

GEOTERMIA PROFUNDA AL NORTE DE LOS ALPES Barcelona, 18-19 abril 2013

Peter Meier* & Andrés Alcolea**

(*) Geo-Energie Suisse AG. Reitergasse 11, 8004 Zúrich, Suiza. p.meier@geo-energie.ch
(**) Geo-Energie Suisse AG. Reitergasse 11, 8004 Zúrich, Suiza. a.alcolea@geo-energie.ch

RESUMEN

En esta ponencia se pasa revista al estado actual de la aplicación de la geotermia al norte de los Alpes, con especial énfasis en la situación actual y prospectiva en Suiza. Se resume el funcionamiento de sistemas hidrotermales y petrotermales para la explotación de la energía geotérmica, así como de la planta de conversión de calor. Asimismo, se analiza el balance económico y ecológico de un proyecto geotérmico, así como los riesgos derivados. Se presentan además algunos ejemplos de plantas en funcionamiento, como Unterhaching, Soultz-sous-Forêts, Landau e Insheim (Alemania).

Palabras clave: *Geotermia profunda, Suiza, hidrotermal, petrotermal.*

SISTEMAS HIDROTERMALES Y PETROTERMALES EN SUIZA

La mayor parte de la actividad geotérmica a nivel mundial se desarrolla en el llamado “ring-of-fire”, un área de elevada actividad sísmica y volcánica que bordea el océano Pacífico. Allí, la elevada temperatura del vapor en el subsuelo, a más de 200°C, permite convertirlo en electricidad directamente en las turbinas. A nivel mundial, la potencia instalada procedente de recursos geotérmicos es al menos 11 GW, lo que corresponde aproximadamente a la capacidad de 11 grandes centrales nucleares. Pese a la juventud de las aplicaciones geotérmicas con fines energéticos (la primera planta se construyó en Larderello, Italia, en 1904), se ha reconocido rápidamente su enorme potencial. Hoy en día, la producción geotérmica supone una fracción importante de la producción total en países como Nicaragua (17%), Filipinas (16%), El Salvador (15%) o Islandia (13%). Países como Estados Unidos esperan una fracción de aproximadamente 10% de la producción total para el año horizonte 2050. Como ejemplo, cabe destacar que el suministro eléctrico a la ciudad de San Francisco procede, en su mayor parte, de energía geotérmica.

Los recursos geotérmicos pueden usarse también en amplias zonas de Europa central. Allí, la temperatura del geofluido (generalmente agua o salmuera) se encuentra en un rango entre

100 y 200°C a profundidades estándar de proyectos geotérmicos. El geofluido se bombea a la superficie desde formaciones profundas mediante los llamados pozos productores. El calor almacenado en el geofluido se convierte en energía en una central eléctrica o es directamente aprovechado por sistemas de calefacción a escala local o centralizada (llamado este último “district heating”). El aprovechamiento del calor del geofluido hace que éste se enfríe, tras lo cual uno o más pozos inyectores lo devuelven a la formación profunda, con el fin de evitar (1) subsidencias en el terreno causadas por la extracción continua de fluido y (2) el costoso tratamiento químico del geofluido (que generalmente presenta una salinidad muy elevada), previo a su disposición final en un cuerpo de agua superficial.

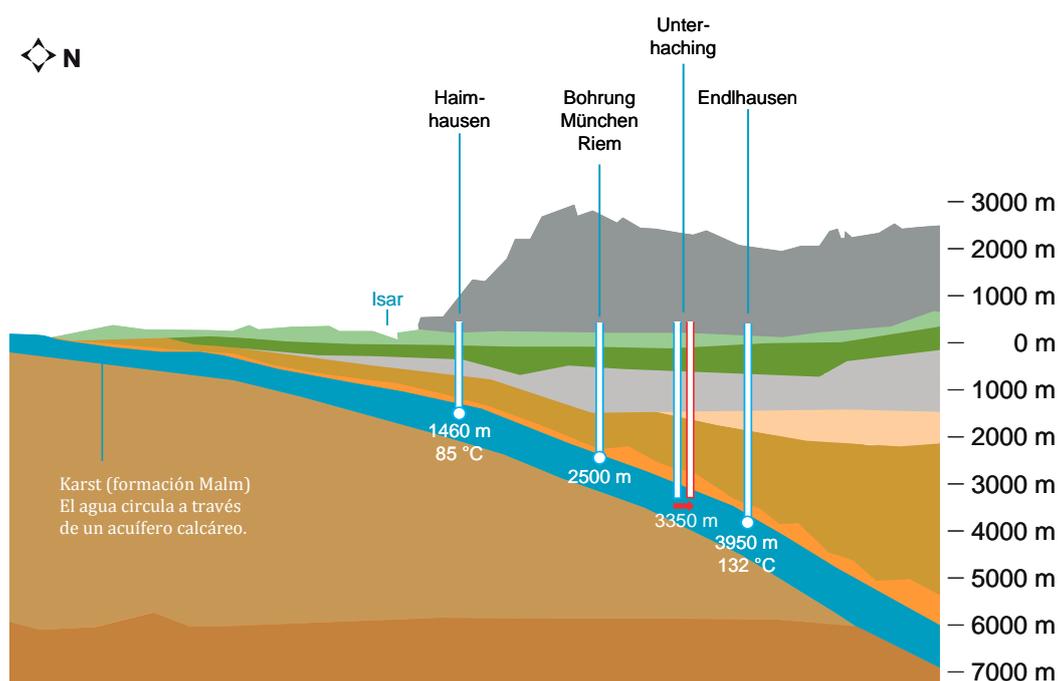


Figura 1. Sistemas hidrotermales: el agua se bombea desde un acuífero profundo (banda azul en la figura) y se reinyecta en el mismo tras aprovechar el calor almacenado en ella. El acuífero debe ser (1) suficientemente permeable para permitir la circulación del agua entre los pozos de inyección y producción y (2) suficientemente profundo para que la temperatura del agua extraída sea adecuada para la producción geotérmica. Ambas condiciones tienen lugar simultáneamente en contadas zonas de la geografía suiza. Por tanto, la producción geotérmica en el país transalpino requiere el desarrollo de sistemas petrotermales (Figura 4).

En general, se distinguen dos tipos de sistemas de geotermia profunda: hidrotermales y petrotermales. Ambos toman el agua caliente del medio para la producción de energía. En los sistemas hidrotermales (Figura 1), el agua se encuentra en acuíferos profundos, bien sean estos porosos o con fracturas interconectadas. Dichas fracturas se forman en zonas tectónicas y se encuentran, por tanto, localizadas en bandas de contacto de fallas. Salvo en contadas excepciones, el potencial de los sistemas hidrotermales es limitado dado que el acuífero debe (1) ser lo suficientemente permeable como para permitir la circulación de un caudal de agua elevado y (2) debe además ser lo suficientemente profundo como para que la temperatura del agua extraída sea adecuada para la producción eléctrica. No obstante, bajo condiciones geológicas favorables, los sistemas hidrotermales pueden ser muy rentables. Por ejemplo, los

sistemas hidrotermales en el área de Múnich (Alemania) son conocidos por su buen rendimiento. Allí, entre un 80% y un 90% de los pozos presentan un rendimiento satisfactorio. Así, desde el éxito del primer proyecto satisfactorio en Unterhaching en 2007 (Figura 2) se han construido diez plantas geotérmicas en el área de Múnich, amén de las que están en proceso de planificación o implantación. La planta de Unterhaching genera una potencia térmica de aproximadamente 70 MWth, correspondientes a un caudal de más de 150 L/s de geofluido a una temperatura de 122°C. La potencia térmica se convierte en (1) 3.36 MWel de potencia eléctrica neta para el abastecimiento de unas 6'000 viviendas y (2), en 38 MW de potencia térmica para un sistema de calefacción centralizada de 3'000 viviendas aproximadamente, lo que equivale a una reducción de 62'000 toneladas de CO2 entre 2007 y 2011. (Fuente: www.geothermie-unterhaching.de)



Figura 2. La planta geotérmica de Unterhaching: el proyecto piloto en el área de Múnich calienta aproximadamente 3'000 hogares y produce electricidad para otros 6'000.

El éxito de un sistema hidrotermal depende en gran medida del conocimiento preciso de las condiciones geológicas tanto a nivel local como regional. Además, el papel decisivo de la permeabilidad natural del acuífero requiere una buena caracterización de la misma. En Suiza, los acuíferos con potencial geotérmico a gran escala (similares al del área de Múnich) se encuentran localizados solamente en formaciones sedimentarias a lo largo de los pre-Alpes. Dichos sedimentos, a una profundidad mínima de 4000m, presentan una temperatura adecuada para la producción de electricidad. En cambio, los estratos profundos que cubren la mayor parte de la superficie del territorio suizo están formados por rocas cristalinas relativamente densas (Figura 3). Por tanto, una contribución significativa de la geotermia en un futuro próximo requiere la explotación de un gran número de sistemas petrotermales.

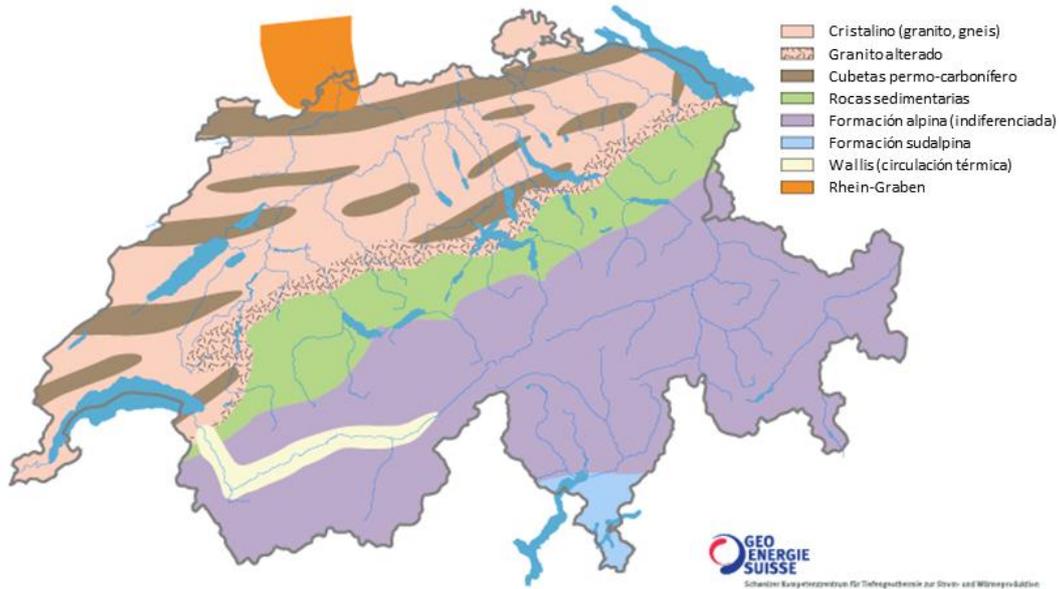


Figura 3. Mapa geológico conceptual del subsuelo suizo a 5'000m de profundidad. La temperatura a 5'000m varía entre 150 y 200°C, siendo este rango adecuado para la producción geotérmica. Los tipos de roca más frecuentes a 5'000 metros de profundidad son granitos y otras rocas cristalinas basales. Estas son susceptibles de explotación sólo mediante sistemas petrotermales, dada su baja o muy baja permeabilidad natural. Las únicas áreas con acuíferos sedimentarios que por su adecuada temperatura podrían ser explotados mediante sistemas hidrotermales, se encuentran al norte de los pre-Alpes (en verde) y al sur del Tesino (azul claro). La escasa extensión de estas áreas hace que los sistemas petrotermales sean la única alternativa posible para ofrecer una contribución significativa y durable de la geotermia a la producción eléctrica en Suiza. Consecuentemente, el interés de Geo-Energie Suisse AG se centra en el desarrollo de sistemas petrotermales para geotermia.

Los sistemas petrotermales (Figura 4) se usan cuando las condiciones geológicas y mecánicas no favorecen la existencia de caminos preferenciales de flujo como fracturas. Un sistema petrotermal consiste en la circulación de agua desde el pozo inyector (o pozos) hacia el pozo productor (o los pozos productores). El agua reinyectada, más fría que la formación, fluye lentamente a través de la roca, calentándose durante ese tránsito. Así, el área o volumen de roca influenciado térmica y/o hidráulicamente (el yacimiento geotérmico o “reservoir”) actúa como un calentador de agua gigantesco. El único problema es la generalmente baja permeabilidad natural de la roca, que dificulta o incluso impide la circulación del agua.

La baja permeabilidad natural de la roca puede incrementarse mediante la inyección de agua a presión. Esta operación, conocida como estimulación hidráulica, hace que las microfisuras preexistentes en la roca se abran por efecto de cizalla (“shearing”) y desarrollen su extensión (Figura 5). La estimulación hidráulica genera caminos preferenciales de flujo (fracturas interconectadas) entre los pozos de inyección y producción, lo que facilita la circulación del fluido a través de la roca. Esta red de flujo, creada de forma antrópica, se conoce como Enhanced Geothermal System (EGS) y presenta mejores condiciones hidráulicas que el original. Como puede observarse, un EGS puede implantarse en cualquier lugar y, virtualmente, en casi cualquier tipo de roca. Por sus atractivas propiedades hidrogeomecánicas y térmicas, los objetivos principales para Geo-Energie Suisse AG son las rocas cristalinas en la meseta central suiza y en el cantón Jura.

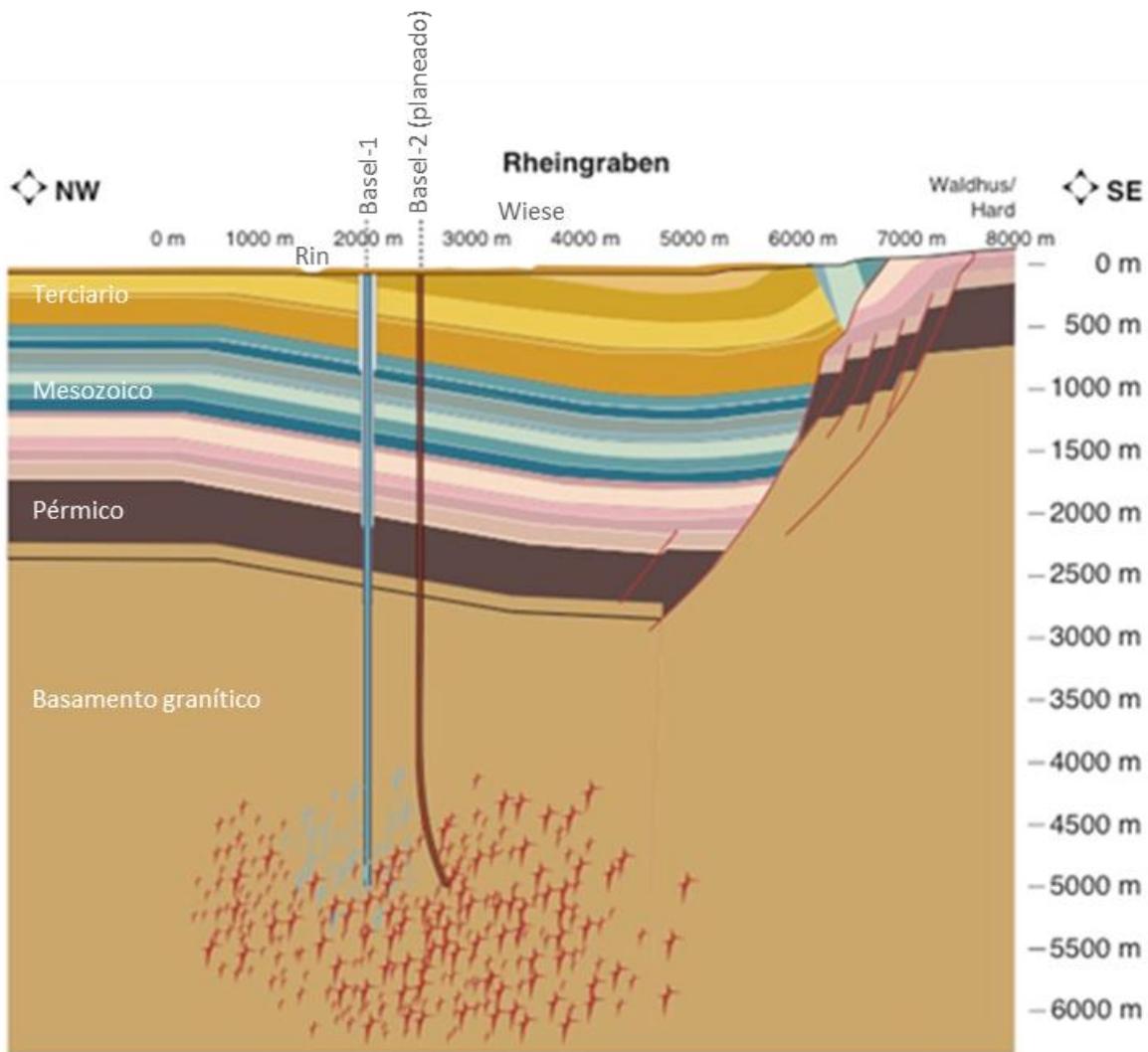


Figura 4. Esquema del sistema petrotermal en Basilea (Suiza): generalmente, las formaciones profundas (en particular, el basamento cristalino) son medios fracturados de baja permeabilidad. La estimulación hidráulica de pequeñas fracturas preexistentes incrementa su permeabilidad y permite la circulación del geofluido.

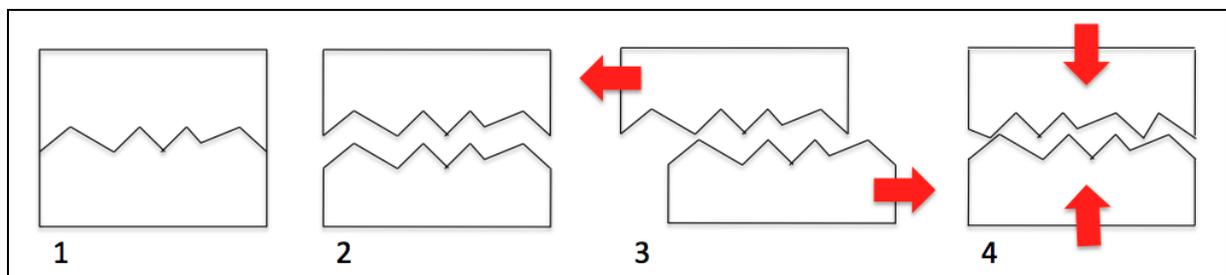


Figura 5. Esquema simplificado del proceso de cizalla o “shearing” causada por estimulación hidráulica. Los bloques separados por una fractura preexistente (1) se separan por efecto del agua inyectada a presión (2) y se mueven en sentidos opuestos durante la fase más intensa de inyección (3). Dicho movimiento libera energía sísmica. Al relajar la presión de inyección, los bloques tienden a unirse pero la fractura permanece abierta por efectos de rugosidad (4).

A día de hoy, sólo existen tres EGS implantados y en funcionamiento en Europa: Soultz-sous-Forêts (Francia), Landau e Insheim (Alemania). En ambos tres casos, localizados en el valle alto del Rin, hubo una importante actividad sísmica durante la estimulación de la roca o incluso durante la circulación del agua en plena operatividad de la planta. La Tabla 1 resume los datos técnicos de los tres proyectos. Las Figuras 6 y 7 muestran algunos detalles del proyecto más reciente, en Insheim, puesto en servicio a finales de 2012.



Figura 6. Planta geotérmica en Insheim: ventiladores y edificios de servicios al fondo.



Figura 7. Planta de proceso ORC (Organic Rankine Cycle) en Insheim: turbina y generador. Al fondo, intercambiador de calor tubular y evaporador.

El único EGS en Suiza, en Basilea (Tabla 1), fue cancelado en 2006 tras la estimulación de la roca debido a la fuerte sismicidad percibida. Pese a su cancelación, el proyecto en Basilea supuso un importante paso al frente para el desarrollo de la tecnología EGS en Suiza, pues permitió demostrar la factibilidad de (1) mejorar la permeabilidad natural del basamento cristalino suizo y (2) crear un sistema de fracturas permanentes con dimensiones de 1x1 km² en un plano vertical (Figura 8).

	Soultz-sous-Forêts	Landau	Insheim	<i>Basilea</i>
Caudal (L/s)	2x35	50-70	>80	
Temp. geofluido (°C)	175	160	>160	>180
Potencia eléctrica (MWel)	1.5	3	5	3
Potencia calor (MWth)	---	3	---	20
Prof. sistema(m)	5'000	3'000	3'500	5'000
Fecha instalación	Jun. 2008	Nov. 2007	Nov. 2012	
Fluido portador	Isobutano	Isopentano	Isopentano	
Coste aprox. (M€)	>80	21	50	
Reducción CO ₂ (t/a)	---	11'000	---	40'000
Fuente	www.geothermie-soultz.fr/	www.geox-gmbh.de	Comunicación personal	<i>Estimación</i>

Tabla 1. Resumen de los datos técnicos de los proyectos en Soultz-sous-Forêts, Landau e Insheim. Por completitud, se muestran las estimaciones (en cursiva) del proyecto cancelado en Basilea en 2006. El elevado coste del proyecto en Soultz-sous-Forêts se debe al cuantioso presupuesto destinado a investigación.

Un estudio detallado de los datos obtenidos en Basilea ha demostrado que la sismicidad se aumenta con el tamaño de la zona estimulada. En base a dichos resultados, Geo-Energie Suisse AG (sucesora de Geo-power Basel AG) ha desarrollado un nuevo concepto de sistema petrotermal, denominado EGS con multi-fractura horizontal (Figuras 9, 10 y 11). De acuerdo con este nuevo concepto, se estimula un determinado número de fracturas (pseudoparalelas) de extensión limitada, de forma que el área estimulada total corresponde con el área de diseño necesaria para el intercambio de calor en el yacimiento. En cambio, los sistemas EGS convencionales consisten en la estimulación de una única fractura de grandes dimensiones (Figura 9).

Las ventajas de un EGS con multi-fractura horizontal son varias. Entre ellas:

- a nivel de riesgo sísmico: la máxima magnitud esperada de los eventos sísmicos durante la estimulación hidráulica se reduce considerablemente, debido a que se llevan a cabo estimulaciones de áreas mucho menores.

- a nivel hidráulico: la circulación del agua a través del yacimiento se lleva a cabo en condiciones mucho más controladas. En el sistema de estimulación masiva existe una alta probabilidad de generar un cortocircuito entre los pozos de inyección y de producción (marcado con flechas en la Figura 10). En el sistema de multi-fractura horizontal, el área estimulada en cada plano de fractura es mucho menor (Figuras 9 y 11). Por tanto, la probabilidad de generar un cortocircuito disminuye, aunque no se elimina (fractura “fusiforme” en la Figura 11). En cualquier caso, la presencia de una fractura “cortocircuitada” no arruina el rendimiento global del sistema (como ocurrió, por ejemplo, en la planta de Hijiori en Japón), aunque hace que disminuya.

- a nivel térmico: Durante la estimulación hidráulica se corre el riesgo de que la red de flujo generada se extienda hacia la superficie (buscando tal vez zonas con mayor índice de fracturación como el granito alterado suprayacente al complejo basal). En un sistema EGS convencional (de fractura única), la mayor parte de la red de flujo tendrá pues una temperatura inferior a la deseada. En cambio, con el sistema de multi-fractura horizontal, las fracturas se generan a lo largo de la sección horizontal de los pozos, a una profundidad de diseño tal que la temperatura del geofluido es suficiente para la producción geotérmica. Pese a que el riesgo de crecimiento vertical de la red de flujo sigue existiendo, la menor extensión de las fracturas generadas permite un mayor control del comportamiento térmico. Además, el área de fractura útil para intercambio de calor (aquella transitada por el geofluido) es mayor.

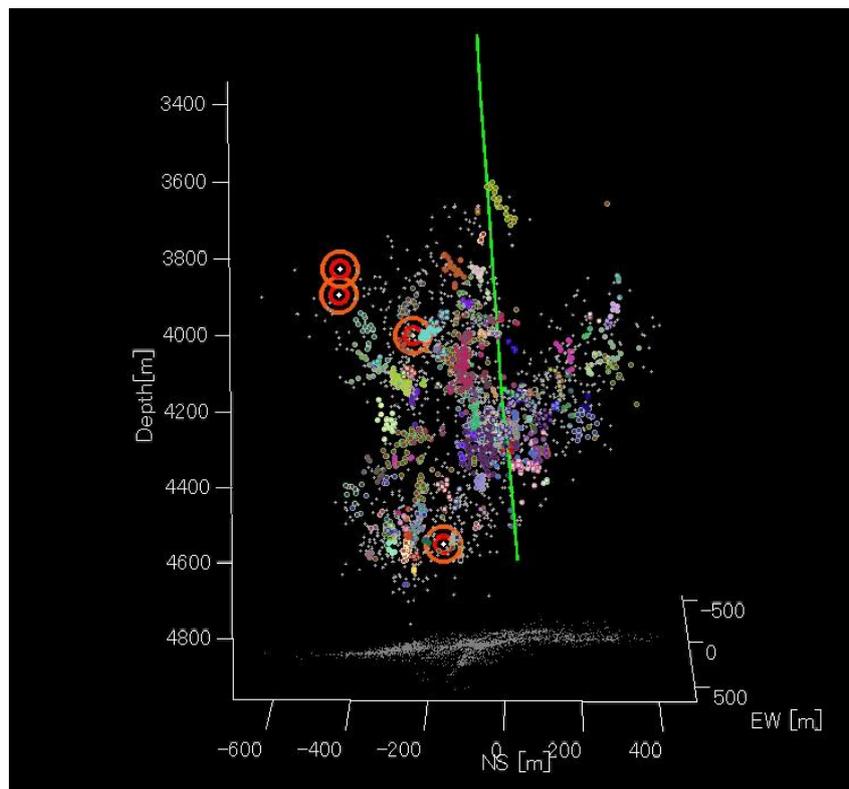


Figura 8. Actividad microsísmica observada en Basilea durante la estimulación hidráulica. Las dimensiones aproximadas de la red de flujo generada son 1x1km² sobre un plano vertical, aproximadamente. Los círculos rojos representan el hipocentro de aquellos eventos sísmicos con magnitud superior a 3.0. Estos fueron claramente percibidos en la superficie. Al menos uno de estos eventos causó grietas en el estuco de muchas viviendas, con un daño total estimado de unos 5.7 millones de euros.

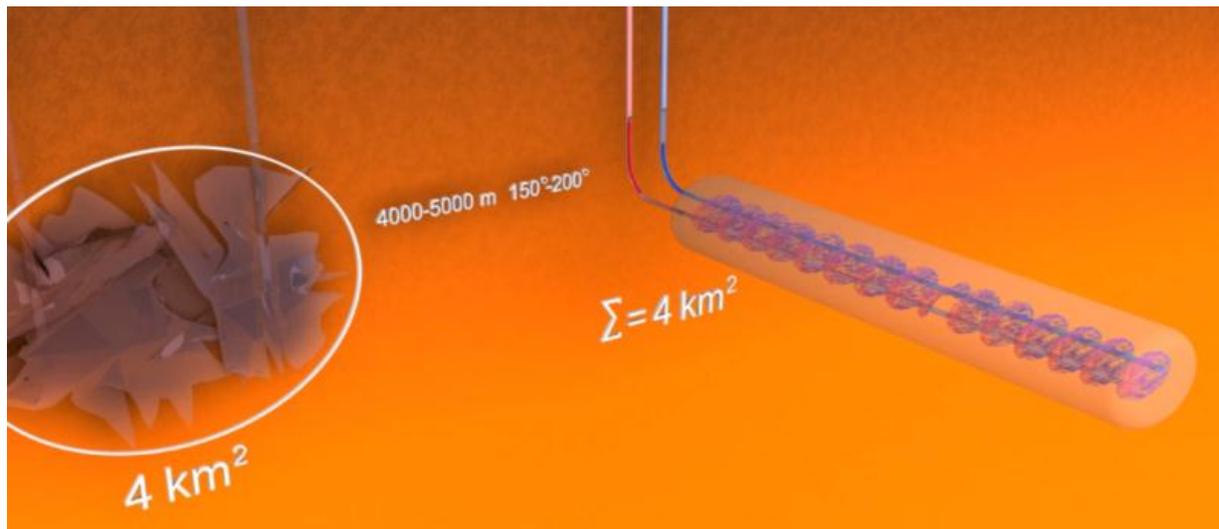


Figura 9. Sistemas petrotermales: Esquema conceptual del proyecto Deep Heat Mining en Basilea (izquierda) y del nuevo concepto de multi-fractura horizontal. El proyecto en Basilea se basó en una única estimulación masiva, lo que dio lugar a temblores sísmicos relativamente fuertes, algunos de ellos percibidos claramente en superficie. Un detallado análisis de los datos medidos durante la estimulación en Basilea ha permitido desarrollar el concepto de multi-fractura horizontal (derecha). La extensión de las 20 a 40 fracturas (que actúan como múltiples intercambiadores de calor) se optimiza de forma que se minimice el riesgo sísmico. Así, de acuerdo con este nuevo diseño sólo se esperan pequeños temblores (imperceptibles) durante las distintas estimulaciones hidráulicas.

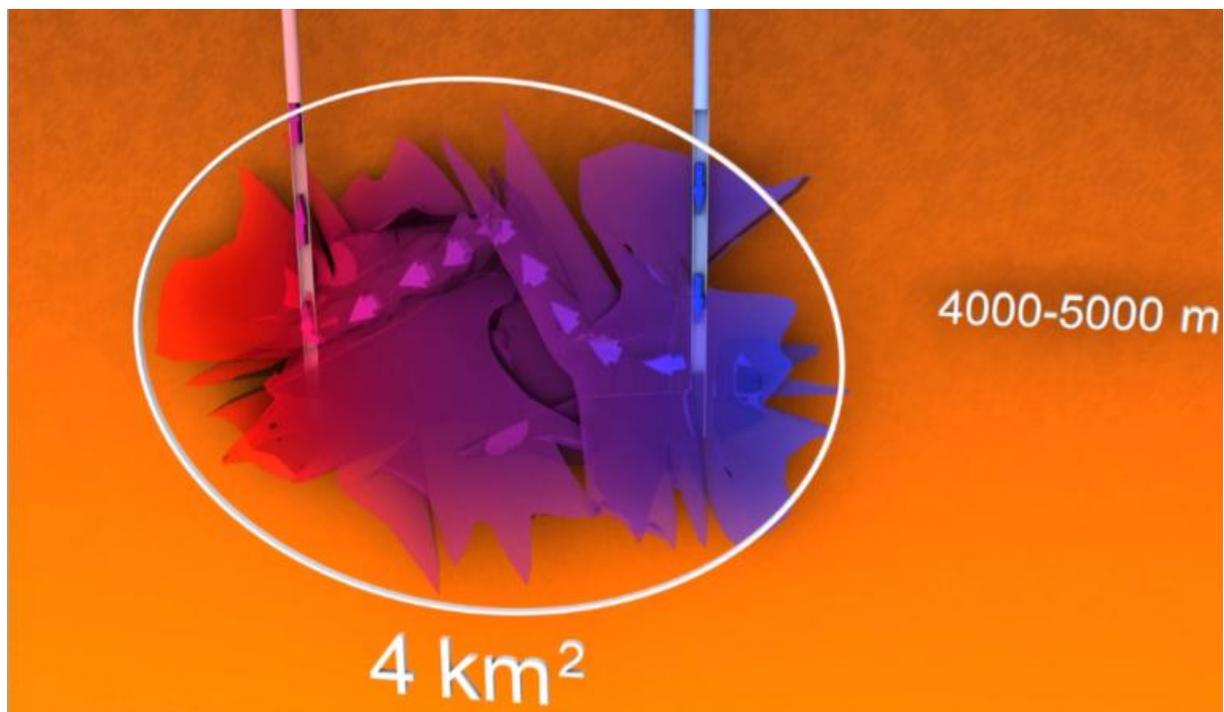


Figura 10. Concepto de estimulación masiva en Basilea: generación hipotética de un camino preferencial de flujo hacia la parte más alta (y fría) del EGS. La circulación preferencial del agua por unas pocas regiones frías tiene un impacto muy negativo en la producción de energía y, por tanto, empobrece la relación coste-beneficio del sistema.



Figura 11. Ventajas del concepto de multi-fractura horizontal: (1) la temperatura producida es aproximadamente la proyectada puesto que las fracturas individuales se desarrollan alrededor de la sección horizontal de los pozos; (2) se tiene un mayor control sobre la red de flujo y la probabilidad de generar cortocircuitos entre pozos disminuye por ser el área individual de cada fractura menor que la de un EGS convencional. En cualquier caso, si el cortocircuito tiene lugar, ocurre en fracturas individuales pero no arruina el rendimiento global del proyecto. Ambas ventajas contribuyen a una mayor rendimiento y durabilidad del proyecto y, por tanto, a una economía mejorada del nuevo concepto.

CONVERSIÓN DE CALOR A ELECTRICIDAD

La selección de un tipo u otro de central eléctrica depende en gran medida de la temperatura del recurso. Si la temperatura del geofluido es muy elevada ($> 180^{\circ}\text{C}$), como por ejemplo en áreas volcánicas, una planta de vapor seco o “dry steam” ofrece un muy buen rendimiento.

A una profundidad razonable para un EGS de unos 4'000-5'000 metros, las condiciones de temperatura del subsuelo suizo ($130\text{-}160^{\circ}\text{C}$) no permiten el uso directo del vapor del geofluido. En este caso se opta por una planta eléctrica binaria, que consiste en un segundo circuito de circulación, en el que se ponen en contacto el geofluido producido con otro con inferior temperatura de vaporización (de hecho, con inferior entalpía), llamado comúnmente “portador” o “fluido de trabajo” (Figura 12). Así, es el vapor del portador y no el del geofluido el que mueve la turbina produciendo así la energía.

Desde un punto de vista termodinámico, los sistemas binarios pueden utilizarse cuando la temperatura del geofluido es superior a 80°C aproximadamente. No obstante, la eficiencia del sistema (la proporción de potencia térmica extraída del geofluido que se convierte en potencia eléctrica bruta) es muy baja para este nivel de temperatura. De hecho, un sistema binario viable desde el punto de vista económico requiere geofluidos con temperaturas superiores a

120°C. Actualmente, la eficiencia media de plantas binarias es relativamente baja y varía entre 10 y 13%. Esto es, sólo el 10-13% del calor almacenado en el geofluido se convierte en electricidad. El calor remanente se puede utilizar en sistemas de calefacción centralizada (o “district heating”) o localizada (complejos de vivienda ecológica o ECO-quartiers, invernaderos, piscifactorías, etc.) o ser liberado a la atmósfera. Incluso en este último caso, la baja eficiencia de las plantas binarias resulta un problema exclusivamente económico, pero no ambiental, dado que el calor de la tierra (1) es una fuente prácticamente inagotable de energía renovable generada de forma natural y (2) se libera a la atmósfera constantemente también de forma natural.

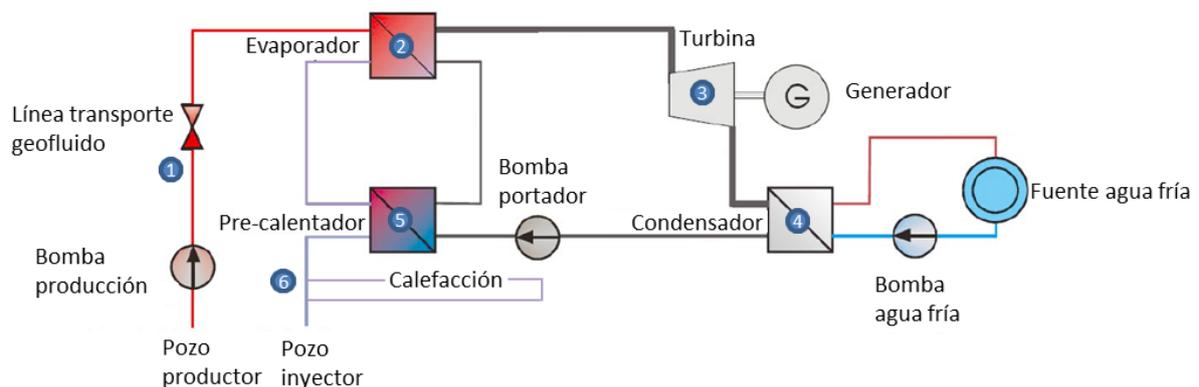


Figura 12. Esquema simplificado del ciclo ORC con refrigeración mediante agua. Adaptado de Köhler (2005).

Pese a la baja eficiencia de las plantas binarias, la producción eléctrica de un sistema petrotermal con solamente dos o tres pozos profundos está actualmente en el rango 3-6 MWel. Así, la producción geoelectrónica es grande si se piensa que tan sólo 4 MWel son suficientes para suministrar electricidad a una pequeña ciudad de 10'000 habitantes aproximadamente.

El funcionamiento de una planta binaria basada en el ciclo orgánico de Rankine (ORC) es simple (Figura 12). El geofluido caliente es bombeado a la superficie por el pozo productor (o pozos, 1). El calor almacenado en el geofluido se utiliza para evaporar de forma isobárica el fluido portador en el evaporador o “caldera” (2). El vapor del portador se expande de forma isentrópica (a entropía constante) en la turbina que acciona el generador (3) y luego es condensado también a presión constante por enfriamiento usando flujo de agua o aire (4). El portador condensado se bombea nuevamente al evaporador, lo que cierra el circuito. Se añade también un regenerador para mejorar el rendimiento del ciclo. El paso del portador por un pre-calentador (5) previo a su evaporación mejora la eficiencia del ciclo binario. Dicho pre-calentador se alimenta con el calor residual del geofluido, el cual, tras esta operación es reinyectado al EGS por el pozo inyector (6). Si la temperatura residual del geofluido es todavía suficientemente alta, cabe la posibilidad de circularlo por un sistema de calefacción previo a su reinyección.

Los portadores de uso común en sistemas ORC (Organic Rankine Cycle) durante los últimos 30 años son hidrocarburos halogenados como el freón, o alcanos como el isopropano, isobutano o isopentano. La tecnología ORC, que comenzó su andadura en 1961 en el campo de la energía solar, ha alcanzado en nuestros días en nivel suficiente de madurez y fiabilidad.

Además, no se utiliza exclusivamente en geotermia, sino que tiene muchas otras aplicaciones para la producción de electricidad (calor residual de procesos industriales como siderurgia, biomasa, etc.).

En los últimos años se han desarrollado alternativas al ciclo ORC con el fin de incrementar su eficiencia. Entre ellas, destacamos el ciclo Kalina. Desde su primera aplicación en 1996 en Canoga Park (3 MWel; Los Ángeles, USA), el ciclo Kalina se ha utilizado satisfactoriamente en diversas plantas geotérmicas como Unterhaching (Alemania, 3.36 MWel y 38 MWth), Húsavík (Islandia, 2 MWel) o Bruchsal (Alemania, 0.55 MWel). Los ciclos ORC y Kalina son bastantes distintos, con diferencias importantes en el fluido portador en el circuito secundario, la estructura del sistema, el área necesaria en superficie para las instalaciones, la eficiencia del sistema, el mantenimiento de la planta y el coste de inversión. El fluido portador no es una sustancia pura como en el caso ORC, sino generalmente una mezcla de agua y amoníaco. La principal ventaja del ciclo Kalina sobre el ciclo ORC estriba en la mayor eficiencia de la conversión de calor a electricidad, dado que las proporciones de la mezcla portadora se optimizan en función de la temperatura del geofluido. Por tanto, la aplicación del ciclo Kalina a plantas geoelectricas permite un mejor uso del calor del geofluido, así como disminuir la temperatura del fluido reinyectado, lo que maximiza la potencia térmica producida. No obstante, pese a que los componentes individuales del ciclo Kalina son de alta fiabilidad, el pequeño número de proyectos Kalina existentes no permite aún definir este ciclo como “fruta madura”.

Además de las continuas mejoras en las tecnologías ORC y Kalina, se desarrollan también nuevos ciclos alternativos para incrementar la eficiencia del intercambio de calor, especialmente cuando la temperatura del geofluido es baja (por ejemplo, para casos en los que el geofluido procede de un sistema somero). En un futuro próximo, dichas mejoras permitirán reducir la profundidad de los EGS, lo que abaratará los costes de inversión.

COSTES Y VIABILIDAD ECONÓMICA

El auge de proyectos geotérmicos en Alemania en los últimos años ofrece un juego de datos de costes de proyecto y producción actualizado y fiable. Por ejemplo, el coste de la planta geotérmica en Insheim, con una producción de 5 MWel es de aproximadamente 50 millones de euros. Así, este coste específico de 10 M€/MW se corresponde aproximadamente con el de una central nuclear de nueva generación. Los costes de perforación suman aproximadamente dos tercios del coste total de inversión. En consecuencia, la operación con mayor potencial de reducción de costes es la de perforación de pozos. En Suiza, dichos costes pueden reducirse mediante (1) un mercado propio suizo (Figura 13) y (2) aglutinando proyectos en la misma zona, lo que abarataría el coste de desplazamiento de la maquinaria de perforación y mejoraría la curva de aprendizaje por la similitud de las condiciones hidro-termo-geomecánicas del medio. Otra forma indirecta de abaratar los costes de perforación es a través de mejoras en la eficiencia de la conversión de calor a electricidad. Mejorar la eficiencia para geofluidos a media y baja temperatura permitiría la perforación de pozos no tan profundos como los actuales, lo que abarataría tremendamente los costes de perforación y de inversión totales. Dado que los costes de perforación crecen exponencialmente con la profundidad de los pozos, la mejora de la eficiencia del sistema de conversión es de vital importancia.

Los parámetros fundamentales que definen la rentabilidad de un proyecto de geotermia profunda son (1) el caudal de geofluido extraído (que depende directamente de la permeabilidad del yacimiento), (2) la temperatura del geofluido y (3) la eficiencia de la conversión de calor a electricidad. Dicha eficiencia también define la temperatura de reinyección del geofluido, que influye en la vida útil del proyecto.

En sistemas hidrotermales, la permeabilidad depende tremendamente del grado de conexión hidráulica entre los poros o fracturas preexistentes, que define la conectividad hidráulica y geométrica entre los pozos de inyección y producción. En cambio, en sistemas petrotermales, la permeabilidad necesaria se consigue artificialmente por estimulación del yacimiento.

La temperatura del yacimiento puede estimarse a priori, lo que permite definir la profundidad objetivo del EGS. En Suiza, la temperatura ambiente media es aproximadamente 12°C y crece entre 30 y 35°C por kilómetro de acuerdo con el gradiente geotérmico. La temperatura mínima del geofluido requerida para la producción de electricidad es aproximadamente 120°C, lo que implica una profundidad mínima del sistema de entre 3'100 y 3'600m. Como es obvio, la eficiencia de la conversión de calor a electricidad es mayor cuanto mayor es la temperatura del geofluido. Por tanto, la profundidad de diseño del sistema suele ser mucho mayor, entre 4'000 y 5'000m, lo que da lugar a eficiencias de aproximadamente 10-13%, siendo las temperaturas de reinyección de unos 70-80°C.

Hoy en día, el coste de producción es aproximadamente unos 0.32 €/kWh para sistemas hidrotermales y 0.50 €/kWh para proyectos piloto petrotermales. La implantación de un buen número de proyectos geotermiales en Suiza mejoraría la curva de aprendizaje, reduciéndose el coste de producción a unos 0.12-0.16 €/kWh. En tal caso, el coste de producción geoelectrica sería similar al de las centrales hidroeléctricas.

Las centrales geotérmicas generan carga base. Por tanto, desde un punto de vista macroeconómico, no causan costes adicionales de almacenamiento de energía ni requieren ampliaciones de las redes de distribución. Además, la energía geotérmica puede utilizarse para la regulación energética de periodos pico y valle a nivel diario. Parte del geofluido caliente u otro calentado con éste (con capacidad calorífica más alta para minimizar la pérdida térmica) podría almacenarse en tanques durante unas pocas horas – por ejemplo, las horas centrales de días soleados, cuando la producción de energía fotovoltaica es mayor – para ser utilizada en horas de baja producción y alta demanda, como por la noche.

La mayor parte de los proyectos geotérmicos planificados en Suiza se centran en la producción de electricidad, sin excluir el aprovechamiento óptimo del calor residual. Éste es de especial interés en proyectos en áreas con una red de calefacción centralizada ya existente. El coste de producción de calor para calefacción a una temperatura de 90°C se estima en el rango 0.03-0.07 €/kWh.

La explotación de sistemas geotérmicos permite distintas opciones, dependiendo del rango de temperaturas del geofluido:

- 150°C → 90°C Producción de energía mediante ciclo ORC o Kalina
- 90°C → 65°C Calefacción centralizada (a nivel ciudad, en invierno)
- 95°C → 65°C Refrigeración mediante sistemas de absorción (en verano)
- 65°C → 40°C Calefacción localizada (ECO-quartiers, invernaderos, piscifactorías, etc.)

MEDIO AMBIENTE Y BALANCE ECOLÓGICO

La geotermia suele presentarse al público como una energía renovable y no contaminante. Así pues, un proyecto geotérmico debe tener en consideración, entre otros muchos, los siguientes factores:

- Uso del suelo: un proyecto geotérmico para la generación de 5MW requiere una superficie aproximada de 10'000m² durante la perforación de los pozos para maquinaria, acopio de materiales, etc. y unos 5'000m² para la planta eléctrica. Idealmente, la planta debería situarse en (o limítrofe a) áreas industriales para minimizar las molestias por ruido, etc.

- Emisión de ruidos: la emisión de ruidos puede reducirse enormemente con simples medidas de corrección estándar. Por ejemplo, se perforó sin mayores problemas un pozo en los alrededores del hospital de Triemli, en el centro de Zúrich (Suiza). Durante el periodo de servicio de la planta, la aplicación de medidas estándar de reducción de ruidos evita conflictos con los vecinos.

- Protección del agua subterránea: en proyectos hidrotermales no está permitida la inyección de agentes químicos en el subsuelo. También se prohíbe su uso para la estimulación de yacimientos petrotermales, que suele hacerse simplemente con agua. No obstante, aunque se necesitaran aditivos químicos para la estimulación, la probabilidad de contaminar el agua subterránea es remota dada la profundidad del yacimiento (que además está seco). Por el contrario, los riesgos ambientales del sistema de fractura hidráulica o "hydrofracking" (por el que se generan nuevas fracturas en lugar de estimular las preexistentes) son mucho mayores. Dicho sistema se utiliza comúnmente para la explotación de yacimientos de gas no convencional, para lo cual se inyectan compuestos de alta toxicidad en el terreno. (Traducción libre de www.umweltallianz.ch/.../user/.../Faktenblatt_Geothermie.pdf)

- Enfriamiento del subsuelo: La velocidad de enfriamiento del sistema depende, entre otros, de las propiedades hidrotérmicas del yacimiento, las cuales controlan la velocidad de transmisión del flujo de calor. La velocidad de enfriamiento puede controlarse mediante la optimización de la geometría del sistema, definida básicamente por la distancia entre pozos de inyección y producción y por el tamaño del sistema en el caso petrotermal. Estos parámetros garantizan una vida útil del sistema superior a 30 años. De hecho, la temperatura del geofluido sólo decae ostensiblemente si se alarga demasiado más el periodo de producción eléctrica. Los riesgos ecológicos ligados al enfriamiento del subsuelo son, por ahora, desconocidos. (Traducción libre del link anterior)

- Emisiones de CO₂: una muy pequeña cantidad de CO₂ es liberada a la atmósfera durante la conversión de calor a energía eléctrica o, si ha lugar, durante la transferencia de calor al sistema de calefacción centralizada. Las mayores emisiones se producen durante la perforación, por utilizarse generalmente generadores estándar de combustible fósil.

- Periodo de amortización energética: el periodo de amortización de la energía geotérmica profunda es sólo 3.2 años. El uso combinado de producción eléctrica y calefacción centralizada reduce aún más este periodo de amortización.

- Factores sociales: la geotermia es un recurso local. Una gran ventaja de la geotermia profunda es su descentralización. La energía se obtiene a nivel local, sin necesidad de largas y costosas redes de transporte. Además, la energía geotérmica es un recurso permanente que “no entiende de crisis energéticas”, por lo que resulta un valor seguro para el suministro eléctrico. Como valor social adicional, genera también unos pocos puestos de trabajo a nivel local.

POTENCIAL DE LA GEOTERMIA EN SUIZA

Las estimaciones del potencial de la energía geotérmica en Suiza para el horizonte 2050 son muy dispares y dependen tremendamente de la fuente de información, variando entre un potencial prácticamente nulo hasta 17 TWh por año. Este amplio abanico no debe resultar sorprendente, dada la escasa experiencia en geotermia en el país y el escaso número de proyectos relativos a la producción de energía.

No obstante, el gobierno de la Confederación Helvética es consciente del enorme potencial de la energía geotérmica y espera, gracias a su nueva política de cooperación, una contribución de 4'400 GWel por año para el horizonte 2050. Se estima que el mayor potencial es el de proyectos petrotermales.

La Figura 13 muestra el plan de acción para la energía geotérmica en Suiza. En primer lugar, se necesita mejorar el conocimiento del subsuelo y optimizar la tecnología existente mediante plantas piloto. El objetivo de las dos primeras fases (hasta el año 2020) es conocer de forma concluyente el potencial de la energía geotérmica a largo plazo, así como evaluar la factibilidad a nivel técnico de los proyectos de geotermia profunda. Para ello, en la fase 1 se analizarán 10 emplazamientos (incluyendo caracterizaciones sísmicas) y se perforarán 15 pozos de exploración. En la fase 2 se implantará un mínimo de 5 plantas piloto con capacidad individual de 5MW. El coste de estas dos fases se estima en 405 y 162 millones de euros, respectivamente. Tras probar la factibilidad técnica de los proyectos geotérmicos, se analizará su viabilidad económica. En la fase 3 del plan de acción se implantará la primera central de gran tamaño, con capacidad entre 10 y 20 MW. Con esto se pretende favorecer el desarrollo de un mercado propio suizo de equipos de perforación, de tecnología de sistemas de intercambio de calor, etc. Esto es un requisito indispensable para el desarrollo de la fase 4 o de expansión, entre 2035 y 2050, en la que se espera la implantación de entre 20 y 50 MW adicionales por año. El conocimiento existente procedente de la explotación de hidrocarburos hace que el éxito de la geotermia profunda en Suiza no requiera investigación básica sino básicamente la adaptación de los desarrollos tecnológicos existentes al tipo de subsuelo suizo.

Las áreas del territorio suizo en las que se implantarán los proyectos geotérmicos dependen en gran manera de las propiedades geomecánicas del subsuelo y de la posibilidad de coproducción de energía eléctrica y calor para sistemas de calefacción centralizada. Con respecto a la producción de calor, la demanda es mucho mayor en la zona de la meseta central (más densamente poblada). Por el contrario, desde el punto de vista de producción eléctrica son mucho más interesantes las zonas altas de los Alpes o del macizo Jura, con temperaturas ambiente mucho más bajas, lo que maximiza la eficiencia de la conversión de calor a electricidad.

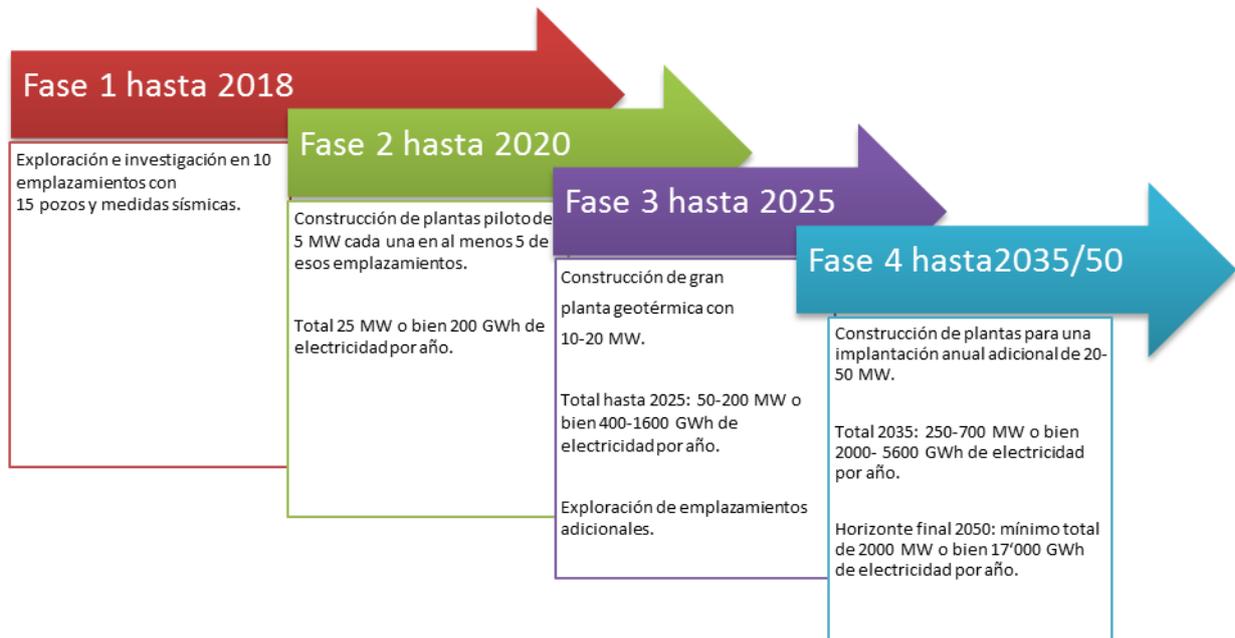


Figura 13. Plan de acción para la geotermia profunda en Suiza, desarrollado en cuatro fases hasta el año horizonte 2050.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

KÖHLER, S. (2005). Geothermisch angetriebene Dampfkraftprozesse, Analyse und Prozessvergleich binärer Kraftwerke. Technischen Universität Berlin.