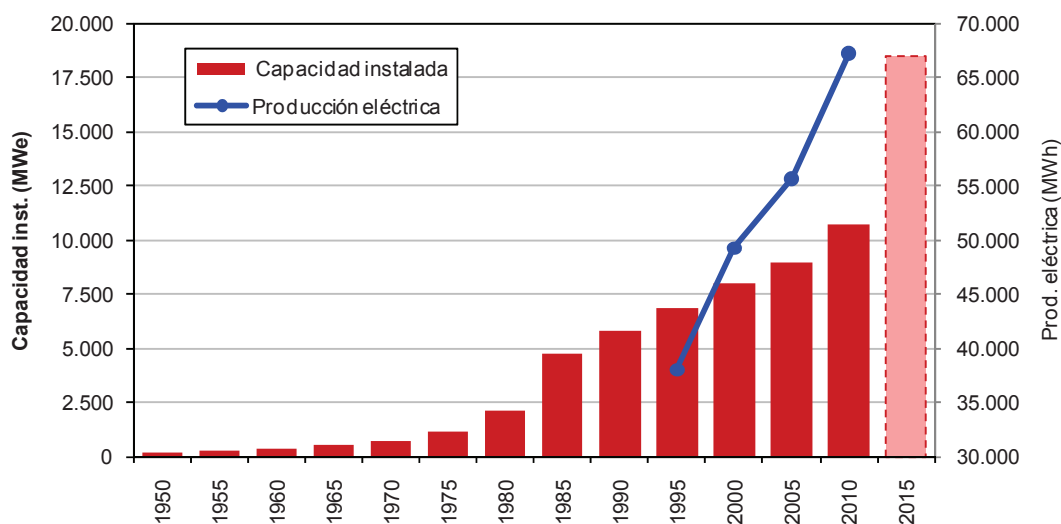


Figura 41. Evolución de la capacidad instalada y de la producción eléctrica

6.2.2 Distribución por países

El plano de la figura 42 refleja la distribución por países de la potencia instalada en el año 2010, mientras que la figura 43 hace lo propio con los valores de este parámetro previstos para el año 2015. Asimismo, la tabla 11 recoge la información detallada por países de la capacidad instalada y la producción eléctrica correspondiente a los años 2005 y 2010, así como la previsión para 2015.

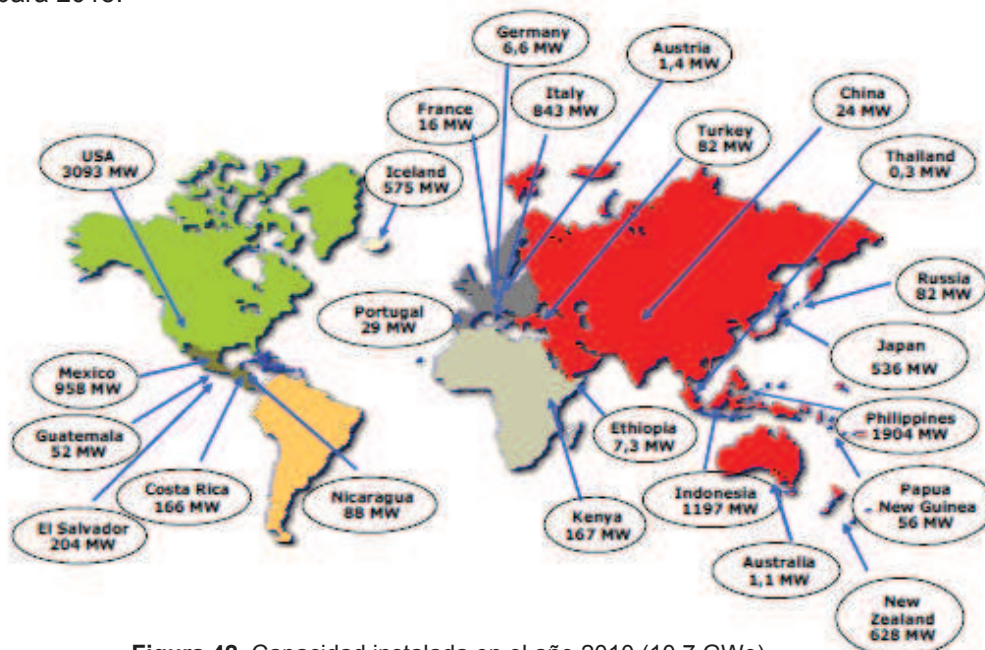


Figura 42. Capacidad instalada en el año 2010 (10,7 GWe)



Figura 43. Capacidad instalada prevista para el año 2015 (18,5 GWe)

Anexo 1. Tecnologías del aprovechamiento de recursos geotérmicos

País	Año 2005		Año 2010		Variación absoluta 2005-10		Variación relativa 2005-10		Capac. instal. año 2015 (MWe)
	Capac. instal. (MWe)	Prod. eléctrica (GWh)	Capac. instal. (MWe)	Prod. eléctrica (GWh)	Capac. (MWe)	Prod. (GWh)	Capac. (MWe)	Prod. (GWh)	
Alemania	0	2	7	50	6	49	2774%	3249%	15
Argentina	0	0	0	0	0	0			30
Australia	0	1	1	1	1	0	633%	-5%	40
Austria	1	3	1	4	0	1	27%	19%	5
Canadá	0	0	0	0	0	0			20
Chile	0	0	0	0	0	0			150
China	28	96	24	150	-4	54	-13%	57%	60
Costa Rica	163	1.145	166	1.131	3	-14	2%	-1%	200
El Salvador	151	967	204	1.422	53	455	35%	47%	290
Eslovaquia	0	0	0	0	0	0			5
España	0	0	0	0	0	0			40
Estados Unidos	2.564	16.840	3.093	16.603	530	-237	21%	-1%	5.400
Etiopía	7	0	7	10	0	10	0%		45
Filipinas	1.930	9.253	1.904	10.311	-26	1.058	-1%	11%	2.500
Francia	15	102	16	95	2	-7	10%	-7%	35
Grecia	0	0	0	0	0	0			30
Guatemala	33	212	52	289	19	77	58%	36%	120
Holanda	0	0	0	0	0	0			5
Honduras	0	0	0	0	0	0			35
Hungría	0	0	0	0	0	0			5
Indonesia	797	6	1.197	9.600	400	3.515	50%	58%	3.500
Islandia	202	1	575	4.597	373	3.114	184%	210%	800
Islas Nevis	0	0	0	0	0	0			35
Italia	791	5.340	843	5.520	52	180	7%	3%	920
Japón	535	3.467	536	3.064	1	-404	0%	-12%	535
Kenia	129	1.088	167	1.430	38	342	29%	31%	530
México	953	6.282	958	7.047	5	766	1%	12%	1.140
Nicaragua	77	271	88	310	11	39	14%	15%	240
Nueva Zelanda	435	2.774	628	4.055	193	1.281	44%	46%	1.240
Papúa-Nueva Guinea	6	17	56	450	50	433	833%	2547%	75
Portugal	16	90	29	175	13	85	78%	94%	60
Rumanía	0	0	0	0	0	0			5
Rusia	79	85	82	441	3	356	4%	419%	190
Tailandia	0	2	0	2	0	0	0%	11%	1
Turquía	20	105	82	490	62	385	308%	368%	200
Total	8.933	55.709	10.715	67.246	1.783	11.538	20%	21%	18.500

Tabla 11. Capacidad instalada y producción eléctrica por países (años 2005, 2010 y estimación para 2015)

Los cinco países con valores más elevados de capacidad y producción son, por este orden, **Estados Unidos, Filipinas, Indonesia, México e Italia**. Dos de ellos –Estados Unidos e Indonesia– son también los que han experimentado el mayor incremento de capacidad instalada, en términos absolutos, durante el último quinquenio. Las tablas 12 y 13 recogen estos resultados.

País	Año 2005		Año 2010	
	MWe	GWh	País	GWh
Estados Unidos	2.564	16.840	3.060	14.533
Filipinas	1.930	9.253	1.904	10.311
Indonesia	797	6.085	1.197	9.600
México	953	6.282	958	7.047
Italia	791	5.340	843	5.520

Tabla 12. Relación de los 5 países con mayor capacidad instalada en 2010

País	Variación 2005-2010			
	Capac. inst.		Prod. eléctrica	
	MWe	%MWe	GWh	%GWh
Estados Unidos	496	19%	-2.307	-14%
Indonesia	400	50%	3.515	58%
Islandia	373	184%	3.114	210%
Nueva Zelanda	193	44%	1.281	46%
Turquía	62	308%	385	368%

Tabla 13. Relación de los 5 países con mayor incremento absoluto de su capacidad instalada respecto al año 2005

Los cuatro primeros países de esta última tabla han construido plantas de capacidad superior a 100 MWe, una circunstancia que merece destacarse puesto que revela su interés por seguir potenciando el uso de esta energía, respaldado por políticas de incentivos y otras medidas de apoyo que siguen manteniéndose pese a ser ya más de 50 los años transcurridos desde que iniciaron su actividad geotérmica.

En términos relativos, los cinco países que incrementaron en mayor proporción su capacidad instalada durante el período 2005-2010 fueron, por este orden, Alemania, Papúa-Nueva Guinea, Australia, Turquía e Islandia, si bien en esta clasificación Alemania y Australia resultan escasamente relevantes debido a su escasa capacidad instalada (tabla 14).

Anexo 1. Tecnologías del aprovechamiento de recursos geotérmicos

País	Capac. inst.		Prod. eléctrica	
	MWe	Variación	GWh	Variación
Alemania	6	2.774%	49	3.249%
Papúa-Nueva Guinea	50	833%	433	2.547%
Australia	1	633%	0	-5%
Turquía	62	308%	385	368%
Islandia	373	184%	3114	210%
Portugal	29	78%	175	94%
Guatemala	52	58%	289	36%
Indonesia	1.197	50%	9.600	58%

Tabla 14. Relación de los 8 países con mayor incremento relativo de su capacidad instalada respecto al año 2005