

CAPITULO III

Plantas Geotermoelectricas

El sol es la estrella más importante para determinar de dónde proviene el calor de la tierra. Según científicos mencionan que una de las hipótesis más aceptadas para explicar el origen del calor interno de la tierra es su formación. Esto comienza por el sistema solar, en la que afirman que evolucionó a partir de una acumulación de nebulosa (combinación de polvo, rocas y gases), que al compactarse en presencia del campo gravitacional del Sol formó los diferentes cuerpos que componen el sistema solar. Según esta hipótesis las características de los planetas fueron determinadas por su masa inicial y la distancia al Sol. La masa y la temperatura de los protoplanetas aumentaban cada vez que una partícula chocaba y se anexaba a ellos. Un segundo origen del calor de la tierra fue la diferenciación gravitacional, es decir, el hundimiento de los elementos más pesados y el traslado a la superficie de los elementos más ligeros.

Esta redistribución de los elementos se llevó a cabo con una gran liberación de energía por fricción, lo que provocó un aumento en la temperatura y la fusión de la mayor parte del material que formaba la Tierra. A partir de este proceso, la estructura de la Tierra sufrió una estratificación, formando capas concéntricas las cuales se muestran en la Figura 3.1.

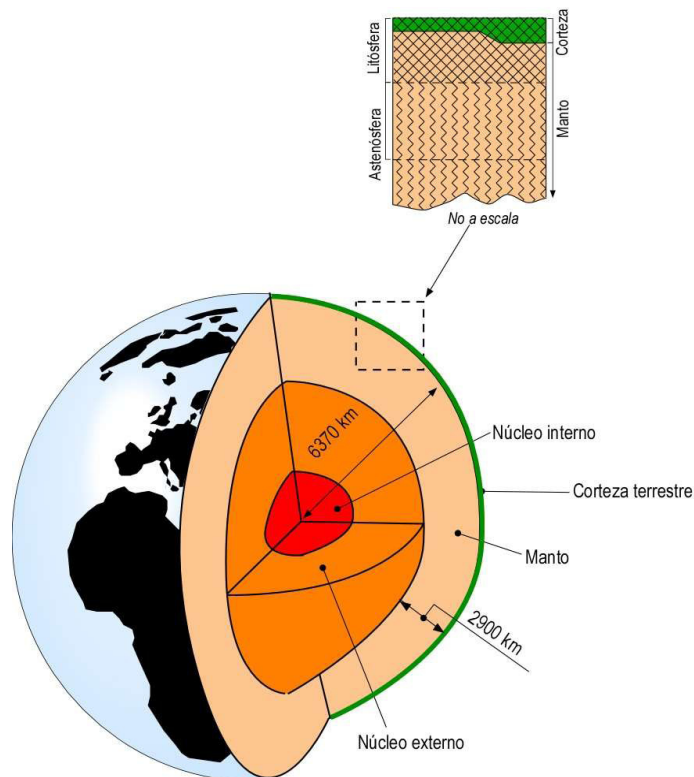


Figura 3.1 Estructura interna de la Tierra.

Fuente: Istituto di Geoscienze e Georisorse, CNR, Italia.

Las capas que conforman la Tierra son tres: corteza, manto y núcleo. Sus espesores son variables pero en promedio tienen valores de 30, 2,900 y 3,500 kilómetros respectivamente. A su vez, las dos últimas se subdividen en: manto superior e inferior y núcleo externo e interno.

Las capas externas son ricas en minerales compuestos por silicio y aluminio. A medida que aumenta la profundidad aumenta también el contenido de hierro y magnesio, que son elementos más pesados, hasta llegar al núcleo que se está formado por hierro y níquel. El granito es un tipo de roca, que contiene entre otros uranio, torio y potasio, los cuales liberan energía debido al decaimiento radiactivo, predomina en la corteza de tipo continental. El basalto es la roca que forma la corteza de tipo oceánico. La olivina y peridotita se les encuentra formando la base de la corteza y el manto superior.

La corteza terrestre se fue enfriando hasta solidificarse; sin embargo las capas interiores no se enfriaron tan rápidamente, en gran parte debido a que la corteza es muy mala conductora del calor y actúa como un aislante para las capas interiores, que de esta forma pueden mantener temperaturas altas. Para cada kilómetro hacia abajo en la tierra, la temperatura en la corteza externa aumenta en 30° C en promedio.

3.1 Geotermia

Energía geotérmica es la energía almacenada en forma de calor por debajo de la superficie sólida de la Tierra¹⁸. Este tipo de energía se almacena en forma de vapor seco, agua caliente, agua caliente con metano gaseoso disuelto y rocas calientes secas.

El comienzo de la geotermia se dio a mediados del siglo XIX en Larderello Italia, cuando Francisco Larderello extraía el ácido bórico de los pozos, este lo obtenía evaporando el agua, utilizando madera de los bosques como combustible. Para sustituir la madera Larderello desarrolló un sistema en el cual se utilizaba el calor de los fluidos en el proceso de evaporación. Este sistema fue utilizado en el años de 1827.

En los años siguientes se utilizó el vapor de baja presión para invernaderos, posteriormente otros países comenzaron a desarrollar sus recursos geotérmicos, un ejemplo de ello se dio en Estados Unidos, donde se construyó el primer sistema distrital de calefacción geotermal. En Islandia, también comenzó la energía geotérmica, utilizando agua caliente como fluido geotérmico.

Italia fue el primer país que utilizó la energía geotérmica para la generación de electricidad, y lo desarrolló Larderello (Figura 3.2). Al mismo tiempo Japón comenzó a perforar sus primeros pozos geotermiales, al igual que Chile en Tatio y en Estados Unidos en The Geysers. Posteriormente en Nueva Zelanda entró en operación una planta geotermoeléctrica, esto ocurrió en el año de 1958, también por esos años fueron abiertas plantas en México.

¹⁸ Definición oficial en Alemania (VDI4640) y adoptada por el consejo Europeo de Energía Geotérmica (EGEO).



Figura 3.2 Instalación de generación de energía eléctrica de origen geotérmico en Larderello (Italia), en 1904. Fuente: Geothermal Education Office 2000.

Al finalizar la Segunda Guerra Mundial muchos países comenzaron a explotar la energía geotérmica, ya que era otra forma de generación de electricidad. En Canadá se instaló una pequeña planta en 1949. En los años sesenta varios países comenzaron a tomar un mayor interés por este recurso natural.

La utilización de la energía geotérmica en los Estados Unidos comenzó en 1960, cuando se empleó vapor de agua seco de “Los Geysers”, una zona del norte de San Francisco, para producir 11MW de potencia eléctrica comercial. Las condiciones del vapor de agua en “Los Geysers” son de alrededor de 0.76 MPa (100 psi) y 180° (350 °F). Hacia 1980, las Plantas Geotermoeléctricas de la zona producían alrededor de 800 MW de potencia, y a finales de los ochenta casi se había doblado esta cifra. Por desgracia, el vapor de agua seco se tiene en muy pocos lugares.

Cuando la temperatura del agua se encuentra por encima de los 150°C (300°F), se dice que tiene calidad eléctrica. Para producir potencia eléctrica a partir del agua con temperatura superior a ese límite inferior se utilizan dos tecnologías distintas. Cuando el fluido hidrotérmico está por encima de los 210°C (410°F) se puede someter a un proceso de estrangulamiento y bajar su presión de modo que parte del líquido se vaporice y pase a vapor de agua. El rendimiento de la conversión de energía mediante este procedimiento se encuentra en torno al 15%. Cuando la temperatura del fluido está por debajo de los 210°C (410°C), la diferencia de temperatura disponible entre la entrada y la salida de la turbina es demasiado pequeña para que el funcionamiento por el método anterior sea rentable. En su lugar, en este último caso de temperaturas moderadas, hay que recurrir al funcionamiento de un ciclo en el que intervienen dos fluidos separados en el sistema global de conversión de energía. No obstante, sólo uno de estos fluidos es el responsable de la producción real de potencia del ciclo.

3.1.2 Fuentes geotérmicas

Las fuentes geotérmicas son la manifestación visual del calor emitido por el interior de la Tierra. Las manifestaciones termales en la superficie de la Tierra no son uniformes, estas están relacionadas con zonas de actividad tectovolcánicas, la cual proveerá la fuente de calor dispensable para que se tengan manifestaciones termales. Dichas manifestaciones han comenzado con el estudio de la energía geotérmica.

A continuación describiremos algunas de las fuentes geotérmicas con son los manantiales o aguas termales, los géiseres, fumarolas, volcanes, etc.

Manantiales o aguas termales

Los manantiales termales presentan una gran variedad tanto en temperatura como en composición química y de acuerdo con estas características se les clasifica como alta o baja temperatura, si ésta es mayor o menor de 50°C. Dependiendo del tipo de agua que descargan se les denomina como ácidos, alcalinos o neutrales. Si su pH es menor, mayor o igual a 7 respectivamente. A los manantiales termales también se les denomina como bicarbonatados, sulfatados o clorurados, esto depende de la composición del agua.

Cuando el agua tiene temperaturas elevadas a profundidad, algunas veces alcanza el punto de ebullición antes de llegar a la superficie, entonces el que asciende es solamente el vapor que se desprende y puede ser rico en gases como bióxido de carbono y ácido sulfhídrico. Estos gases se oxidan al mezclarse con aguas subterráneas frías dando origen a manantiales ácidos. Las aguas ácidas tienen un gran poder corrosivo y van disolviendo la roca circundante.

Géiseres y fumarolas

Un géiser es un manantial termal que periódicamente se vuelve inestable hidrodinámica y termodinámicamente. Para un géiser se necesita una fuente de calor, agua y un canal permeable que la lleve a la superficie después de ser calentada. Sin embargo también requiere un lugar donde el agua se caliente mientras, alcanza la temperatura necesaria para provocar la inestabilidad.

Por lo general los géiser tienen una abertura, a través de la cual el agua es liberada a alta presión y temperatura. Internamente cuentan con canales subterráneos para obtener agua de recarga después de cada erupción. Un géiser hará erupción cuando una parte del agua que tiene almacenada sea sobrecalentada y ocurra una generación de vapor relativamente cerca de la abertura superficial.

A las emisiones de vapor de agua y gases se les denomina fumarolas, tienen la característica de tener temperaturas elevadas. Estas emisiones pueden ser denominadas dependiendo de su composición, es decir, pueden ser de tipo sulfurosa, clorhídrica, carbónica, etc.

Volcanes

Los volcanes son formaciones geológicas en la superficie terrestre. A su vez, se considera que son la comunicación directa entre la superficie terrestre y las profundidades de la corteza terrestre. Un volcán es también una estructura geológica, por la cual emerge del interior del planeta el magma o sea de la mezcla de roca fundida, gases y vapor de agua.

Los volcanes son clasificados dependiendo el tipo de erupción, también dependiendo de sus características químicas del magma o bien por el tipo de material que arrojan. La manera de comunicar al magma que se encuentra en la profundidad con la superficie se denomina chimenea, la cual se encuentra en la cima del volcán, la cual es llamada cráter. Algunos volcanes después de sufrir erupciones se colapsan formando depresiones en sus cimas. Estas estructuras reciben el nombre de calderas.

Los volcanes han sido la causa de muchas catástrofes en la historia de la humanidad. La energía que liberan en cada erupción es inmensa. Algunos científicos consideran a los volcanes como una posible fuente de energía para el futuro, cuando se tenga la tecnología que haga posible su aprovechamiento.

Otras manifestaciones

Otras fuentes que generan calor aparte de las antes mencionadas son las mareas terrestres, el choque de meteoritos y la atracción gravitacional del Sol y la Luna generan el 10% del total del calor de la Tierra.

También las fosas de lodo son manantiales termales, pero con poca agua. En estos el vapor es rico en ácido sulfhídrico, el cual disuelve las rocas transformándolas en arcillas, ópalo y cuarzo. Estos materiales y el agua del vapor que se condensa forman el lodo, cuya viscosidad depende de la cantidad de agua disponible. El color del lodo también es variable y puede ser gris, negro, blanco y en algunos casos rojo o rosado debido a la presencia de óxidos de hierro. La coloración del lodo depende de la cantidad de azufre.

3.1.2 Uso de la Geotermia en el mundo

Bajo la denominación de utilización directa, o inmediata, de la energía geotérmica se engloban diferentes formas de obtener calefacción, refrigeración o aire acondicionado, y de producir agua caliente sanitaria, que excluyen el empleo de dicha energía para producir energía eléctrica.

En el año 2005 existían en el mundo 72 países con proyectos de uso directo del calor geotérmico, en algunos casos como aprovechamiento complementario, o secundario, de la generación de electricidad. Representaban, en conjunto, una capacidad instalada de 28,268 MWt, utilizaron 273,372 TJ (75.943 GWh) de energía en forma de calor, ahorrando el equivalente anual de 170 millones de barriles de petróleo (25.4 millones de toneladas), y de 24 millones de toneladas de emisiones de CO₂ a la atmósfera. De ese uso de energía

geotérmica en forma de calor, se estima que un 54.4%, cerca de 150,000 TJ/ año, procedían de bombas de calor geotérmicas, este análisis se observa en la Figura 3.3.

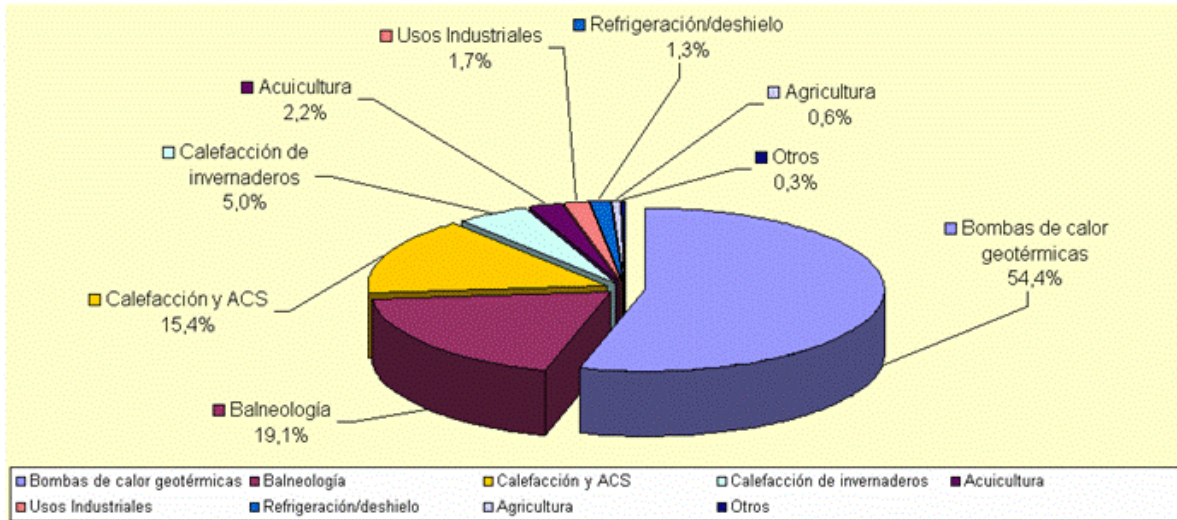


Figura 3.3 Distribución de la utilización del calor geotérmico en el mundo. (TJ/año), en 2005.
Fuente: Lund, J.W. Direct Heat Utilization of Geothermal Resources Worldwide 2005. Geo-Heat Center. Oregon Institute of Technology.

Tradicionalmente, el empleo del calor geotérmico en aplicaciones distintas de la generación de electricidad, se ha venido realizando a pequeña escala, a nivel individual, pero los avances experimentados en años recientes incluyen proyectos colectivos a gran escala, como la calefacción urbana y producción de ACS en Islandia y Francia, complejos de invernaderos en Hungría y Rusia, y grandes aplicaciones industriales en Nueva Zelanda y Estados Unidos.

Los intercambiadores de calor son actualmente más eficaces, y están mejor adaptados a los proyectos geotérmicos, admitiendo el empleo tanto de agua a baja temperatura como de fluidos altamente salinos. Las bombas de calor geotérmicas que utilizan fluidos a muy baja temperatura han ampliado la utilización de la energía geotérmica a países tradicionalmente no geotérmicos como Francia, Suecia y Suiza, así como a áreas del medio oeste y la parte oriental de Estados Unidos, como se menciona en la tabla 3.1.

País	Utilización		Capacidad	Factor de Capacidad	Uso Principal
	TJ/año	GWh/año	MWt		
China	45,373	12,605	3,687	0.39	Baños
Suecia	36,000	10,000	3,840	0.30	Bombas de calor
Estados Unidos	31,239	8,678	7,817	0.13	Bombas de calor
Turquía	24,840	6,900	1,495	0.53	Baños / Calefacción
Islandia	24,500	6,806	1,844	0.42	Calefacción urbana
Japón	10,301	2,862	822	0.40	Baños
Italia	7,554	2,098	607	0.39	Baños / Spas
Hungría	7,940	2,206	694	0.36	Baños / Spas
Nueva Zelanda	7,086	1,968	308	0.73	Industrial
Brasil	6,622	1,840	360	0.58	Baños / Spas

Nota: Factor de capacidad = Utilización anual (TJ/año) / Capacidad (MWt) x 0,03171

Tabla 3.1 Principales países que hacen utilización directa de la energía geotérmica.
Fuente: Lund, J.W. Direct Heat Utilization of Geothermal Resources Worldwide 2005.
Geo-Heat Center. Oregon Institute of Technology.

3.1.3 La Geotermia en México

La utilización de energía geotérmica en México se utiliza principalmente para la producción de energía eléctrica, y que se remonta a los años sesenta, en los que se comenzó a explotar el campo geotérmico de Pathé en el estado de Hidalgo, donde se perforaron 17 pozos. Desafortunadamente, la falta de permeabilidad del campo determinó que el experimento terminara en un fracaso a pesar de que se tenía un gradiente geotérmico en el área de aproximadamente 550 °C/km. De los 3.5 MW instalados sólo se pudieron producir 150 KW, por lo cual se clausuró la planta después de 14 años de vida útil.

Se llevaron a cabo intentos por desarrollar las zonas geotérmicas de Los Negritos e Ixtlán de los Hervores en Michoacán. Sin embargo, el éxito se alcanzó finalmente cuando se descubrió el campo geotérmico de Cerro Prieto en Baja California Norte.

México es uno de los países más avanzados en cuanto a la producción de energía geotermoeléctrica en la Figura 3.4 se observa la localización geográfica de los campos geotérmicos. Los campos geotérmicos de Cerro Prieto Baja California Norte, Los Azufres en Michoacán, Los Humeros en Puebla y Tres Vírgenes en Baja California Sur, se encuentran ya en la etapa de producción. Asimismo, se cuenta con 27 campos donde se han concluido los estudios de factibilidad, de los cuales se han seleccionado 16 para continuar

con la etapa de perforación de pozos de exploración. Entre éstos se tienen: El Ceboruco (Nayarit), Las Planillas (Jalisco), Araró (Michoacán), etcétera.

La capacidad geotermoeléctrica de México es de 964.50 MW. Comisión Federal de Electricidad menciona que en agosto de 2008 se generó 3.04% de los 158,367 GWh producidos a nivel nacional.

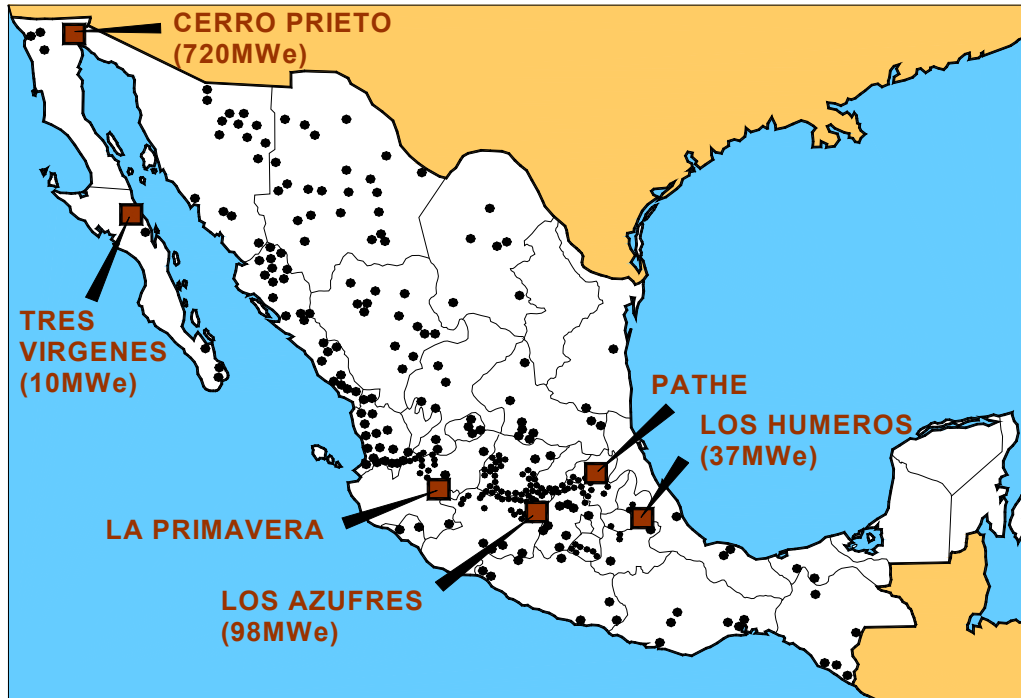


Figura 3.4 Localización de los campos geotérmicos en México.
Fuente: Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE).

Cerro Prieto

El campo geotérmico de Cerro Prieto (Figura 3.5), es uno de los más grandes del mundo y hasta el momento tiene una capacidad instalada total de 720MW de energía eléctrica; que produce 47% de la electricidad que se distribuye en la red de Baja California. Se trata de un sistema aislado del Sistema Eléctrico Nacional aunque el campo tiene capacidad para generar mucha más energía. Hasta el momento se han perforado más de 200 pozos.

Este campo cuenta con trece unidades, las cuales se subdividen en cuatro casas de máquinas, las cuales son las siguientes: Cerro Prieto I. Estas fueron las primeras unidades instaladas en el año de 1973, cuentan con una unidad de 30 MW y cuatro unidades mas de 37.5 MW.

Cerro Prieto II y Cerro Prieto III cuentan con dos unidades de 110 MW cada una, por lo tanto su capacidad total instalada es de 440 MW, mientras que Cerro Prieto IV cuenta con cuatro unidades de 25 MW cada una. Esta última unidad fue instalada en el año 2000.



Figura 3.5 Central Geotermoeléctrica “Cerro Prieto”.
Fuente: Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE).

Debido a que la zona en que se encuentra localizado este campo no tiene un alto consumo de energía eléctrica por ser una zona agrícola, existe un excedente de energía eléctrica, el cual es exportado a Estados Unidos. Además de la generación de electricidad, en la planta Geotermoeléctrica de Cerro Prieto se planea instalar también un sistema para la extracción y comercialización de cloruro de potasio, por el cual se llegarán a producir 80 000 toneladas métricas por año.

Los Azufres

El campo geotérmico de Los Azufres (Figura 3.6), está localizado en la parte central de México, en el Estado de Michoacán, a unos 250 kilómetros al occidente de la Ciudad de México, en un complejo volcánico a 2,800 metros de altitud.



Figura 3.6 Campo Geotérmico “Los Azufres”.
Fuente: Revista Digital Universitaria.

Se ubica casi en el centro de la Faja Volcánica Mexicana como se observa en la figura 3.4, que es una franja de volcanes y productos volcánicos cuaternarios que atraviesa

México de costa a costa y en la cual se encuentran varios volcanes actualmente activos, como el Popocatepetl y el Volcán de Fuego de Colima. Las temperaturas encontradas en este campo son de 358°C, el flujo de calor promedio es de 0.22 W/m², la composición química del fluido de este campo geotérmico es en su mayoría de azufre.

A diferencia de Cerro Prieto, Los Azufres es un campo de tipo volcánico cuyos fluidos geotérmicos están contenidos en rocas de tipo andesítico. En el año de 2006 se inauguró la central Los Azufres II, con una capacidad instalada de 100 MW. Actualmente la CFE opera con una capacidad total de 188 MW mediante cinco unidades a condensación (una de 50 MW y cuatro de 25 MW cada una), siete unidades a contrapresión de 5 MW cada una y dos unidades de ciclo binario de 1.5 MW cada una.

Con 14 unidades turbogeneradoras, la central Geotermoeléctrica de Los Azufres generó 1,522 GWh en 2006, alimentada por un promedio de 39 pozos productores integrados al sistema de vaporoductos, que a lo largo del año pasado produjeron 14.6 millones de toneladas de vapor a un ritmo de 1,670 t/h. Seis pozos inyectores se utilizaron para regresar al yacimiento 4.4 millones de toneladas de salmuera geotérmica que fueron separadas del vapor.

Los Humeros

El campo geotérmico de Los Humeros (Figura 3.7), está ubicado en el estado de Puebla. Este campo fue descubierto en 1968, y posteriormente en 1982 fueron perforados los primeros pozos y actualmente hay más de 40 pozos perforados.

En el año de 1990 se instaló la primera unidad de 5 MW y así sucesivamente, cuenta con una capacidad instalada de 42 MW, en siete unidades cada uno de 6 MW.



Figura 3.7 Campo Geotérmico “Los Humeros”.
Fuente: Revista Digital Universitaria.

La empresa eléctrica *Alstom*, en enero de 2010 firmó un contrato con la CFE, por valor de 30 Millones de euros- El contrato relativo a la central de Los Humeros II Fase B (25 MW), sigue al que ya firmó en mayo de 2009, que correspondía a los Humeros II Fase A, los trabajos se concluirán en mayo de 2012.

Tres Vírgenes

El campo geotérmico de Tres Vírgenes (Figura 3.8), se localiza en la Península de Baja California Sur. Actualmente se tienen dos plantas instaladas de 5 MW del tipo condensación, las cuales iniciaron sus operaciones en julio de 2001. Estas plantas generaron 32.8 GWh en 2003, los cuales se distribuyeron a ciudades como Santa Rosalía y otras poblaciones que están aisladas del sistema eléctrico nacional.

Tres Vírgenes es un campo de tipo volcánico asociado al sistema de fallas del Golfo de California, con fluidos contenidos en rocas graníticas.

Actualmente se está realizando una licitación para instalar una tercera unidad de la misma capacidad de las anteriores.



Figura 3.8 Campo Geotérmico “Tres Vírgenes”.
Fuente: Revista Digital Universitaria.

3.1.4 Generación geotermoeléctrica en México

Respecto a la capacidad instalada para generar electricidad a partir de recursos geotérmicos, México ocupó en 2007 la cuarta posición mundialmente, con 960 MW, precedido por EUA con 2,687 MW, Filipinas con 1,970 MW e Indonesia con 992 MW representando el 9.9%, 27.6%, 20.2% y 10.2% del total, como se observa en la Figura 3.9 y en la Tabla 3.2.

País	MW	Porcentaje
1. EUA	2,687	27.6
2. Filipinas	1,970	20.2
3. Indonesia	992	10.2
4. México	960	9.9
5. Italia	811	8.3
6. Japón	530	5.4
7. Nueva Zelanda	472	4.8
8. Islandia	421	4.3
9. Costa Rica	163	1.7
10. El Salvador	204	2.1
11. Kenia	129	1.3
Resto del mundo	396	4.1
Total	9,753	100

Tabla 3.2 Capacidad geotérmica mundial instalada para generación de energía eléctrica, 2007.
Fuente: Perspectiva del Sector Eléctrico 2008-20017, SENER

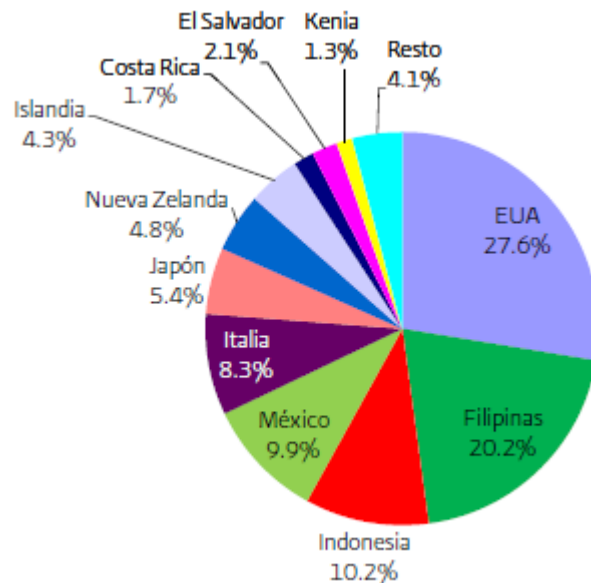


Figura 3.9 Distribución de la capacidad geotermoeléctrica mundial por país, 2007.
Fuente: Perspectiva del Sector Eléctrico 2008-20017, SENER

Por éstas razones el incremento en el uso de recursos renovables se hace más evidente y aún más con el avance tecnológico que se ha venido presentando durante los últimos años. En este momento México está muy a tiempo para diversificar sus esquemas de generación eléctrica y durante el desarrollo de la Tesis hemos planteado la Energía Geotérmica como una excelente opción para poder generar electricidad, y aún más, con el uso de la Tecnología de Ciclo Binario ya que no se tienen emisiones de ningún tipo a la atmósfera.

En Diciembre de 2008 la CFE hizo de conocimiento público siete zonas en el país que poseen un alto potencial para generar energía geotérmica. Las áreas son Tulecheck y Piedras de Lumbre en el norte de México, El Ceboruco y Cerritos Colorados en la zona central y Acoculco, Tacaná y Chichonal en el sur.

3.2 Tipos de Plantas Generadoras para el aprovechamiento de recursos geotérmicos

Fluido Geotérmico, caliente y a veces salado, rico en minerales, líquido y/o vapor es el transporte que trae energía geotérmica a través de pozos desde el subsuelo a la superficie, esta agua caliente y/o vapor es extraído de una gran profundidad y aislado durante la producción, llegando hasta los pozos para posteriormente ser convertido en electricidad en una planta geotérmica.

Una vez utilizado, el agua y vapor condensado se inyecta en el yacimiento geotérmico para recargar el manto acuífero y para que vuelva a calentarse. Se ha separado de aguas subterráneas por tuberías recubiertas, haciendo que la operación haga quede libre de contaminación alguna.

Las características del fluido geotérmico, incluyendo la temperatura, química, y contenido de gas no condensable (GNC), por sus siglas en inglés, determinarán el tipo de planta que se utilizará.

3.2.1 Plantas con turbinas de vapor convencionales

Es evidente que se puede usar la energía geotérmica que provenga de un yacimiento de alta temperatura para la generación de electricidad: la producción de vapor a presión, el cual en los medios convencionales se consigue a base de quemar combustibles fósiles (carbón, petróleo o gas) o por el calor producido por la fisión nuclear del átomo (energía nuclear).

Todos estos sistemas se han revelado como de gran rendimiento, pero con los graves inconvenientes de coste y agresión al medio ambiente, el incremento de la población y la necesidad de saciar el hambre de energía global hoy en día se hacen más evidentes.

En primer lugar, es necesario estudiar qué posibilidades ofrece la producción de ese vapor a presión que se puede obtener, en el más estricto de los sentidos, de las entrañas de

la tierra. Para ello, es interesante estudiar en la curva de la Figura 3.10 el comportamiento del agua sometida a gran presión y temperatura en la profundidad de la Tierra.

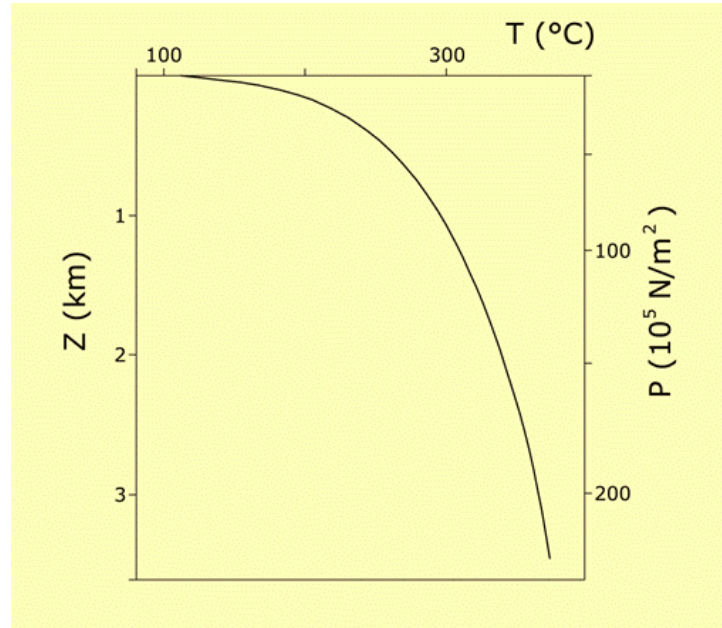


Figura 3.10 Evolución del punto de evaporación del agua con respecto a la presión.
Fuente: Energía Geotérmica. Pous, J. y Jutglar, L. 2004.

Esta curva refleja el punto de ebullición del agua en función de la presión producida por los estratos que se encuentran sobre el acuífero, y de la temperatura que el efecto del gradiente geotérmico produce.

Según se puede apreciar en ella, a unos tres km de profundidad, con una presión próxima a los 20,000 kN/m² (200 bar), el agua permanece líquida con una temperatura que oscila entre 350 °C a 400 °C. Cuando se perfora un sondeo hasta esa profundidad y se extrae el agua, en parte por depresión y en parte por bombeo, el agua va perdiendo su presión de confinamiento, por lo cual baja su punto de ebullición, convirtiéndose en vapor.

En las condiciones que se acaban de mencionar, se puede ya disponer de vapor de agua a gran presión para alimentar una turbina y generar electricidad, siempre que el caudal que el yacimiento geotérmico proporcione y garantice un suministro suficiente y continuado.

Este es el caso más sencillo de producción eléctrica, en el que el agua de origen geotérmico es absorbida desde el pozo de alimentación, ya en forma de vapor, hacia una turbina a la que obliga a girar a gran velocidad, perdiendo en el trabajo su energía, que se traduce en una pérdida paulatina de presión y de temperatura, que la devuelven a su estado líquido (aún con la presencia de alguna parte en fase vapor), con la opción de incorporarla al exterior (vapor a la atmósfera y agua a la red hidrográfica), o bien reinyectarla al acuífero de procedencia o a través del pozo de reinyección, una vez utilizada. Un diagrama de tan simples principios se ilustra en la Figura 3.11

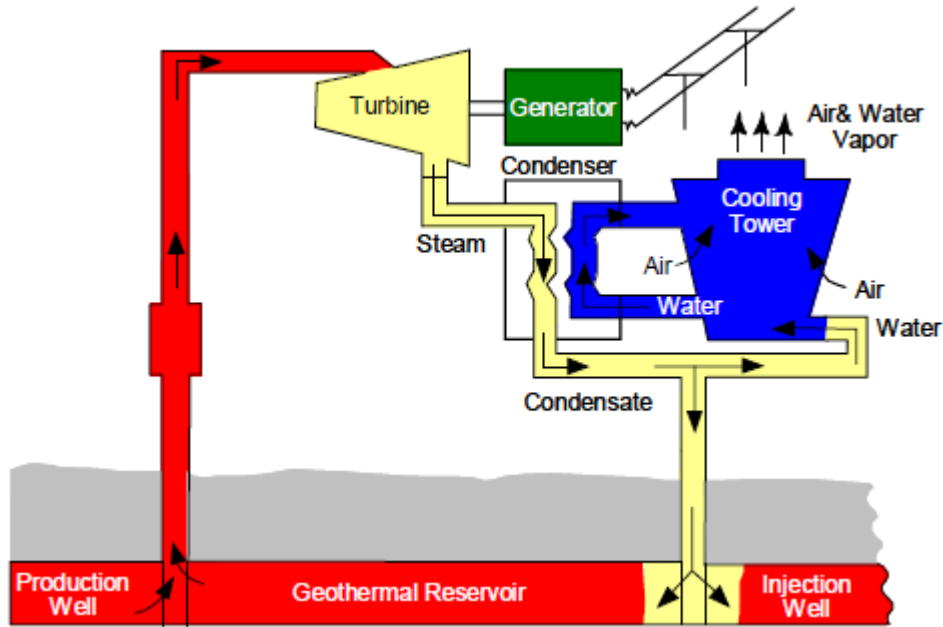


Figura 3.11 Diagrama de una Planta de Vapor Seco.
Fuente: Geo-Heat Center.

Las plantas de "Vapor seco" han sido utilizadas durante más de cien años, más que cualquier otra tecnología de conversión geotérmica. Este tipo de sistemas son relativamente simples, que requieren sólo de vapor, tuberías de inyección y mínima limpieza de los dispositivos. Un sistema de este tipo requiere de un decantador de sedimentos para eliminar sólidos grandes, separadores centrífugos para eliminar humedad así como pequeñas partículas sólidas.

El ciclo básico de vapor sigue siendo similar a la primera planta que operó en Larderello, Italia. Desde entonces se han hecho muchas mejoras tecnológicas para obtener de ellas la mayor cantidad de electricidad posible.

3.2.2 Planta Geotermoeléctrica "Flash"

La situación antes estudiada aparentemente sencilla, se complica cuando se estudian con más profundidad las características del fluido geotérmico. En la práctica es casi imposible conseguir que el vapor esté absolutamente seco, lo cual constituye el primer inconveniente para la producción de energía eléctrica. Evidentemente, las pequeñas gotas de agua que puede arrastrar el vapor, a la presión a la que impactan con los álabes de la turbina, producen un desgaste excesivo.

Para evitar este extremo, se coloca a la salida del vapor del pozo de alimentación un separador centrífugo de agua, que elimina una buena parte del agua que contenía el vapor. Se dispondría así de un nuevo esquema de funcionamiento, que puede apreciarse en la Figura 3.12. Este tipo de planta se conoce como "Flash", es la más común de las Centrales Geotermoeléctricas hasta la fecha.

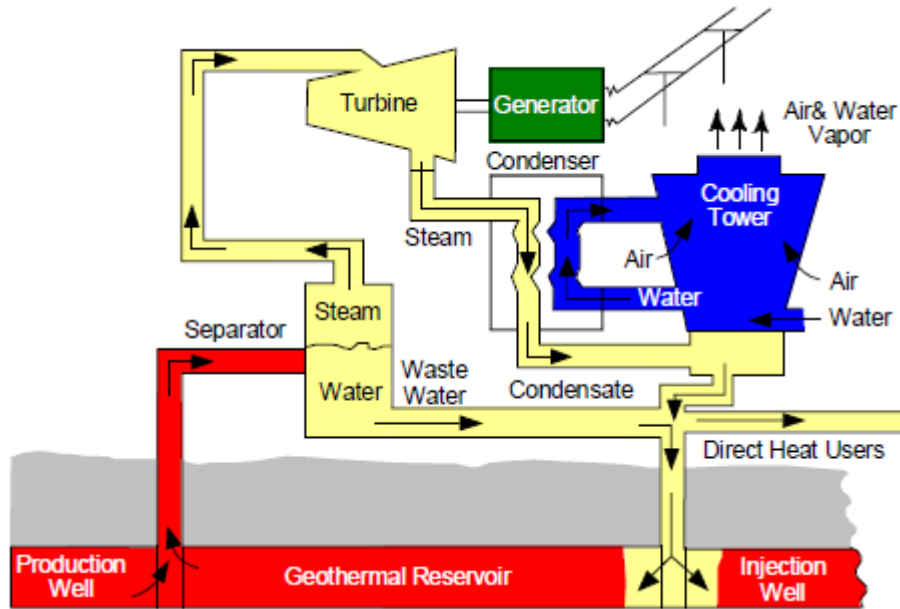


Figura 3.12 Diagrama de una Planta “Flash” simple.
Fuente: Geo-Heat Center.

El vapor se separa del líquido en un separador a la salida del pozo y se utiliza para mover la turbina. Este tipo de plantas requieren recursos con temperaturas que van de 177°C a 260°C.

Con una planta *Flash* se consigue mejorar la calidad del vapor, elevando así el rendimiento de la turbina y ahorrando recursos económicos en el mantenimiento y operación de la misma.

Existe otro procedimiento para conseguir vapor seco, que consiste en “secar” artificialmente el vapor de procedencia geotérmica, mediante cualquiera de los procedimientos clásicos (quemando combustibles fósiles), aunque con ello se pierde gran parte del rendimiento económico del proceso, aparte de incorporar un nuevo tipo de energía. Si el vapor seco y recalentado por cualquiera de los procedimientos mencionados anteriormente, se inyecta en la turbina en dos fases, al principio y en un punto intermedio, se obtendrá lo que se conoce como una central de doble *Flash*.

Un sistema de doble *Flash* es la más popular, es más caro que un flash simple, y podrían concentrarse componentes químicos si es que existen en el agua geotérmica. Incluso considerando estos inconvenientes, la mayoría de los ingenieros están de acuerdo que un doble *Flash* es más eficaz que *Flash* simple porque una mayor parte del recurso es utilizado. En la Figura 3.13 se puede apreciar mejor este tipo de planta.

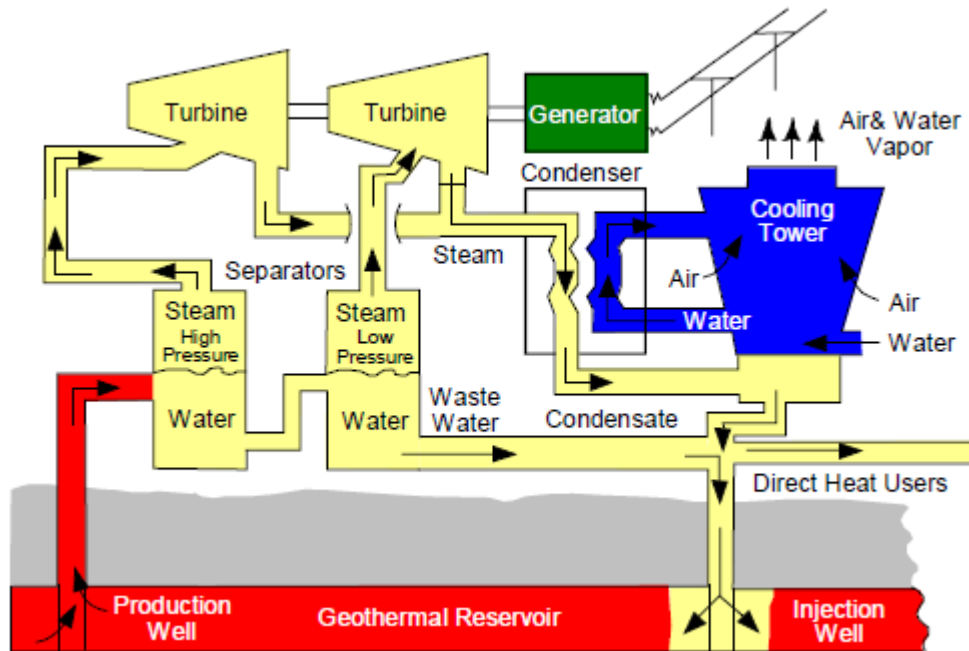


Figura 3.13 Diagrama de una Planta “Flash” doble.
Fuente: Geo-Heat Center.

La transformación del fluido a vapor es la parte fundamental en un sistema *Flash* así como en plantas convencionales. En ambos casos, los separadores se utilizan para aislar y purificar el vapor geotérmico antes de que éste fluya hacia la turbina. Un sistema *Flash* requiere tres o más etapas de separación, incluida un separador flash primario que aísla vapor geotérmico del líquido, también posee un recuperador de goteo a lo largo de la tubería de vapor, y un refinado final: separador/depurador. El proceso de limpieza del vapor se emplea a menudo para mejorar aún más la pureza del vapor. Todas las plantas geotérmicas requieren sistemas de tuberías para transportar el agua o vapor de agua para completar el ciclo de generación de energía y de inyección.

3.2.3 Ciclo de Rankine Orgánico (ORC)

Un proceso ORC (*Organic Rankine Cycle*), es similar a un Ciclo Rankine de vapor convencional, excepto que el fluido de trabajo es un fluido orgánico de elevada masa molecular, en vez de utilizar agua. Algunos fluidos ocupados comúnmente son: refrigerantes como el octafluoropropano (R-218) o el isobutano (R600-A), algunos siloxanos y otros fluidos como tolueno o benceno.

Otra característica de estos fluidos son su baja presión y su bajo punto de ebullición relativamente inferior al del agua, lo que los hace ideales para el aprovechamiento de fuentes de baja temperatura. Por otro lado estos fluidos pueden ser expandidos a muy bajas presiones en la turbina, lo que permite un aumento en la eficiencia del ciclo¹⁹. Los cuatro dispositivos más importantes de este ciclo son el intercambiador de calor, que funciona como una caldera en una central termoeléctrica, la turbina, la torre de enfriamiento y la bomba de alimentación. Como se observa en la Figura 3.14 el fluido de trabajo se encuentra en un ciclo cerrado y se vuelve a usar constantemente, por las características del

fluido de trabajo ésta tecnología es bastante benéfica cuando se tiene una fuente geotérmica donde el recurso tiene una temperatura que va desde 90°C a 175°C.²⁰

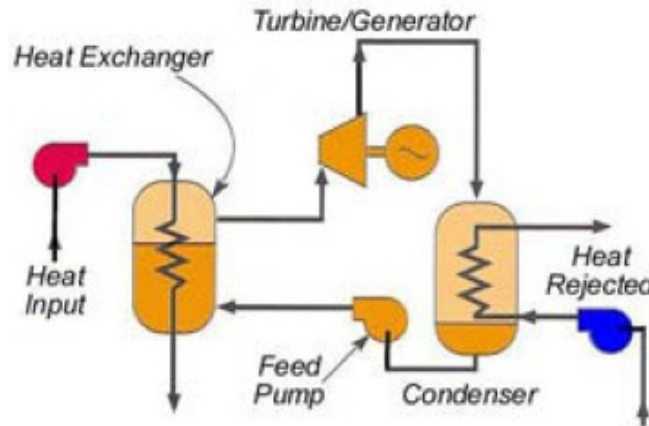


Figura 3.14 Esquemático de un ORC.
Fuente: Barber-Nichols.

Muchos fluidos siguen siendo estudiados y modificados por las empresas productoras para mejorar la eficiencia y para disminuir su impacto ambiental, hay que recordar que muchos de ellos son CFC's, además de tener problemas de toxicidad e inflamabilidad. Para resolver esto los proveedores tienden cada vez más a estudiar los fluidos que se utilizan como refrigerantes en declino de otros candidatos como el tolueno o el benceno y sus compuestos, pues los refrigerantes tienen un mayor desarrollo en la industria frigorífica que es la principal en el desarrollo de la tecnología ORC.

La introducción de estos fluidos orgánicos trae diferencias fundamentales en la concepción del ciclo ORC diferenciándolo del Ciclo Rankine tradicional, haciéndolo ideal para fuentes de baja temperatura, lo que lo hace un complemento ideal para fuentes renovables como la energía solar, geotérmica o la combustión de biomasa, además de su posible aplicación en la cogeneración industrial, de manera de aumentar la eficiencia energética de los procesos.

La eficiencia total del sistema depende de la eficiencia de la caldera de combustóleo y de la presencia del economizador. Las eficiencias de la caldera de aceite térmico (calor del combustóleo/valor más bajo de calentamiento) entre 75 y 80% son posibles con calderas de aceite térmico modernas que llevan a una eficiencia eléctrica total que puede exceder el 14%. La eficiencia térmica total puede alcanzar cerca de un 90% cuando está instalado el economizador.

Aplicaciones de un ciclo ORC:

- Combinar el calor en plantas eléctricas que utilizan biomasa
- Recuperadores de calor
- Utilización de energía geotérmica para la producción de electricidad
- Aplicaciones solares

¹⁹ Bioagfo Energía Ltda, Chile.

²⁰ Office of Geothermal Resources

3.2.3.1 Diferencias entre un ORC y un ciclo Rankine tradicional

Los Ciclos Rankine que funcionan con agua comúnmente utilizan varias etapas de recalentamiento intermedio en las turbinas distinguiéndose principalmente turbinas de baja, media y alta presión, pues el agua al expandirse se enfría cayendo en la zona saturada y, como una turbina puede soportar el desgaste de un porcentaje mínimo de calidad en el vapor (aproximadamente un 95%), se aplican estas etapas de recalentamiento para poder aprovechar la energía que aún tiene el vapor y aumentar la eficiencia. En las Figuras 3.15 y 3.16 podemos ver el diagrama termodinámico de estos dos ciclos.

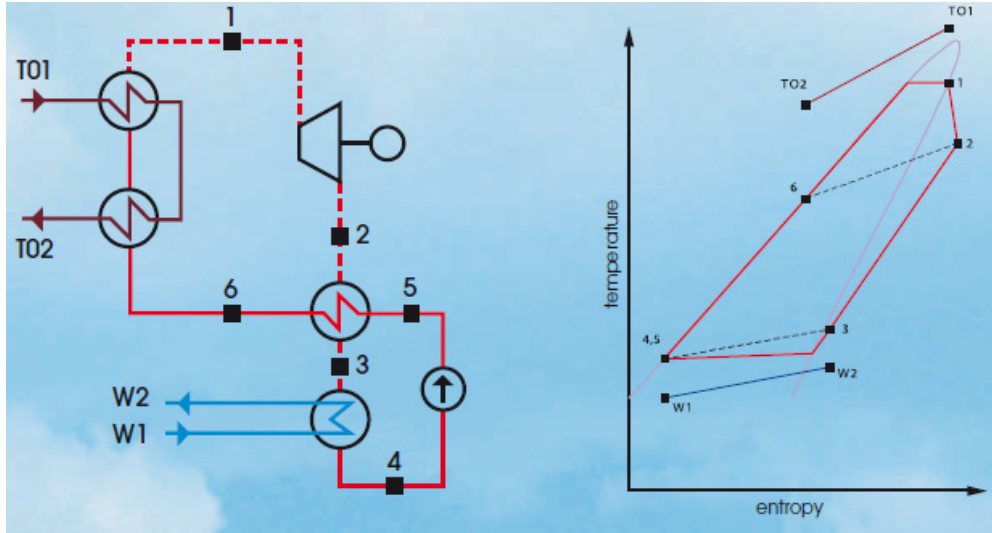


Figura 3.15 Ciclo de Rankine Orgánico.
Fuente: TTS eko s.r.o.

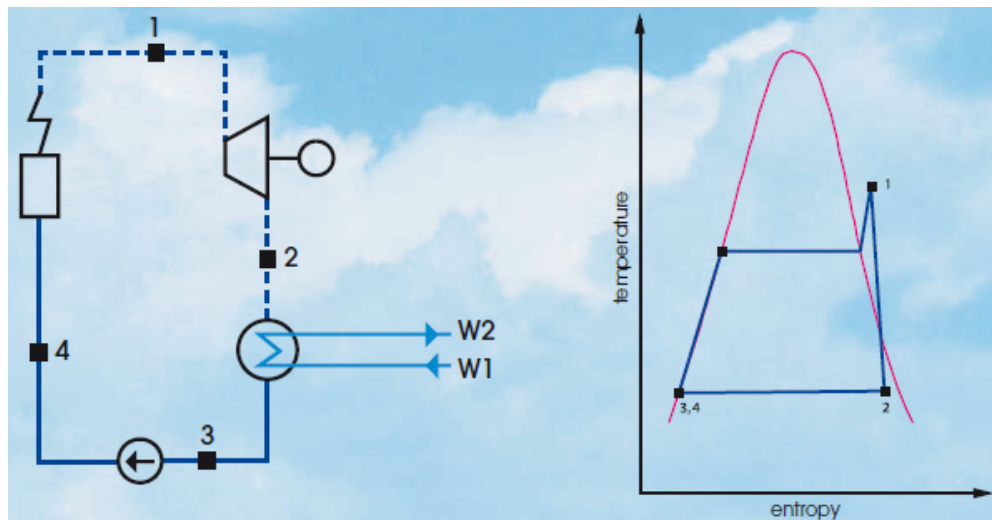


Figura 3.16 Ciclo de Rankine.
Fuente: TTS eko s.r.o.

Lo anterior no ocurre en un ORC pues el fluido no se enfría en la turbina por lo que nunca se consigue calidad en la expansión, requiriéndose de esta manera una turbina solo de una etapa, reduciendo así la complejidad de la planta.

Por otro lado en los Ciclos Rankine de vapor de agua comúnmente se extrae una línea de vapor desde la turbina en un punto intermedio de la expansión para precalentar el agua que entra en el intercambiador de calor, aumentando la eficiencia del ciclo. Este paso también se suprime en un ciclo ORC pues el fluido al sobrecalentarse en su paso por la turbina sale de ella a una temperatura inferior (comparado con la temperatura de entrada a la turbina), por lo que se utiliza una etapa de recuperación de calor, utilizando el mismo fluido que sale de la turbina para precalentar el que entra en el intercambiador de calor, simplificando aún más este ciclo.

Ventajas de un ciclo ORC frente a un ciclo convencional:

- Relativamente alta eficiencia aun con niveles de temperatura bajos
- Una turbina con bajas revoluciones habilitan el acoplamiento directo de un generador que no cuenta con caja de velocidades
- Bajo esfuerzo mecánico de la turbina debido a la baja velocidad periférica del impulsor
- Insignificante erosión en álabes de la turbina
- El ciclo opera con una temperatura máxima de 300°C y a la presión de aproximadamente 1MPa

3.2.4 Planta Geotermoeléctrica con Ciclo Binario

Cuando el yacimiento geotérmico produce una mezcla de agua-vapor a temperaturas inferiores a las que posibilitan disponer de vapor seco, el fluido que se suele hacer circular en circuito es aquel que dispone de una baja temperatura de ebullición. En este caso son comunes las mezclas de hidrocarburos altamente volátiles (de bajo punto de ebullición), como propano, n-butano, isobutano o isopentano, que funcionan en el rango de los 35 °C, en la fase fría, a los 150 °C en la fase caliente, que será la temperatura del agua de origen geotérmico, que aquí se utilizará en calidad de energía calorífica.

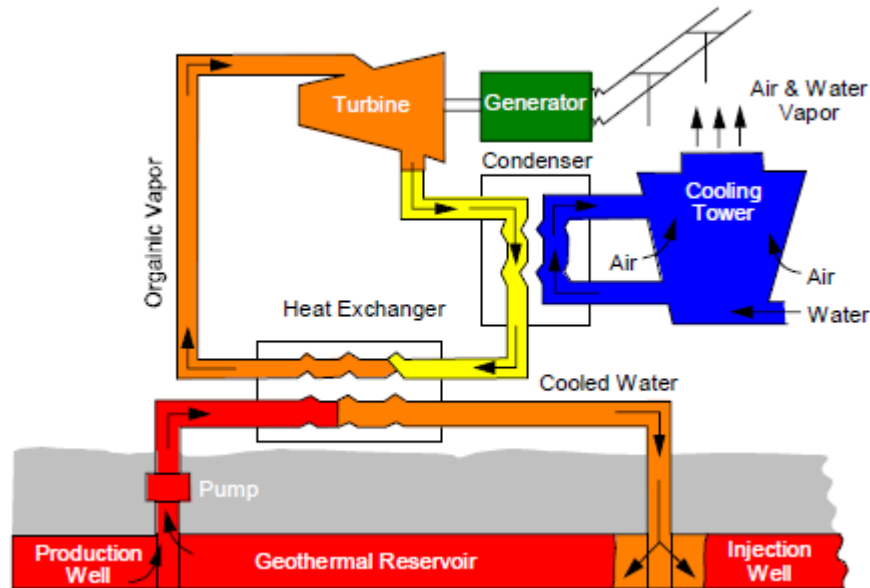


Figura 3.17 Diagrama de una Planta de Ciclo Binario.

Fuente: Geo-Heat Center.

Las Centrales estudiadas en los incisos anteriores tienen el gran inconveniente de exponer la turbina directamente al fluido geotérmico, por esa razón es necesario purificarla lo más que se pueda, pero existe una sencilla manera de evitar que el vapor de origen geotérmico circule por el interior de la turbina, como se ilustra la Figura 3.17, en el que el agua geotérmica tiene su propio circuito, o circuito primario, que intercambia calor a otro circuito cerrado (secundario) de agua u otro fluido más volátil, y un tercer circuito abierto de agua de refrigeración, que toma el agua de la superficie y a ella es devuelta sin ningún contacto con aguas subterráneas y, por lo tanto, sin contaminación alguna.

En un ciclo con dos fluidos, el fluido geotérmico transfiere energía térmica a través de la superficie del intercambiador de calor a un segundo fluido que se vaporiza a una temperatura mucho más baja que el agua, para una presión dada. Este fluido secundario vaporizado pasa entonces por una turbina que mueve un generador eléctrico. EL fluido atraviesa un condensador y una bomba de agua de alimentación como cualquier ciclo Rankine de potencia de vapor convencional.

En este sistema, ambos fluidos pasan por circuitos cerrados. Esto es, el agua geotérmica es devuelta al yacimiento de agua caliente mediante pozos de inyección después de pasar por intercambiador de calor. Es importante mencionar que para producir la misma potencia que el ciclo de evaporación directa sólo se necesitan dos tercios del flujo másico de agua aproximadamente.

Este tipo de ciclos se diseñan para usar un hidrocarburo de baja masa molar (de tres a seis átomos de carbono por molécula) como fluido de trabajo secundario en el ciclo ORC. El propano, el isobutano y el isopentano son ejemplos característicos. Un problema de ingeniería que surge en el diseño de los ciclos binarios geotérmicos es aumentar el tamaño de las turbinas hasta conseguir el necesario para trabajar con fluidos hidrocarbonados. Las incrustaciones y la corrosión son otras dos áreas de trabajo donde hay problemas cuando se trabaja con fluidos geotérmicos, especialmente con respecto al funcionamiento de los intercambiadores de calor.

Otro problema importante es el proceso de cesión de calor. Como el rendimiento térmico de las plantas geotérmicas es tan bajo, comparado con las plantas de potencia convencionales que funcionan con combustibles fósiles, es necesario que se ceda una fracción mucho más alta de la energía que entra. En las Centrales con evaporación directa, el condensado de la turbina pasa a una torre enfriamiento (agua o aire) y a continuación se devuelve al condensador. Es posible que los ciclos de dos fluidos, tengan que utilizar torres de enfriamiento convencionales con agua para enfriar en el condensador.

Al usar el Ciclo Binario se consigue mejorar el rendimiento del grupo turboalternador, desde el punto de vista de la eficiencia del equipo. Sin embargo, el rendimiento general de la totalidad de la instalación se verá reducido por las evidentes pérdidas de una parte de la energía calorífica en el intercambiador de calor.

Una de las ventajas que tiene este modelo de generación es que el fluido geotérmico nunca está en contacto con la atmósfera ya que el fluido utilizado es reincorporado al subsuelo. Ya que el agua geotérmica nunca se evapora en el ambiente, 100% del recurso

²¹ Esto no se aplica a plantas de ciclo binario de doble fase con escape de gases no condensables.

extraído se devuelve a la reserva lo que implica que sólo es utilizada la energía calorífica que viene con ella. Esto sirve a los efectos de reducir las emisiones, que de por sí son bajas, hasta el punto de llegar a cero, mantener la presión de la reserva, reabastecer el acuífero y por consiguiente ampliar la vida de producción de la planta.²¹

3.2.5 Planta Geotermoeléctrica con Ciclo Binario de dos fases

Una planta de doble fase opera de manera similar a la de un ciclo binario convencional. La principal diferencia es que el fluido geotérmico en forma de vapor entra a un vaporizador, mientras que fluido geotérmico que está en forma de líquido entra a un precalentador. El vapor que ha sido condensado puede fluir en dos direcciones; fluye directamente hacia el precalentador o es combinado con el fluido geotérmico ubicado después del precalentador.

Dado que la presión del vapor dentro del vaporizador permanece por encima de la presión atmosférica, los gases no condensables (NGC), pueden ser enviados junto con el fluido geotérmico a la reserva o simplemente se pueden mandar a la atmosfera sin la necesidad de utilizar una bomba de vacío. Todo esto se puede ver más claramente en la Figura 3.18.

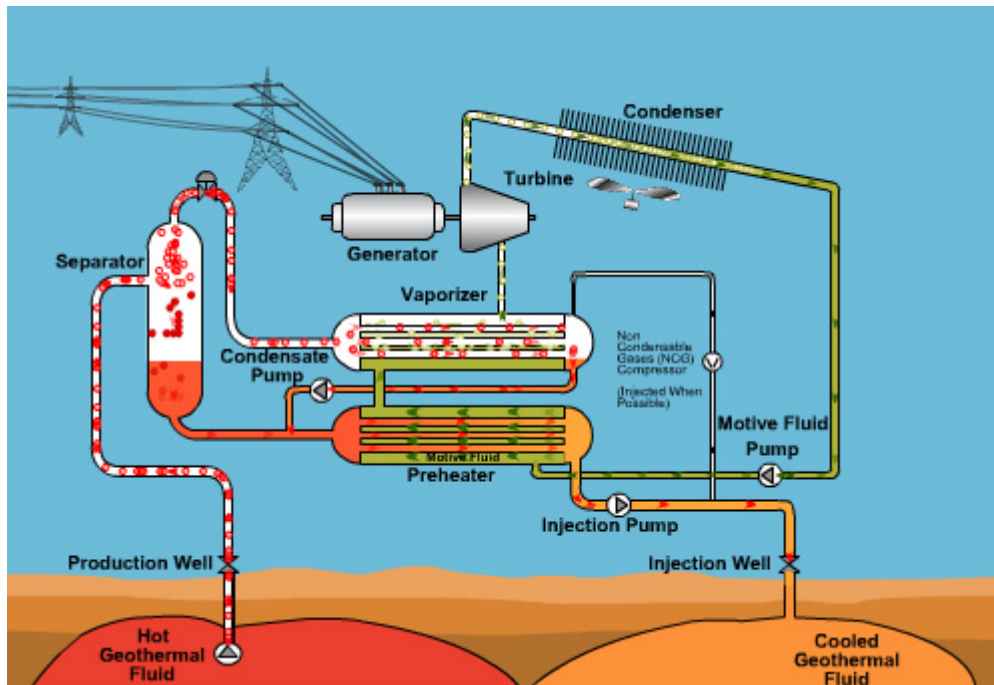


Figura 3.18 Diagrama de una Planta de Ciclo Binario de doble fase.
Fuente: ORMAT.

3.2.6 Planta Geotermoeléctrica con Ciclo Binario Combinado

Una planta geotérmica de Ciclo Binario Combinado tiene una aplicación más efectiva cuando se tiene un recurso donde se tiene agua y vapor mezclados. El vapor de alta presión que viene del separador se manda una turbina de contrapresión, la cual es la manera

más eficiente en esta etapa del ciclo. El vapor de baja presión sale de la turbina con una presión positiva y fluye hacia un ciclo *bottoming* hacia el grupo vaporizador-precalentador.

El calor remanente de la condensación del fluido orgánico es usado para evaporizar el fluido de trabajo que servirá para mover la turbina en el ORC. Posteriormente el vapor orgánico es condensado, bombeado de vuelta al precalentador y el fluido geotérmico es devuelto al subsuelo. Dado que la presión en el vaporizador sigue siendo positiva, los gases no condensables (NGC), pueden ser arrojados al ambiente sin pérdida de presión en el sistema.

El vapor condensado en los intercambiadores de calor también es devuelto al subsuelo lo que garantiza su posterior aprovechamiento. Todo esto se puede comprender mejor con la Figura 3.19.

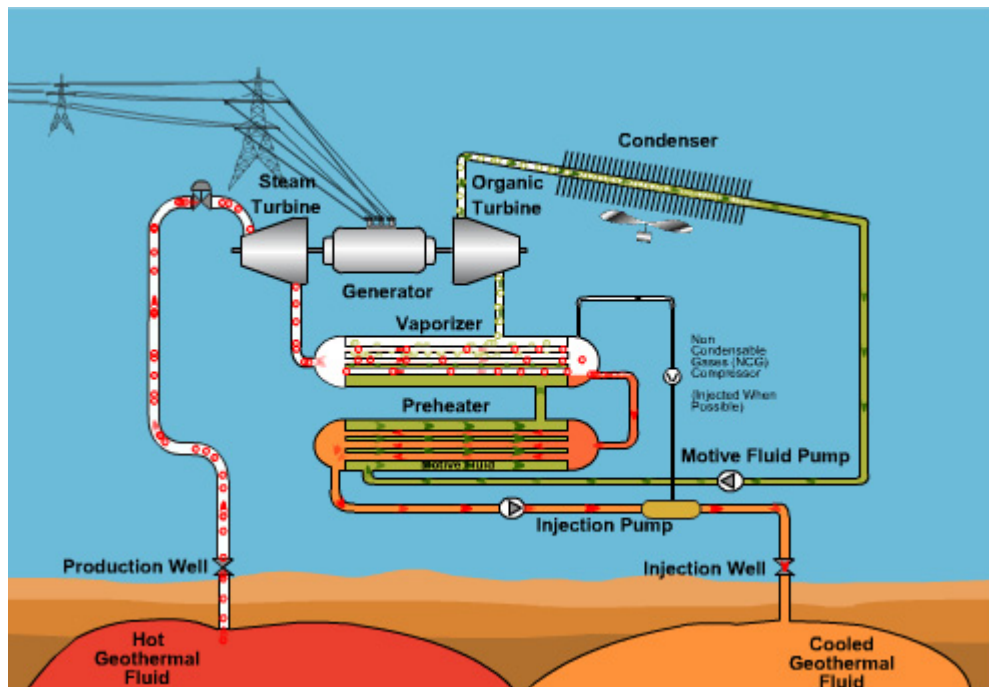


Figura 3.19 Diagrama de una Planta de Ciclo Binario Combinado.
Fuente: ORMAT.

Este tipo de configuración provee una importante, y posiblemente esencial, beneficio que favorece el uso de ventiladores, en lugar de torres de enfriamiento, para enfriar completamente el vapor que será condensado y posteriormente devuelto al subsuelo. Esto hace que el 100% del fluido (excepto los NGC) sea mandado directamente a la reserva, con lo que se garantiza que los pozos extiendan su vida de producción.

En la mayoría de las plantas enfriadas con agua el vapor condensado de la misma es usada para mandarla a la torre de enfriamiento, alrededor del 70-80% del vapor será condensado en la torre, el resto se verterá a la atmosfera lo que significará una pérdida en el acuífero. Esta cuestión es especialmente importante ya que para poder extraer la energía

geotérmica de la tierra es necesario un vehículo que en este caso es el agua, al arrojar vapor de agua a la atmosfera la capacidad de producción se verá reducida con el tiempo.

3.2.7 Ciclo *Bottoming*

El ciclo *Bottoming* En este ciclo, se efectúa la producción de vapor y energía mecánica o eléctrica, en turbinas de condensación y/o de contrapresión. Las temperaturas de trabajo son superiores a 350 C. Lamentablemente en este ciclo no es posible aprovechar los gases de salida en una turbina, dado que se presentan problemas de abrasión y corrosión.

En este ciclo se produce una primera etapa, en la cual el calor se utiliza directamente para requerimientos térmicos del proceso y la energía térmica residual o de desecho, se usará para la generación de energía eléctrica en la segunda etapa. El ciclo *bottoming* está asociado con procesos industriales en los que se presentan altas temperaturas esto implica que sea necesario abundante agua de refrigeración. Este proceso se muestra en la Figura 3.20.

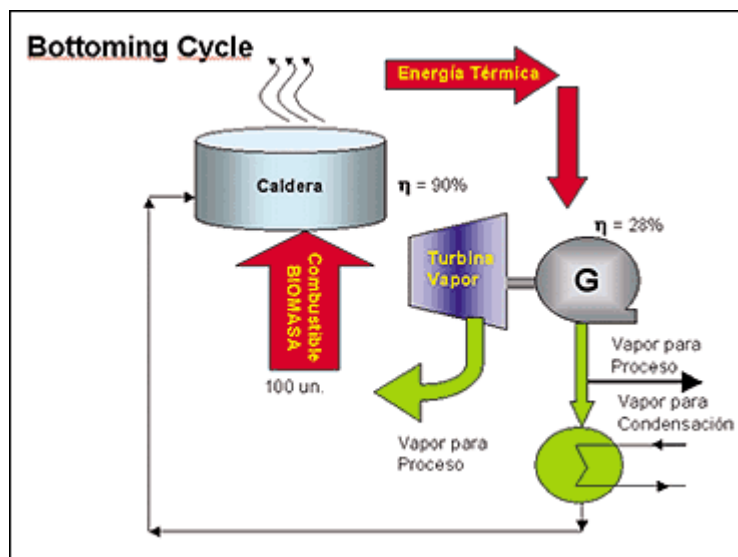


Figura 3.20 Ciclo *Bottoming*.
Fuente: VIBADIS.

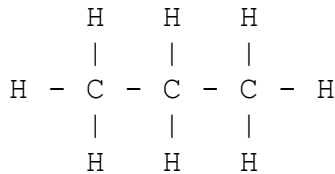
Un ejemplo del ciclo *bottoming* y *topping* es la utilización de ciclos combinados, es decir, acoplan una planta de doble flasheo (*topping*) con un ciclo binario (*bottoming*), donde el vapor y el líquido se separan para obtener dicho resultado.

3.2.8 Fluidos de Trabajo

Los fluidos de trabajo a los que nos enfocaremos serán los mencionados a continuación, ya que estos fluidos los podemos encontrar en las plantas geotérmicas de México, aunque a nivel mundial existen otro tipo de fluidos.

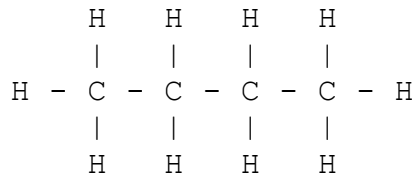
Propano

El propano (C_3H_8), es un gas incoloro e inodoro, poco soluble en agua y muy soluble en alcohol y éter. Se obtiene en cantidades bastante abundantes. Su poder calorífico es elevado, por lo que se utiliza en la calefacción doméstica, para aumentar el poder calorífico del gas de hulla y el soplete para cortar metales. Se utiliza también como disolvente líquido de refrigeración y mezclado con butano se usa como combustible. Su estructura molecular es la siguiente:



Butano.

El butano (C_4H_{10}) es un isómero (isobutano o metilpropano) gaseoso que se licua fácilmente a una presión atmosférica de $-0.5^\circ C$. Su estructura molecular es la siguiente:

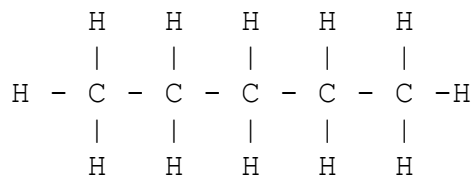


Su mezcla se vende en el comercio al estado líquido bajo débil presión en tanques de acero, siendo necesario el empleo de un reductor de presión para la alimentación de mecheros y quemadores (cocinas de gas).

Su poder calorífico es alto, por lo que se utiliza el gas butano como combustible. La industria del petróleo los emplea en reacciones de alcoholación destinadas a elevar el índice de octano de los carburantes.

Pentano

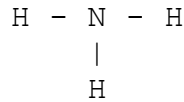
Es un compuesto de la serie de los hidrocarburos saturados, su fórmula química es (C_5H_{12}). Su forma física se presenta como líquido que se encuentra en el petróleo y en fuentes geotérmicas. Se utiliza como disolvente altamente volátil.



El pentano produce en los seres humanos un cambio de color de la piel, así como irritación.

Amoniaco

Se caracteriza por ser un gas incoloro, de olor picante, densidad inferior al aire, soluble en agua, alcohol etílico, alcohol metílico, cloroformo y éter. Químicamente activo, se presenta diluido en agua y puede reducir a numerosos óxidos y es estable a temperaturas ordinarias. Es un buen disolvente y se usa como refrigerante, para fabricar hielo en la síntesis de ácido nítrico, para fabricar abonos, etc. Su fórmula química es NH₃.



En la Tabla 3.2 podemos observar las características del butano, pentano, propano y amoniaco, esto con la finalidad de comparar sus puntos de fusión, ebullición y otras características.

Características	Butano	Isopentano	Pentano	Propano	Amoniaco
Formula molecular	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	C ₅ H ₁₂	C ₃ H ₈	NH ₃
Estado de agregación	Gas	Líquido	Líquido	Gas	Gas
Apariencia	Incoloro	Incoloro	Incoloro	Incoloro	Incoloro
Densidad	2.52 g/cm ³	0.61 g/cm ³ (20°C)	2.48	0.008 g/cm ³	0.68X10 ³ kg/m ³ (Líquido)
Masa	58.08 u	72,15 g/mol	72 Uma	44u	17 Uma
Punto de fusión	134.9°K (-138.3°C)	113°K(- 160°C)	224°K(- 49°C)	460.85°K (°C)	195°K (- 78 °C)
Punto de ebullición	272.7°K(- 0.5 °C)	301°K (28°C)	308- 309°K (35- 36°C)	231.05°K (42.1°C)	240°K (33°C)
Solubilidad en agua	6.1 ^g / _{100 ml} H ₂ O	(20°C) insoluble	-----	80 mg/l 20°C	46g en 100g agua
Punto de inflamabilidad	213°K(-60 °C)	253°K(- 20°C)	-----	169.15°K (- 103.85°C)	93°C
Temperatura de auto-ignición	560°K(287 °C)	693°K (420°C)	533°K (260°C)	723.15°K (450.15°C)	-----

Tabla 3.3 Características de los fluidos de trabajo.

3.3 Ventajas e inconvenientes de la generación eléctrica de origen geotérmico

Cuando se plantean ventajas e inconvenientes de cualquier tecnología, la valoración siempre se hace por comparación con otras tecnologías similares, básicamente en el aspecto económico. Para realizar dicha comparación, hay que analizar la eficiencia COP (*Coefficient of Performance*, por sus siglas en inglés), se tiene:

$$\eta_{bruto} = \frac{E_p}{E_c}$$

donde:

E_p : Energía producida en la central.

E_c : Energía calorífica aportada por el agua.

η_{bruto} : Rendimiento de la central (COP eléctrico).

y un rendimiento neto:

$$\eta_{neto} = \frac{E_p - E_{aux}}{E_c}$$

donde E_{aux} es el consumo eléctrico en la planta en servicios auxiliares.

La mayor parte de la energía consumida en la central es utilizada para el bombeo del fluido geotérmico desde el pozo de producción, aunque también debe tomarse en cuenta el bombeo de los ciclos secundario y de enfriamiento, así como el posible recalentamiento intermedio del vapor en las centrales de ciclo “flash” y los consumos necesarios en la maquinaria de la propia central.

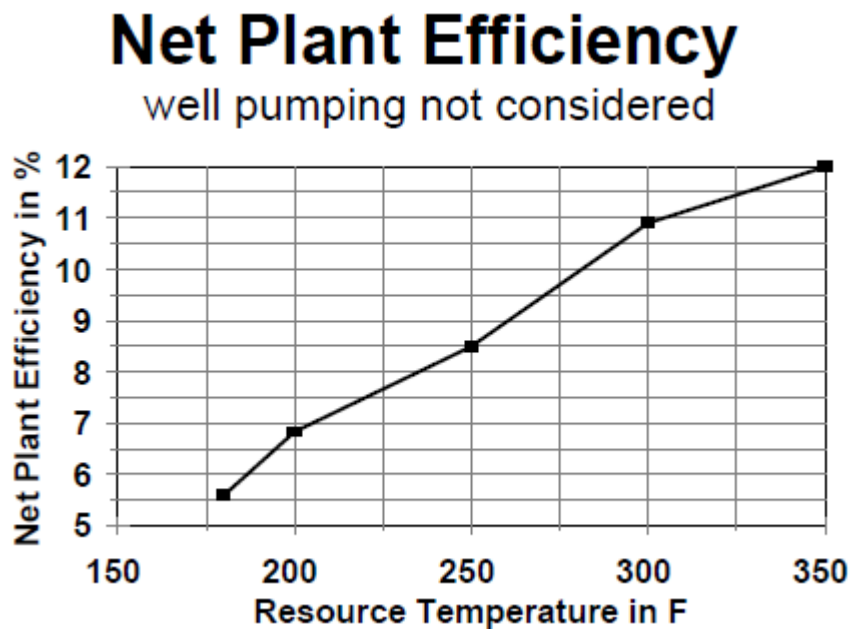


Figura 3.21 Eficiencia Neta vs. Temperatura del recurso

Fuente: Kevin Rafferty, Geo-Heat Center

Los valores del η_{bruto} en las centrales con aportación de agua geotérmica a unos 200°C pueden variar entre 15-20%, según el tipo de central, y netos de unos cinco puntos menos. Para temperaturas del agua geotérmica del orden de los 170 °C, el rendimiento neto se sitúa alrededor del 11%; cuando la temperatura del agua del pozo de extracción se acerca a los 100 °C, el rendimiento neto cae hasta un 6%. Sin embargo, para medir la rentabilidad económica han de tenerse en cuenta otros factores. Se puede tener una mejor aproximación observando la Figura 3.21, donde se muestra la eficiencia de la Central, sin la consideración de bombas de extracción.

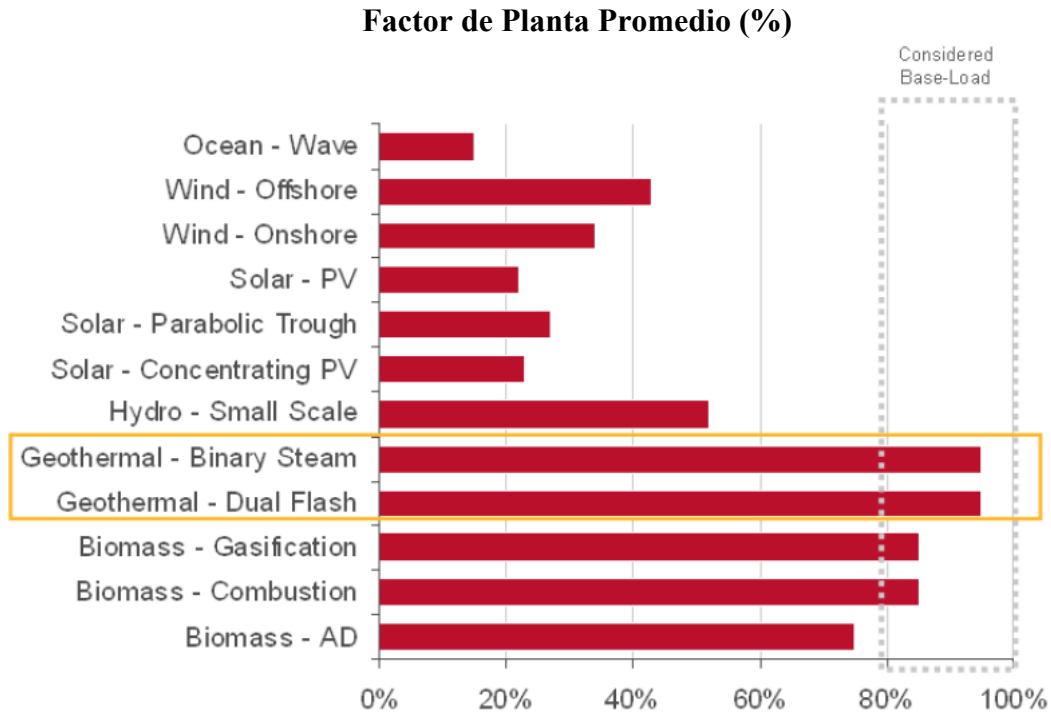


Figura 3.22 Factor de Planta Neto promedio para distintas fuentes de energía renovable.
Fuente: Glitnir Research.

La diferencia entre las centrales térmicas convencionales y las de alimentación de aguas geotérmicas, es que estas últimas prescinden de la caldera de producción de vapor. La inversión que sustituye a la caldera se centra en los pozos de producción y de reinyección, y en la potencia de las bombas de aspiración e impulsión del agua geotérmica. Y este dato puede ser tan variable como lo es el precio de las calderas de producción de vapor en las centrales térmicas convencionales. Por ejemplo, realizar dos sondeos a una profundidad de 1,500 m y la bomba necesaria de extracción, es bastante más barato que una caldera de carbón pobre (2.800-3.000 cal/kg), que puede alcanzar 100 m de estructura para garantizar suficiente superficie de intercambio de calor. Sin embargo, dos sondeos profundos a 3.000 m y sus bombas correspondientes resultan mucho más caros que una caldera de gas natural o de un carbón de alto poder calorífico. Por todo esto, es muy difícil deducir una ventaja económica de las centrales geotérmicas sobre las convencionales. Como datos para orientarnos en este aspecto, aunque deben utilizarse con mucha precaución, y usando datos promedios, una central geotérmica requiere una inversión del 150% de una de gas, el 120% de una de diesel, el 100% de una de carbón de alto poder calorífico, el 60% de una de carbón pobre y el 10-15% de una nuclear.²²

También es importante estudiar la disponibilidad de la Central para poder entregar energía eléctrica cuando es requerida, en este caso hablamos del Factor de Planta, la energía Geotérmica comparada con otras energía renovables es la que entrega una mejor disponibilidad como se muestra en la Figura 3.22, la única que puede competir con fuentes de energía fósil para el suministro en carga base.

La energía Geotérmica junto con la energía de Biomasa que pueden emplearse para generar electricidad en carga base, lo que representa una excelente alternativa al uso de combustibles fósiles como el carbón y petróleo. El gran potencial y su disponibilidad para generar las 24 horas del día la hace una fuente constante.

Las ventajas que tiene una Central Geotérmica con respecto a otras son las siguientes:

- Gastos menores de mantenimiento y operación
- Versatilidad para montaje por módulos
- Limpieza ecológica, sin vertidos a la red hidrográfica
- Producción más limpia. Con rendimientos del 60-50%, la contaminación se reduce al 33-20% de la de las centrales convencionales
- Mayor eficiencia en funcionamiento a carga reducida, sobre todo en las que se han definido como de pequeña potencia.
- Simplicidad de regulación
- Se acomodan mejor a redes particulares o consumidores locales con menores pérdidas que las acopladas a redes generales
- Emisión casi nula de CO₂
- Emisión casi nula de compuestos químicos a la atmósfera para Plantas de Ciclo Binario

Sus inconvenientes nacen de la misma naturaleza de los yacimientos geotérmicos sobre los que se asientan:

- Los yacimientos ocupan una reducida extensión sobre la superficie terrestre, por lo que no pueden ser muy abundantes
- Las centrales han de situarse a pie de yacimiento, pues el vapor perdería gran eficiencia en transportes largos, lo que refuerza el inconveniente anterior
- Las garantías de estabilidad y funcionamiento de los pozos conllevan inversiones suplementarias. Son muy difíciles de reparar
- La química del agua puede ser altamente corrosiva
- La cantidad de producción de los pozos puede ser muy variable

En cualquier caso, las ventajas parecen superar con gran ventaja a los inconvenientes, y es previsible que la tecnología aporte nuevas soluciones a perforaciones profundas e incida en investigaciones de nuevas posibilidades de extracción de aguas

²² Guía de la Energía Geotérmica, FENERCOM.

geotérmicas así como la mejora de las centrales, por lo que es de esperar un futuro satisfactorio para este tipo de energía que, por encima de todo, se alza como la más limpia, con poco impacto ambiental que no poseen otras tecnologías.

3.3.1 Química

Hay una gran cantidad de características sobre la química que puede presentar el fluido geotérmico extraído, los cuales son fundamentales para la planeación y elección del tipo de planta a utilizar para el aprovechamiento del recurso, hay que tomar en cuenta la presencia de Gases No Condensables (NGC) así como el poder de corrosión del agua, también se debe tomar en cuenta la factibilidad de expandir los pozos de extracción y tal vez la necesidad de utilizar equipo adicional. Si bien las plantas de tipo *flash* así como las de vapor pueden o no producir gases como parte del proceso de conversión, las centrales con tecnología de Ciclo Binario tienen una emisión de gases casi nula al ambiente.

3.3.1.1 Dióxido de Carbono

La emisión de este gas con cualquier tipo de Planta Geotermoeléctrica es insignificante.

3.3.1.2 Gases No Condensables

El fluido geotérmico arrastra a su paso los denominados Gases No Condensables NGC (*Noncondensable Gases*, por sus siglas en inglés), los cuales no pueden ser fácilmente devueltos a la reserva. Estos gases, los cuales se pueden acumular en el condensador, pueden disminuir la capacidad de transferencia de calor y provocar alteraciones en la turbina de contrapresión, teniendo como consecuencia la reducción en la eficiencia de la turbina. El vapor es usado en ocasiones en los expulsores para remover los NGCs, pero esto reduce la cantidad de vapor disponible para usarlo en las turbinas.

Típicamente, cualquiera de los expulsores de vapor, bombas de vacío o su combinación son usados para remover los NGCs. Las “cargas parasitas”²³ del sistema se ven incrementadas debido al uso de estos dispositivos, actualmente este consumo se ha reducido gracias a las mejoras que se han hecho en los sistemas de vacío. Es evidente que al reducir el consumo de electricidad dentro de la central la eficiencia de la misma se incrementará y por consecuencia más electricidad se generará.

Los expulsores de vapor provocan que la planta reduzca su eficiencia pero son menos costosas que las bombas de vacío. Ya que los expulsores requieren de un suministro de vapor, la cantidad de vapor disponible para producir electricidad se ve reducida, efecto que no se presenta al utilizar bombas. Las bombas de vacío tienden a ser cada vez más costosas y complejas, pero son más eficientes. Por lo tanto, un análisis costo-beneficio será el mejor camino para determinar cómo y con qué dispositivo se eliminarán los NGCs del sistema de generación.

Aunque el fluido geotérmico pueda contener NGCs, éstas emisiones son insignificantes comparado con las que se producen en centrales donde se hace uso de combustibles fósiles.

3.3.1.2.1 Acido Sulfhídrico

El Acido Sulfhídrico o sulfuro de hidrógeno (H_2S) es un gas inflamable, incoloro con un olor característico a huevo podrido. Se le conoce comúnmente como ácido hidrosulfúrico o gas de alcantarilla. La gente puede detectar su olor a niveles muy bajos. Es uno de los principales compuestos causantes de las molestias por malos olores. En los casos donde la concentración de H_2S es relativamente baja, el olor de huevo podrido del gas causa náuseas, en concentraciones más altas puede causar serios problemas a la salud. Un ser humano puede detectar concentraciones de H_2S en minutos, 0.030 ppm es el límite normal. Las concentraciones de 667 ppm puede causar la muerte rápidamente. En algunos casos la concentración de H_2S en el lugar de la Central Geotérmica puede dar un orden de 1 ppm. El ácido sulfhídrico es extremadamente nocivo para la salud, bastan 20-50 ppm en el aire para causar un malestar agudo que lleva a la sofocación y la muerte por sobreexposición. Debido a su toxicidad, está ubicado directamente abajo del ácido cianhídrico (HCN).

Durante la perforación y mantenimiento de las centrales el Acido Sulfhídrico puede ser una cuestión de seguridad para los trabajadores. En adición, algunas de las plantas deben cumplir estándares de calidad del aire, en estos casos se usan los sistemas Stretford y LO-CAT. Ambos sistemas pueden convertir cerca del 99.9% de H_2S a Azufre, el cual puede ser usado para la fabricación de fertilizantes.

3.3.1.2.3 Mercurio

Es un metal pesado plateado que a temperatura ambiente es un líquido inodoro. Es un mal conductor del calor comparado con otros metales, aunque no es mal conductor de la electricidad. Se alea fácilmente con muchos otros metales como el oro o la plata produciendo amalgamas, salvo con el hierro. Es insoluble en agua y soluble en ácido nítrico. Cuando aumenta su temperatura produce vapores tóxicos y corrosivos, más pesados que el aire. Es dañino por inhalación, ingestión y contacto. Producto muy irritante para la piel, ojos y vías respiratorias.

Como resultado de la peligrosidad del mercurio, medidas de reducción ya existen en la mayoría de las centrales geotérmicas (aunque el mercurio no está presente en todas las centrales). Después del proceso de reducción de sulfuro de hidrogeno, se reduce el mercurio. Después de quitar el mercurio, el azufre creado puede ser usado como un producto agrícola. La tasa de reducción de mercurio en una instalación, varía en función de la capacidad de absorción del carbón activado, típicamente esta capacidad es de alrededor del 90% lo que garantiza que los residuos no sean peligrosos.

3.3.2 Corrosión

En algunos campos geotérmicos el agua puede reaccionar químicamente con los materiales de la instalación en un proceso conocido como corrosión, la cual se ilustra en la Figura 3.23. La corrosión es particularmente problemática en áreas donde hay una gran riqueza mineral presentándose como fluido altamente salino. Los fluidos geotérmicos

²³ Alguna cantidad de electricidad producida es usada para que la central funcione, como la que necesitan bombas, ventiladores y controles. A esta carga se le denomina como “cargas parasitas”

pueden corroer fácilmente los componentes metálicos de una central eléctrica como son: tuberías, intercambiadores de calor, tanques, etc) si no se hace uso de materiales resistentes. Los materiales resistentes a la corrosión como pueden ser el acero inoxidable o titanio pueden ser sustituidos por acero al carbón.



Figura 3.23 Respiraderos de vapor corroídos.
Fuente: National Renewable Energy Laboratory (NREL).

Revestimientos de protección adicionales pueden ser aplicados al acero al carbón a un costo inferior que si se usarán aleaciones de acero o titanio. Aunque los costos varían considerablemente, éstos pueden ser de alrededor de 0.25 centavos de dólar por kWh.

3.3.3 Incrustaciones

En algunos campos geotérmicos, los elementos disueltos pueden producir incrustaciones. La incrustación es un tipo de precipitación, se produce directamente en una superficie como puede ser en una superficie de transferencia de calor o en una tubería. La incrustación se puede presentar como material disuelto o en pequeñas partículas adheridas a una superficie, frecuentemente en tuberías como se observa en la Figura 3.24. El sílice es el material más común, aunque también hay presencia de otros materiales como los carbonatos metálicos y sulfitos.

La incrustación puede ser inducida por cambios de temperatura así como cambios en el pH. Cuando el fluido *flashea* en los separadores, el dióxido de carbono (CO₂) originalmente disuelto en el fluido geotérmico es liberado gradualmente en pequeñas

cantidades. Esto crea una retroalimentación positiva, ya que el pH aumenta como consecuencia de la disolución de CO_2 lo que origina que los materiales se precipiten.

El problema de incrustaciones puede ser tratado en una gran variedad de formas. Se puede reducir el calor proveniente del fluido geotérmico (lo que reduce la eficiencia), añadir inhibidores de incrustaciones, acidificar el fluido para mantener los minerales en una solución. Equipo más complejo puede ser necesario para “limpiar” el fluido geotérmico y controlar la precipitación. Los métodos en el control de incrustaciones han tenido mejoras en años recientes.



Figura 3.24 Tubería corroída y con incrustaciones.
Fuente: NREL.

En este caso una planta de Ciclo Binario evita estos problemas. Ya que el fluido geotérmico se mantiene bajo presión y a una elevada temperatura por encima de los 71°C , los materiales disueltos se mantienen en solución, lo que mitiga o previene la incrustación en los intercambiadores de calor, pozos así como tuberías.

3.3.4 Contaminación del Agua

Debido a la naturaleza mineralizada de los fluidos geotérmicos y a la exigencia de disposición de fluidos utilizados, hay posibilidades de contaminar las aguas próximas de la instalación. Es común encontrar arsénico, mercurio o boro en pequeñas, pero ambientalmente cantidades significantes de tales metales. La descarga libre de los líquidos puede resultar en la contaminación de ríos, lagos, etc.

- La contaminación de las primeras capas de agua subterránea puede provenir de:
- Líquidos utilizados en la etapa de perforación
- Infiltraciones por orificios en las paredes del pozo en la etapa de reinyección, las que hacen que el líquido contaminado escurra hacia las primeras capas de agua subterránea.
- Fallos en la impermeabilidad de las piletas de evaporación, y sus consecuentes infiltraciones

Para mitigar estos daños, es posible el tratamiento de los fluidos antes de su descarga, evitando el ingreso de metales nocivos al medio natural. Todas estas situaciones problemáticas pueden ser evitadas, con diseños de planta apropiados y con monitoreo periódico.

3.3.5 Depresión del acuífero

Los niveles de agua subterránea pueden ser deprimidos bajo ciertas condiciones, principalmente en plantas de aprovechamiento de energía geotérmica que trabajan a altas temperaturas. Estas situaciones pueden ser evitadas controlando y manteniendo la presión de las reservas de agua.

Los niveles de agua también pueden disminuir como consecuencia de rupturas en las paredes de pozos en desuso, esta situación se puede prevenir, monitoreando el estado de estos pozos y reparándolos rápidamente ante cualquier problema. Hundimiento o subsidencia del terreno

En los emprendimientos geotérmicos, los fluidos geotérmicos son retirados de los acuíferos a una tasa mayor que la entrada natural de líquido hacia el mismo. Esto puede compactar las formaciones rocosas en el lugar llevando al hundimiento del terreno. Hay muy poco que hacer al respecto, lo único que se puede hacer para evitar estos efectos es mantener la presión del acuífero.

3.3.6 Contaminación sonora

Las pruebas de perforación de las fuentes son operaciones inherentemente ruidosas. Si estas operaciones pueden ser oídas por una población cercana, entonces los métodos de mitigación deben ser empleados. Silenciadores y contenedores de vapor son simples y fáciles de ser instalados. Por lo general las áreas geotérmicas son distantes de centros urbanos, pero se puede contemplar esta medida si los sonidos perjudican a la fauna local.

3.3.7 Contaminación Térmica

Prácticamente no existe contaminación térmica como en el caso de otras usinas de combustibles fósiles o nucleares. La pérdida de calor es para la atmósfera, desde que las torres de enfriamiento son medios de reinyección del calor utilizado en la usina.

3.3.8 Uso del suelo

Las plantas de aprovechamiento de la energía geotérmica deben ser construidas sobre sitios específicos. En caso de que estos sitios también tengan alto valor paisajístico, las estructuras que están sobre tierra pueden causar impacto visual. Es positivo que el aprovechamiento de la energía geotérmica, a su vez permite que en el mismo terreno donde

se encuentran estos emprendimientos se desarrollen otros usos del suelo diferentes. La superficie utilizada puede ser menor en el caso de que se utilicen técnicas de perforación direccional.

3.3.9 Impacto Visual

Las plantas de aprovechamiento de la energía geotérmica, suelen pasar casi desapercibidas en el terreno. Lo que ocurre es que muchas veces su impacto visual es significativo porque los sitios de alto valor geotérmico se suelen superponer en el espacio a sitios de gran valor natural y paisajístico. También pueden contener atracciones turísticas como ser géiseres y zonas de piletas naturales con aguas termales. La fase de explotación de estos emprendimientos de aprovechamiento de la energía de la tierra hace que la presión del acuífero decline por lo que las atracciones antes mencionadas pierden caudal y los turistas acuden en menor número a estas zonas.

3.3.10 Potenciales sucesos catastróficos

Los principales sucesos catastróficos que pueden ocurrir en una planta de aprovechamiento de la energía geotérmica son:

A. En zonas con alta actividad tectónica, la reinyección de fluidos en el terreno durante la explotación de las reservas puede aumentar la frecuencia de pequeños terremotos en la zona. Estos efectos pueden ser minimizados reduciendo las presiones de reinyección al mínimo y asegurando que los posibles edificios afectados por los movimientos sísmicos estén preparados para soportar la intensidad de estos terremotos. La actividad sísmica de mayor intensidad podría causar filtraciones de fluidos a algunas partes indeseadas del sistema.

B. La voladura o explosión de los pozos eran sucesos comunes en las primeras épocas de la perforación en profundidad, pero en la actualidad es muy extraño que alguno de estos sucesos ocurra. Su frecuencia puede aún ser minimizada a través del uso de equipos de prevención de voladuras y utilizando correctos procedimientos de perforación.

C. Las erupciones hidrotermales son extrañas y ocurren cuando la presión de vapor en los acuíferos se intensifica y eyecta hacia arriba la tierra que lo cubre, creando un cráter. Mantener la presión en las reservas puede ayudar a reducir la frecuencia de la ocurrencia de erupciones, también se deben evitar las excavaciones en terrenos con actividad termal.

D. Muchos de los emprendimientos de aprovechamiento de la energía geotérmica se encuentran en terrenos accidentados y es por eso que son más susceptibles que un terreno llano a deslizamientos del suelo. Esto puede ocasionar graves accidentes si las rocas que caen dañan las cabezas de los pozos o las tuberías, lo que podría resultar en el escape de vapores y líquidos a alta temperatura. La posibilidad de ocurrencia puede ser minimizada estabilizando todas las pendientes susceptibles de sufrir deslizamientos de tierra, aunque esto podría aumentar el impacto visual del emprendimiento.